



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ESPECIALIDAD EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

Autores:

Muñoz Díaz, David

Prieto Vicente, Fernando

Tutor:

Rodríguez Sanz, José

Ingeniería Eléctrica

Julio – 2013

**INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA Y
CENTRO DE
TRANSFORMACIÓN
EN NAVE INDUSTRIAL**



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ESPECIALIDAD EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

Autores:

Muñoz Díaz, David

Prieto Vicente, Fernando

Tutor:

Rodríguez Sanz, José

Ingeniería Eléctrica

Julio – 2013



1. Actividad y localización de la nave.

EL presente proyecto pretende el desarrollo y creación de una instalación fotovoltaica y un centro de transformación en una nave industrial, la cual estará situada en el polígono industrial La Mora, en la localidad de La Cistérniga. Se dedicará al mecanizado de tubos, perfiles y elementos metálicos variados. Por lo que para el desarrollo de dicha actividad se necesitará el uso de maquinaria pesada, para la que deberemos crear una instalación de abastecimiento eléctrico, debido a la alta potencia demandada. Dicha nave estará compuesta por dos plantas, en una el taller y en otra la zona de oficinas.

2. Objetivo de proyecto.

Debido a las nuevas legislaciones y tarifas eléctricas se ha decidido el instalar en la cubierta de la nave una instalación fotovoltaica, así como un centro de transformación para el suministro de energía eléctrica de la nave, en forma de Media Tensión (13,2 kV), disminuyendo así la tarificación de la potencia consumida, en este caso a la compañía eléctrica Iberdrola. Se realizará además toda la documentación necesaria como es: cálculos, pliego de condiciones técnicas, estudio básico de seguridad y salud, evaluación de impacto ambiental y presupuesto, así como otros documentos necesarios para la realización del presente proyecto.

El objetivo es realizar una inversión en las instalaciones, que permita el ahorro económico en el medio-largo plazo, siendo así, tanto el modelo más viable económicamente, como técnicamente, además de contribuir al desarrollo sostenible.

3. Instalación fotovoltaica.

3.1. Introducción a la energía solar fotovoltaica.

La energía fotovoltaica, consiste en la conversión de la energía de iluminación que genera el sol, en energía eléctrica, dándose el efecto fotovoltaico. El efecto fotovoltaico consiste en la transformación de la energía, que aportan los fotones de luz incidentes sobre materiales semiconductores, en energía eléctrica. Las capas más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es en ese lugar donde se genera la corriente de electrones. Los fotones de iluminación solar, al chocar con los átomos de la célula solar liberan electrones, pertenecientes al átomo de la célula. Al liberar un electrón en el átomo de la célula se genera una vacante o hueco. Para que el electrón liberado no vuelva a ocupar ese hueco y genere una corriente eléctrica, debe ser extraído del material. Para ello se introduce en el material semiconductor de la célula, elementos químicos (dopantes), que producen un exceso de electrones y huecos, mediante un proceso denominado dopado. Existen dos tipos de zonas dopadas, una tipo p y otra tipo n, formando un campo eléctrico, positivo en un extremo y negativo en otro. A pesar de todo, la carga eléctrica neta del cristal sigue siendo cero, ya que cada átomo tiene el mismo número de protones que de electrones, por lo que se equilibrarán sus cargas. Así, para que se produzca el efecto fotovoltaico es necesario que penetre luz, y si sus fotones comunican la suficiente energía a los electrones del semiconductor, algunos electrones atravesarán la barrera de potencial y serán expulsados del semiconductor con la ayuda de un circuito exterior, produciendo una corriente eléctrica. Para que se de todo este efecto las células deben ser fabricadas con semiconductores, es decir, elementos que se

comportan con aislantes a bajas temperaturas y conductores cuando aumenta la temperatura. Además de los semiconductores, las células fotovoltaicas están formadas por una malla metálica superior, para lograr recoger los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa, también constan de un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. En la parte superior de la célula hay un material encapsulante, para que sea sellada y protegida, para aumentar el número de fotones absorbidos poseen una capa antirreflexiva.

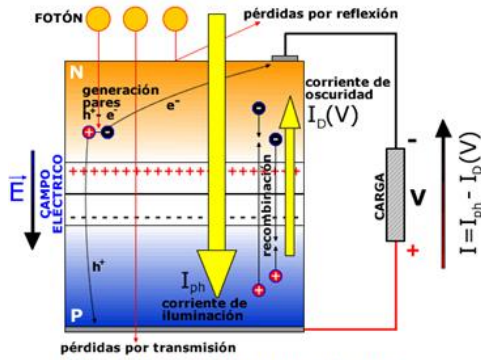


Figura 1. Funcionamiento de una célula solar.

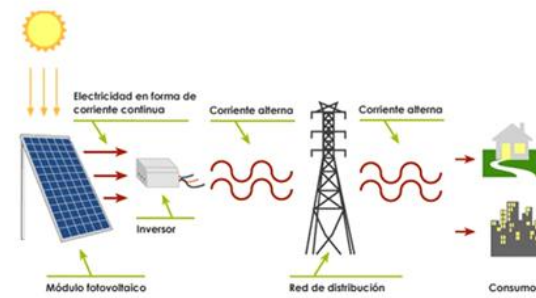


Figura 2. Esquema de sistema fotovoltaico.

3.2. Tecnología solar fotovoltaica.

Este tipo de generación puede ser utilizado de varias maneras, puede ser utilizado para alimentar aparatos eléctricos donde no llegue energía eléctrica, como viviendas aisladas o repetidores de señal, puede ser utilizado como central, es decir, una gran superficie dedicada a este proceso en lugares denominados huertas solares, unidas a la red de alta tensión, o como en nuestro caso pequeñas instalaciones, que van conectadas a la red de baja tensión.

Lo más habitual es que las instalaciones fotovoltaicas estén formadas por: módulo fotovoltaico, inversor, elementos para la conexión a red, su contabilidad y protecciones. El panel fotovoltaico sería el generador, generalmente estará formado por 36 células fotovoltaicas. En el caso de sistemas aislados también tendremos un regulador de carga, encargado de la carga y descarga del conjunto de baterías. Los paneles producen la energía en forma de corriente continua, por lo que se necesita un elemento que la transforme en energía alterna, esta es la función del inversor. Para la protección de la instalación, será necesario el uso de protecciones contra sobrecargas, para preservar la vida de todos los elementos.

Su instalación en todo el mundo creció muchísimo en los últimos años, esta tecnología sufrió un gran desarrollo tecnológico, ya que, cada vez se producían componentes más eficientes, además de ser una energía muy limpia y respetuosa para el medio ambiente unido a las ayudas que se ofrecían por parte de los gobiernos. Desde 2010 los gobiernos han tratado de regular su instalación, por medio de esas ayudas, en algunos países, como es el caso de España, se empezó a reducir la tarificación del kWh de las instalaciones ya creadas, y la eliminación de ayudas para las futuras, por lo que su instalación se ha reducido considerablemente.

En sus inicios los Estados Unidos lideraron su instalación en el mundo, en 1997 Japón lo superó y se mantuvo hasta 2005, donde apareció Alemania, que continúa como líder en producción, España se encuentra actualmente en el sexto lugar en la lista.



3.3. Solución adoptada.

La potencia total instalada en la nave será de 15360 W, que es lo que se ha logrado instalar con un presupuesto inicial cercano a los 45000 €. El conjunto de paneles estará repartido en dos grupos de 32 paneles, con dos subramas cada grupo, situados en la cubierta de la nave, orientadas lo más posible al Sur, ya que la nave tiene una desviación de 12º respecto al Sur y con un ángulo de 22º la cubierta, que lo convierte en un lugar muy propicio para su instalación, por lo que únicamente tendremos que anclar las placas, según el pliego de condiciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE). Se instalarán dos inversores uno para cada grupo de paneles, estos inversores irán colocados en el cuarto eléctrico. Después de los inversores, colocado en la parte externa de la nave, tendremos el contador de potencia generada con sus protecciones (diferencial e interruptor frontera) en un armario, denominado armario de medida, que debe ser accesible por la compañía, de ahí su ubicación. Se han instalado las correspondientes protecciones ya sea en la zona de continua como en la de alterna, se ha optado por la inclusión de embarrado, seccionador, interruptor de corte, descargador y fusible en la parte de continua, es decir a la salida de los paneles y de interruptor automático, seccionador, diferencial y descargador en la parte de alterna, es decir la salida de los inversores.

3.4. Estudio energético y económico.

Se ha realizado un estudio energético y económico, según lo impuesto por el IDAE, para saber el ángulo de colocación de los paneles, separación, etc. Con los que llegamos a la conclusión que se producirán unos beneficios anuales de 3873,1 €. El coste total de la instalación será de 40033,15 € por lo que aproximadamente en 10 años estará amortizado el coste y se empezará a generar beneficios. Una instalación solar tiene una vida útil de 25 años, momento en el cuál los paneles solares mantienen el 80% de la capacidad de producción que tenían el primer día. Por eso, aunque tradicionalmente desde la industria digamos que son 25 años, los paneles siguen produciendo a niveles aceptables después de ese momento, por lo que puede seguir funcionando la instalación.

4. Centro de transformación.

Se ha diseñado la implantación de un centro de transformación, de media a baja tensión como marca el Real Decreto 1164 de 2001, para poder conectar nuestras instalaciones a la red general, debido a nuestra necesidad de abastecernos con una potencia cercana a los 200 kW.

4.1. Previsión de cargas y descripción del centro.

En nuestro proyecto calculamos una previsión de cargas de 188969 W, esta potencia es consumida por la alimentación, tanto de las líneas de iluminación general como de emergencia, así como por el suministro de la maquinaria (motores, soldaduras, grúa, ascensor, etc.) y demás puntos de alimentación eléctrica.

Con esta previsión iniciamos nuestra conexión a la línea general de distribución eléctrica, la cual será suministrada por la compañía, con una distribución TT (neutro conectado



directamente a tierra). Nuestra conexión provendrá de una acometida subterránea que suministra 13,2 kV mediante unos cables de aluminio de 240 mm² de sección, esta acometida conecta nuestro transformador con la subestación de la compañía, la cual estará conectada en anillo, siendo nuestra conexión por tanto en punta. Una vez obtenidos los datos de potencia y alimentación pasamos al cálculo de nuestro centro de transformación, el cual estará compuesto por un transformador de 400 kVA, cuya tensión nominal en el primario es de 13200 V y en el secundario de 400 V, y tendrá una refrigeración en seco. El transformador irá conectado a un embarrado con sus correspondientes protecciones y a tierra, este conjunto de elementos estará situado en una caseta eléctrica prefabricada, instalada en un foso de cemento para prevenir posibles accidentes situado en el interior de nuestra parcela, la cual cuenta con su propia toma de tierra para el conjunto de los elementos.

Desde nuestro centro de transformación situado en la caseta adyacente a la nave, se construirá una zanja subterránea por la cual uniremos, mediante cuatro cables unipolares de 240 mm² de sección, el centro con el cuadro general de distribución. Este cuadro estará situado en el cuarto eléctrico, en el segundo piso al fondo del pasillo de las oficinas, en este cuarto también se localizan los inversores de la instalación fotovoltaica y las baterías para el corrector del factor de potencia, al fin de centralizar los elementos.

4.2. Cuadros de distribución y líneas de alimentación.

En el cuadro general de distribución recibimos toda la potencia con la que alimentar toda la nave y, como se explica en el esquema unifilar, realizamos las distintas derivaciones. Cabe destacar que en esta primera derivación nos hemos decidido por instalar todos los componentes como derivaciones trifásicas, aunque algunas sean puramente monofásicas, teniendo en mente una posible ampliación de la instalación, la cual requerirá simplemente de la sustitución del cable de unión. Tras estas derivaciones se calcula la sección y fases del cable en relación con la potencia, características y distancia de los elementos a conectar, creando para una mejor disponibilidad y ahorro, nueve cuadros auxiliares de alimentación. Para conectar estos cuadros con el cuadro general de distribución llevaremos los cables por una bandeja situada a una altura y con unas características correspondientes con las expuestas en el reglamento de baja tensión, así como aplicaremos los correspondientes coeficientes de sobredimensionamiento en los cables para cumplir con las especificaciones expuestas en dicho reglamento, y otras especificaciones como por ejemplo la separación de las iluminaciones de emergencias del resto de circuitos de iluminación para asegurar su correcto funcionamiento.

4.3. Descripción de cuadros auxiliares.

-Cuadro 1: Este cuadro estará situado en el pasillo de la zona de vestuarios y se utilizará para la iluminación de pasillos, vestuarios, baños, hall y tomas de corriente de estas.

-Cuadro 2: Se situará en la zona del almacén y se utilizará para iluminar esta zona, se instalará a fin de reducir secciones de cable debido a las distancias.

-Cuadro 3: Estará situado en un pilar entre las mesas de trabajo y la zona de soldaduras con el fin de alimentar a ambas, así como de conectar la iluminación de la zona.



-Cuadro 4: Se ubicará en el pilar junto a la cizalla, con la finalidad de alimentar la maquinaria pesada y la iluminación de la zona, por lo que tendrá una gran potencia. La unión entre el cuadro y la maquinaria se hará soterrada, desde el cuadro a estas, mediante tubo enterrado, con el fin de evitar incidentes y mejorar así el uso del espacio.

-Cuadro 5: Será colocado junto a las puertas de entrada de carga de la nave y tendrá como objeto el alimentar los motores que controlan dichas puertas así como la maquinaria y la iluminación de esa zona.

-Cuadro 6: Su función será la de alimentar el puente grúa por lo que se situará junto a este, también alimentará la iluminación de la zona y la del puente grúa.

-Cuadros 7, 8 y 9: Estarán situados en el segundo piso y su función es la de dar servicio a la iluminación, tomas de corriente de las oficinas y cuartos de esta zona, así como de controlar los motores del ascensor y del aire acondicionado.

4.4. Cableado y protecciones.

Como se ha podido observar la finalidad de dividir la entrada general en diversos cuadros auxiliares es la de reducir la sección de los cables, dado que esta tiene una relación directa con la longitud, como puede observarse en la fórmula general de la sección utilizada, $S = \frac{L \cdot I \cdot \cos\phi \cdot \sqrt{3}}{\sigma \cdot \Delta V}$. Podemos apreciar que la sección del conductor depende directamente, tanto de la longitud, como de la intensidad de la línea calculada. Por esta razón hemos decidido colocar los cuadros lo más cerca posible de los elementos con una mayor potencia, reduciendo así tanto la longitud como la sección, lo cual provoca una inmediata reducción de costes en cuanto a cable y protecciones.

Las protecciones instaladas serán las apropiadas para cada línea, dependiendo de sus características, teniendo un magnetotérmico propio cada elemento y un diferencial para las agrupaciones, en cualquier momento podremos cortar una determinada línea gracias a los telerruptores y seccionadores colocados con este fin. Se ha de aclarar que se ha instalado una protección selectiva, es decir, se ha tomado una sensibilidad de 30 mA para líneas de alumbrado y de 300 mA para las líneas de fuerza, además de implementar un retardo entre los distintos elementos de protección de una misma línea, con la finalidad de que siempre sea el elemento más cercano el primero en realizar la protección.

Para calcular las características, tanto de curva de disparo, como la intensidad de los dispositivos, se han tenido en cuenta unos valores prefijados de los elementos que serán elegidos en la instalación, los cuales aunque no sean los finalmente elegidos si deberán ser muy similares en cuanto a límites de potencia se refiere, dado que aunque las instalaciones hayan sido lo suficientemente sobredimensionadas, su no cumplimiento podría llevar a fallos en la puesta en marcha y el funcionamiento de las instalaciones. Debemos mencionar que se han tenido en cuenta todas las normativas de seguridad en la elección de elementos.

4.5. Corrector de factor de potencia.

Debido a la potencia utilizada y a la cantidad de motores que tenemos en nuestra instalación, se presenta como necesaria la implantación de un circuito para corregir el factor de potencia,



ya que sin él la compañía suministradora nos aplicará una facturación sobre la energía reactiva, lo cual no es deseable. Para realizar esta función hemos optado por un compensador de potencia estático, el cual está compuesto por una batería de condensadores, debido a que esta solución es la más sencilla en cuanto a mantenimiento e instalación, y cumple sobradamente con nuestras necesidades de demanda.

4.6. Toma a tierra.

Todos los elementos citados así como las masas susceptibles de producir un riesgo eléctrico por cortocircuito, estarán unidos a tierra mediante un cable verde y amarillo, de sección adecuada a la carga, el cual se conectará a la tierra general de la nave. Esta puesta a tierra se plantea como una instalación paralela a la instalación eléctrica y su finalidad es la de circuito de protección, en este circuito de toma de tierra interviene el terreno, en el que enterraremos unas picas de 2 metros de profundidad en los extremos de la nave y las uniremos entre ellas con la estructura de la nave, creando así un anillo en el cual derivaremos todas las corrientes de defecto que se puedan producir en las instalaciones, creando una seguridad y una equipotencialidad en todo el circuito.

5. Otros documentos.

En este proyecto se ha incluido otra serie de documentos, como son, una evaluación de impacto ambiental, un pliego de condiciones técnicas, un estudio básico de seguridad y salud y un presupuesto.

5.1. Evaluación de impacto ambiental.

Se ha optado por la inclusión de una evaluación de impacto ambiental, en la que llegamos a la conclusión, de que el efecto perjudicial de nuestra instalación al medio ambiente, es prácticamente nulo.

5.2. Pliego de condiciones técnicas.

En este documento redactamos las exigencias a tener en cuenta en la realización de este proyecto, respecto a todas las actividades y materiales relacionados en el desarrollo del proyecto.

5.3. Estudio de seguridad de seguridad y salud.

Para el desarrollo de este proyecto, es de obligada creación este estudio, en el que quedarán reflejadas como se deben realizar todas las actividades, respecto a seguridad, así como las condiciones de higiene y salud que han de ser respetadas.

5.4. Presupuesto.

Finalmente el coste total de la instalación, incluyendo todos los porcentajes e impuestos será de 223.873,77 €. El cual estará dividido entre la instalación fotovoltaica, el centro de transformación y la mano de obra a utilizar.



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL ESPECIALIDAD EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

Autores:

Muñoz Díaz, David

Prieto Vicente, Fernando

Tutor:

Rodríguez Sanz, José

Ingeniería Eléctrica

Julio – 2013



MEMORIA



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO

Nº 1:

MEMORIA



MEMORIA



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

MEMORIA DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA



ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN AL PROYECTO	1
1.1.	Finalidad del proyecto	1
1.2.	Alcance del proyecto	1
2.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	2
2.1.	Descripción del edificio.....	2
2.2.	Distribución de la nave	3
2.3.	Características de la actividad a realizar	4
2.4.	Tipos de receptores	5
3.	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	6
3.1.	Introducción	6
3.2.	Aplicaciones principales	6
3.3.	Funcionamiento de un planta fotovoltaica	9
3.4.	Análisis de la instalación fotovoltaica utilizada.....	11
3.5.	Situación general de la energía fotovoltaica en el mundo.....	14
3.5.1.	Factores externos	14
3.5.2.	Crecimiento y situación actual	15
3.6.	Situación general de la energía fotovoltaica en España	16
3.6.1.	Crecimiento en España	16
3.6.2.	Marco legal vigente	16
3.6.3.	Barreras para el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica en España... ..	18
3.6.3.1.	Barreras económicas	18
3.6.3.2.	Barreras tecnológicas	19
3.6.3.3.	Barreras normativas	19
3.6.3.4.	Barreras sociales.....	19
3.7.	Retribución de la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica	19
4.	TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
4.1.	Efecto fotovoltaico	24
4.2.	Funcionamiento de una célula solar fotovoltaica.....	26



4.3.	Parámetros que definen el funcionamiento de una célula solar	27
4.4.	Factores que afectan al rendimiento de una célula solar	30
4.5.	Circuito equivalente de una célula solar	31
4.6.	Módulo y campo fotovoltaico.....	31
4.6.1.	Partes de un módulo fotovoltaico.....	31
4.7.	Mantenimiento de la instalación	33
4.7.1.	Mantenimiento a cargo del usuario	33
4.7.2.	Mantenimiento por parte del servicio técnico	34
5.	LOCALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN FÍSICA DE ELEMENTOS.....	34
5.1.	Localización	34
5.2.	Características de la nave	35
5.3.	Características de la cubierta	35
5.4.	Localización de los inversores.....	37
5.5.	Situación del cableado.....	37
6.	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	37
6.1.	Criterios de diseño.....	38
6.2.	Componentes eléctricos	39
6.2.1.	Paneles fotovoltaicos.....	39
6.2.2.	Inversor	41
6.2.3.	Contador bidireccional de corriente	44
6.2.4.	Protecciones en corriente continua	45
6.2.5.	Protecciones en corriente alterna.....	45
6.2.6.	Armario de medida.....	46
6.2.7.	Circuito eléctrico del campo de paneles.....	46
6.2.8.	Dimensionado del cableado.....	47
6.3.	Protecciones.....	48
6.3.1.	Puesta a tierra	48
6.3.2.	Protección ante contacto directo.....	49
6.3.3.	Protección ante contacto indirecto.....	50
6.3.4.	Protección ante sobrecargas.....	50
6.3.5.	Protección ante cortocircuitos	51



6.3.6. Otras protecciones	51
7. ESTUDIO ENERGETICO	53
7.1. Factores que influyen en la producción	53
7.2. Calculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima	54
7.3. Cálculo de pérdidas por inclinación	55
7.4. Cálculo de pérdidas por sombras.....	56
7.5. Distancia mínima entre filas	57
8. PRODUCCIÓN ANUAL Y ESTUDIO ECONÓMICO	57
8.1. Cálculo energético	58
8.2. Rendimiento de la instalación.....	63



1. INTRODUCCIÓN AL PROYECTO

1.1. Finalidad del proyecto

El objetivo de este proyecto consiste en el diseño de una instalación fotovoltaica, situada en la cubierta de una nave industrial ya existente, así como la instalación de un centro de transformación para la conversión de la energía eléctrica y adaptarla a las necesidades de nuestra instalación. El objetivo es vender la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica, recibir la energía eléctrica de red en forma de media tensión (13,2 kV), la cual será transformada en el centro de transformación y adecuada a nuestra demanda de energía eléctrica. También realizaremos otras instalaciones auxiliares.

En él también habrá un estudio sobre la viabilidad de la instalación fotovoltaica, con las correspondientes condiciones tecnológicas y económicas.

1.2. Alcance del proyecto

En primer lugar haremos una breve exposición de los aspectos más importantes de la energía fotovoltaica, hablando de su crecimiento en los últimos años, de su situación actual así como de su normativa.

En nuestro caso se trata de una nave industrial, situada en la provincia de Valladolid, cuyas características constructivas la hacen idónea para la inclusión de este tipo de instalación. Analizaremos los siguientes aspectos:

- Funcionamiento de la tecnología fotovoltaica.
- Cálculo de radiación y previsión de energía generada.
- Explicaremos el uso de cada componente de la instalación.
- Cálculos eléctricos (aparamenta, cables, esquemas, etc.)
- Distribución física de los elementos.
- Cálculo estructural.
- Estudio económico.

Nuestra instalación estará completada con un pequeño centro de transformación, del que destacaremos los siguientes apartados:

- Tipo de centro de transformación y selección para nuestra instalación.



- Situación y emplazamiento.
- Características generales del centro.
- Cálculos eléctricos (potencia, aparamenta, etc.)

Por lo tanto, se trata de estudiar la realidad de los proyectos de energía fotovoltaica, en el caso concreto de una instalación sobre cubierta industrial, que además posee un centro de transformación.

También incluiremos documentos relativos a la construcción y puesta en marcha de nuestra instalación, como son el pliego de condiciones, el estudio básico de seguridad y salud, así como de un análisis de impacto medioambiental que puede generar nuestra instalación.

2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

2.1. Descripción del edificio

El edificio sobre el que vamos a realizar la instalación fotovoltaica e inserción a red, ocupa una parcela de 1680 m², esta parcela tiene una forma rectangular de 48x35 metros. La parcela tendrá una única vía de acceso desde la calle Manzana, esta vía de acceso será una puerta corredera, de apertura automática, mediante el correspondiente dispositivo de apertura. El resto de la parcela se encontrará delimitada por un muro de 50 cm de alto con una valla de 1,5 m, colocada sobre él.

Dentro de la parcela tendremos una nave de 1000 m², para ver la situación de la nave dentro de la parcela con más detalle, podemos recurrir al correspondiente plano, dentro del apartado planos. La nave concretamente tiene unas dimensiones de 40x25 m, por lo tanto también tiene una planta rectangular. La nave dispone de dos plantas como más adelante comentaremos. Tiene varias vías de acceso, tanto por la parte anterior como por la posterior y también tiene una puerta en la lateral, con el fin de puerta de emergencia. La nave posee ventanales a lo largo de todas sus paredes, de 1 m de altura y diversos tamaños de largo, concretamente constan de pares de ventanas paralelas a lo largo de sus paredes, excepto en las zonas donde hay puertas grandes, para acceso de vehículos u otra función, en las que tendremos únicamente una serie de ventanales.

La nave tendrá una altura de 12 metros, dispondrá de dos zonas diferenciadas, ya que únicamente una parte de la nave tendrá dos plantas, la otra se mantendrá con una planta única y por lo tanto de unos 12 metros de altura. La zona que dispone de dos plantas constará de una planta baja de algo más de 7 metros y la superior de unos 4 metros.



Las puertas de acceso de la nave tienen cada una de ellas un uso, las más grandes (6x6 m) dan acceso al taller y al almacén, por lo que están destinadas al transporte de material con maquinaria, de ahí su tamaño. Serán de apertura automática, con su correspondiente sistema de acceso. En el apartado plano, se visualiza mejor todo lo descrito. Cuenta con una doble puerta de acceso principal, destinada a personas, en la parte anterior de la nave.

Destacar que disponemos de una amplia parcela, con el fin de disponer de espacio de maniobra para maquinaria, aparcar vehículos, así como la posibilidad de dejar fuera de la nave algunos materiales.

2.2. Distribución de la nave

En el apartado anterior ya hemos explicado las dimensiones de nuestro edificio, en este vamos a comentar las diferentes zonas aunque en los planos pueden verse también. Básicamente la nave está dividida en dos zonas, una en cada planta, en la zona inferior se realizarán las tareas propias de taller como mecanizado, moldeado, mientras que en la parte superior se realizarán las labores de oficina.

Vamos a comenzar con la descripción del edificio inferior. Si procedemos a la entrada del edificio por la puerta pequeña, la que no se destina a maquinaria y vehículos, llegaremos a una pequeña sala. En esta sala tendremos la posibilidad de acceder al taller por una puerta o la posibilidad de subir a la planta de superior, ya sea por ascensor o por la escalera. Por la puerta grande anterior y posterior accedemos al taller, con el objetivo de introducir por una zona las materiales de partida hacia el interior, donde podrán ser desplazados con un puente grúa por el taller y retirar por la otra zona los productos finales. La puerta grande restante de la parte posterior da acceso al almacén, donde podemos introducir los diferentes tipos de materiales, ya sea producto final o no. También tendremos dos vestuarios y dos baños, a los que se accederán por un pasillo situado en el taller. En el plano de planta baja podemos visualizar cada una de las zonas, así como algunas de las maquinas que se utilizarán en el taller.

En la planta superior, a la que se puede acceder por ascensor o escaleras, como antes mencioné, tendremos un pasillo. Este pasillo dispondrá de salas en sus ambas paredes, concretamente dispondrá de 6 salas, en los planos se puede ver su distribución y su posible uso. En el fondo del pasillo tendremos una sala especial. Será la sala donde se encuentran todos los dispositivos eléctricos, como inversores, cuadros de protección, será una sala grande, concretamente 21 m², con un muro más ancho como medida de protección ante posible incendios y situado en una esquina. Los dispositivos irán sujetos a la pared, con el fin de que queden lo más organizados posibles, de manera similar a la que se aprecia en la figura 1, para no inducir a ningún error en caso de

avería y separados adecuadamente ya que es una sala muy amplia. Los dispositivos de protección irán colocados en armarios, como el de la figura 2, con el fin de que queden protegidos, ordenados y cerrados. De la pared externa de esta sala, saldrán los conductores que se dirigirán al centro de transformación situado en una caseta en el límite de la parcela.



Figura 1. Colocación de objetos en cuarto eléctrico.



Figura 2. Cuadro eléctrico industrial.

2.3. Características de la actividad a realizar

La actividad que se pretende realizar en la nave es la de taller de fabricación de estructuras metálicas. Debido a esto, no existe un proceso productivo en sentido



estricto, sino que en todo momento el trabajo se va adaptando según la demanda de pedidos o tipos de proyecto solicitados.

El proceso productivo se puede resumir en:

- Compra, recepción y almacenamiento de varios tipos de elementos de trabajo (materiales para trabajo).
- Transformación de estos elementos (corte, plegado, soldado).
- Formación de estructuras solicitadas, mediante la unión de las piezas creadas.
- Depósito del producto terminado.
- Transporte a su correspondiente empresa u obra.

Las materias primas que van a ser utilizadas en este trabajo se componen de: vigas metálicas, tubos, maquinaria de trabajo, herramientas manuales, material pequeño, herramientas para reparaciones, máquinas automáticas, etc.

2.4. Tipos de receptores

A la hora del dimensionamiento del centro de transformación, es decir, el centro que suministra electricidad a la nave industrial, es muy importante el análisis de las cargas que pueden conectarse a la nave, para determinar el tipo o tipos de transformador que utilizaremos, pero esta será un labor que posteriormente analizaremos más profundamente. Vamos a visualizar generalmente las posibles cargas que pueden ser conectadas en la nave, para la realización de los correspondientes trabajos, que en sí es la función principal. Empezaremos con una buena iluminación, ya que aunque dispongamos de muchas ventanas, este trabajo sería imposible de realizar sin luz suficiente. Para la realización de este trabajo en concreto se utilizarán gran cantidad de máquinas, cada una con sus características, por ejemplo utilizaremos soldadoras, que consumen mucha intensidad, máquinas grandes como tornos, tronzadores, por lo que necesitaremos una potencia bastante importante en la nave. En el apartado previsión de cargas analizaremos este problema de una forma más precisa. La mayoría de estas máquinas estarán controladas por ordenador (CNC), por lo que añadiremos a la instalación un router wifi, para tener internet en toda la nave y un switch, para la creación de una red local, esta red local unirá las diversas máquinas e irá situada la toma de conexión cerca de las tomas de corriente de estas.

3. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

3.1 Introducción

El uso de la energía solar nace por dos cuestiones fundamentales: que es una fuente inagotable y gratuita, y que existe una constante demanda de energía eléctrica en toda sociedad, que buscan a la vez modelos de generación que sean respetuosos con la naturaleza y medio ambiente.

La energía que emite el Sol es un recurso prácticamente universal, que es más abundante en el continente africano, como vemos en la figura 3, pero esto no implica que no pueda aprovecharse la energía solar en zonas con media o poca radiación, es más en la actualidad el país con más potencia instalada es Alemania, con algo más de 32 gigavatios (GW).

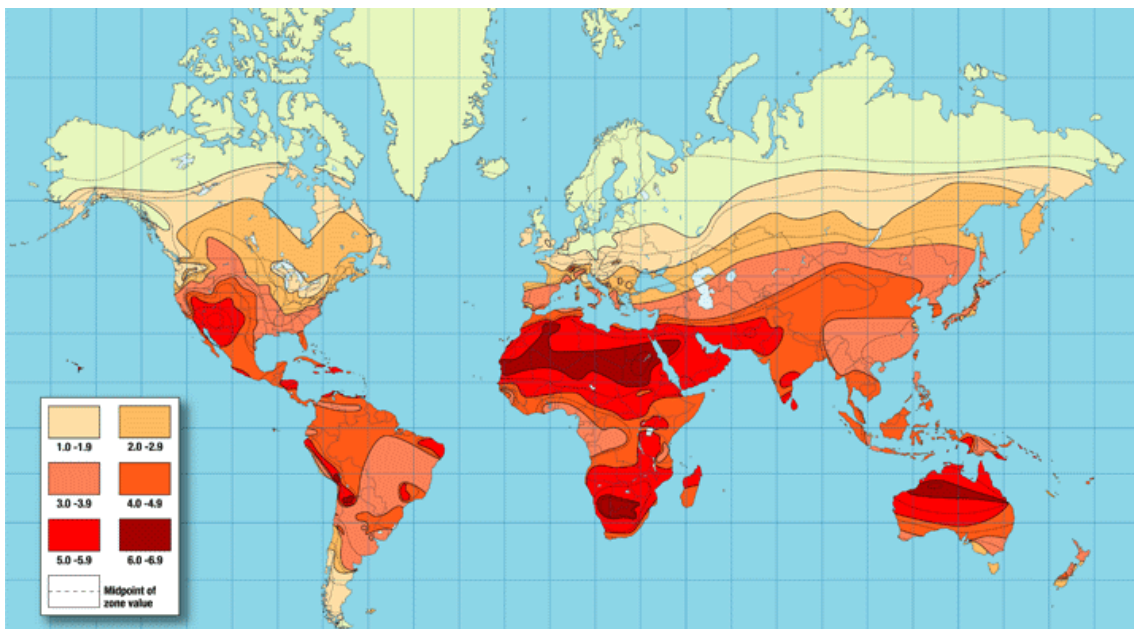


Figura 3. Distribución de energía solar, medida en cantidad por hora, en el mundo.

El principio de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas está en el llamado efecto fotovoltaico, mediante el cual se transforma la energía radiada por el Sol en energía eléctrica.

3.2 Aplicaciones principales

La energía solar fotovoltaica puede ser utilizada en un amplio abanico de aplicaciones en las que se necesite generar electricidad, bien sea para aquellos casos en los que no se puede tener acceso a la red eléctrica (sistemas autónomos) o bien para generar energía y transmitirla a la red eléctrica (sistemas conectados a red). La energía solar fotovoltaica contribuye al desarrollo de zonas rurales aisladas, mediante sistemas

autónomos, pero también se utiliza en aplicaciones más complejas como por ejemplo en el suministro energético de señales luminosas o repetidores de telefonía móvil.

Se pueden clasificar en cuatro grupos:

Conexión a red de distribución

Este es el modelo que se busca actualmente en la generación y distribución de energía eléctrica. Lo normal consiste en producir mediante energía solar fotovoltaica, cerca de un posible punto de unión a la red de distribución para ahorrarnos costes en el transporte. Se podría decir que su función es como la de una pequeña central (comparadas con las nucleares o hidroeléctricas), en nuestro proyecto, este es nuestro caso, en la figura 4 vemos un ejemplo. La electricidad generada, se transporta hacia la red de baja o media tensión, siendo consumida en las zonas cercanas.



Figura 4. Ejemplo de pequeña instalación fotovoltaica.

Conexión a red centralizada

Este es el caso, en el que tenemos una instalación fotovoltaica de grandes dimensiones, en este caso la energía es llevada hacia la red de media o alto tensión, al igual que en las centrales tradicionales, en la figura 5 vemos una instalación de este tipo.



Figura 5. Gran instalación fotovoltaica.

Domésticas sin acceso a red

Esta es una tecnología muy importante, ya que hay muchas zonas del mundo donde no hay acceso a la red eléctrica, generalmente zonas rurales o regiones subdesarrolladas, por eso la energía fotovoltaica es una tecnología muy a tener en cuenta en este tipo de casos. En la figura 6 vemos una vivienda aislada, con instalación fotovoltaica en su tejado.



Figura 6. Instalación en vivienda aislada.

No domésticas sin acceso a red

Estos son casos puntuales en el que el uso de electricidad es necesario para su funcionamiento, pero no hay acceso a red. Un ejemplo son estaciones meteorológicas, señales luminosas en tráfico, repetidores de señales. En la figura 7 podemos ver una instalación de este tipo.



Figura 7. Paneles fotovoltaicos en estación de telefonía.

Como hemos dicho en anterioridad, la cantidad de energía eléctrica generada es proporcional a la radiación solar recibida por el panel. En estos dos últimos tipos de aplicaciones será necesaria la inclusión de un sistema de almacenamiento energético o de acumulación, generalmente se suelen usar baterías. La acumulación es necesaria, porque el sistema fotovoltaico depende de la insolación captada de energía y en la mayoría de los casos el consumo de energía no se detiene (viviendas) en las horas de la tarde y nocturnas.

Es necesaria la dimensión de la instalación de manera que durante el periodo de insolación permite la carga de las baterías y a su vez las cargas unidas al sistema funcionen a pleno rendimiento. En la mayoría de casos se suele introducir un sistema de generación de apoyo, normalmente grupos electrógenos de apoyo, que son generadores a partir de combustibles, para evitar el mal funcionamiento de la red, cuando no hay suficiente radiación solar y las baterías se han agotado.

Como es lógico en instalaciones conectadas a red, no es necesario el uso de baterías, ni tampoco es necesario en sistemas de bombeo, ya que lo que realizamos es guardar el agua en depósitos, mientras tenemos radiación solar, es decir, en lugar de almacenar la energía eléctrica, almacenamos el agua, por motivos económicos.

3.3 Funcionamiento de un planta fotovoltaica

Lo más habitual en los sistemas fotovoltaicos es que estén formados:

- Panel solar fotovoltaico (generador).
- Inversor.
- Conexión a red.
- Protecciones.



El panel solar fotovoltaico sería el generador. Lo normal consiste en la unión de varias células fotovoltaicas, típicamente unas 36 células, en un solo panel. El número de paneles dependerá de la necesidad de potencia a generar, teniendo en cuenta la configuración utilizada (serie o paralelo).

En los sistemas aislados, donde se utilicen baterías, será necesario el uso de un regulador de carga. El objetivo de este regulador, es el control de la batería, es decir, controla la carga y descarga de la batería. En algunos casos también es el encargado del encendido del grupo electrógeno de apoyo. También realiza la función de protección de baterías en caso de sobrecargas o descargas excesivas que podrían ser perjudiciales para estas, acortando su vida útil. En plantas unidas a red, estos elementos no serán necesarios.

Como anteriormente se explicó, los módulos fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua, pudiendo ser almacenada en baterías, que también suministra en corriente continua. En el caso de necesitar corriente alterna, la mayoría de usos son de este tipo, necesitaremos disponer de un inversor, que se encargará de transformar la corriente continua en corriente alterna, con una determinada tensión y frecuencia. En los sistemas de conexión directa a red, al contrario que el regulador, deberán de incluir este elemento, ya que el sistema de transporte de red funciona en alterna. Los inversores vienen caracterizados por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede entregar y la eficiencia. Esto último se define como la relación entre la potencia que el inversor entrega (potencia de salida) y la potencia que le entrega el generador (potencia de entrada).

A la hora de seleccionar el inversor, habrá que tener en cuenta la eficiencia, ya que si esta es baja hay que instalar más número de paneles fotovoltaicos, también hay que tener en cuenta que tengan protección contra cortocircuitos y sobrecargas, sistemas de medida y monitorización, así como las opciones de rearme y desconexión automáticos, como es lógico que satisfagan el reglamento de baja tensión. En la figura 8 y 9, podemos visualizar el esquema de unas instalaciones fotovoltaicas.

Estos elementos son los principales, pero también hay otros elementos que pueden ser usados, como son los convertidores continua-continua, para adaptar a unos valores de tensión y corriente distintos de los de generación y elementos de protección variados.

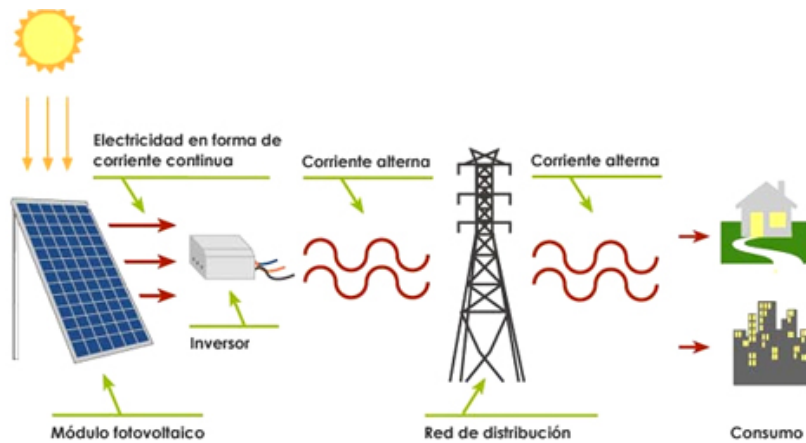


Figura 8. Esquema de sistema fotovoltaico conectado a red.

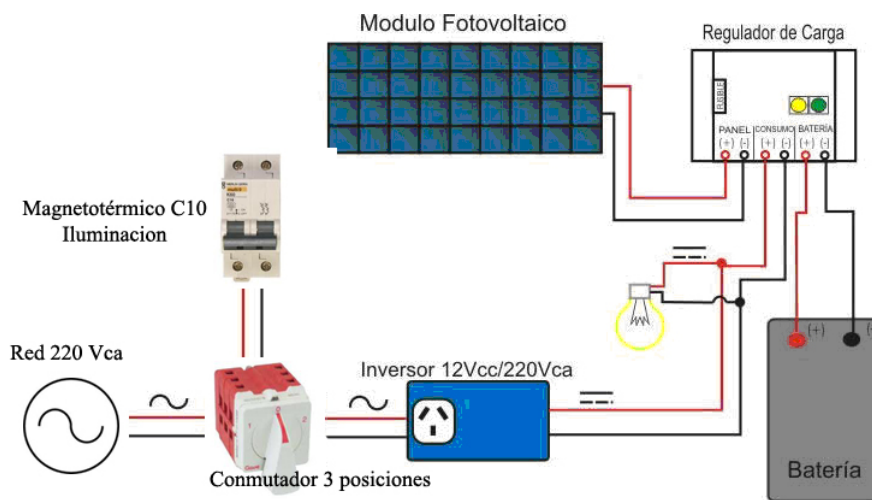


Figura 9. Esquema de sistema fotovoltaico aislado.

3.4 Análisis de la instalación fotovoltaica utilizada

En nuestro proyecto, utilizaremos una instalación fotovoltaica unida a red, por lo tanto, no usaremos ni baterías ni regulador, ya que la energía producida va directamente conectada a red y la carga es alimentada por la red. Una instalación de este tipo resulta más fiable desde el punto de vista de continuidad energética, que una aislada, ya que en caso de avería en una aislada sin poseer grupo de apoyo, no tendría posibilidad de alimentación.

La estructura que conforma la instalación estará integrada en la estructura de edificación, de modo que los paneles solares deben encajar estéticamente y sobretodo estructuralmente en la cubierta del edificio.

En los sistemas fotovoltaicos de conexión a red, es necesario cumplir los requisitos técnicos demandados por la compañía eléctrica a la cual nuestro sistema esté



conectado. Nuestro sistema deberá de tener un conjunto de medición, con el fin de contabilizar la cantidad de energía generada, en el periodo de funcionamiento, para luego proceder a su remuneración por parte de la compañía eléctrica.

- Como principio general se ha de asegurar un aislamiento eléctrico mínimo de clase I, en lo referente a módulos, inversores, como al resto de los materiales de la instalación, cajas, armarios, cableado, conexiones. Como excepción tenemos que la aparataje de corriente continua irá con doble aislamiento.
- La instalación que será conectada a red, deberá garantizar en todo momento la calidad del servicio eléctrico, incorporando todos los elementos y materiales necesarios para lograrlo.
- La instalación conectada a red no deberá provocar en la red ni averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones reguladas por la norma vigente.
- El mal funcionamiento de la instalación, por el error o avería que fuera, no podrá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- Los materiales instalados que se encuentren en el exterior se protegerán contra agentes ambientales y atmosféricos, en particular para proteger de la radiación solar y la humedad.
- La instalación deberá de contener todos los elementos de seguridad, protección de personas ante contactos, tanto directos como indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como todos los elementos de protección incluidos en la ley vigente.

Este tipo de instalación, son una interesante solución, con escaso mantenimiento y con amplias ventajas de cara a la conservación del medio ambiente, como:

- Ausencia de costes derivados del uso de combustibles, con escaso mantenimiento y pocas posibilidades de averías técnicas.
- Beneficios medio ambientales, ya que es una fuente natural de energía, no contaminante e inagotable. Mediante esta tecnología evitamos la emisión de gases contaminantes, como son el SO_2 y el CO_2 , no interviniendo en el efecto invernadero.
- Ventajas económicas, ayudas en forma de créditos y subvenciones, según la comunidad autónoma donde se realice.
- Existe una legislación específica, que define los derechos de conexión y venta a red de la energía generada, incluyendo incentivos respecto a las energías convencionales.
- Hay que destacar un elemento importante, la vida media de los paneles fotovoltaicos, o lo que es lo mismo, la vida de la instalación, normalmente están garantizados por un periodo de 25 a 30 años. Esto no quiere decir que cada instalación dure 25 años, quiere decir que alguna instalación puede tener un rendimiento inferior cuando pase ese periodo de tiempo.



En el tipo de instalación que hemos decidido instalar, el componente más importante de la instalación es el inversor, ya que maximiza la producción y optimiza las características técnicas de corriente inyectada a la red. Los inversores de conexión a red están formados por un dispositivo electrónico llamado SPMP, que permite la extracción de la máxima potencia del generador fotovoltaico, adaptando las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red está formado por:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor.
- Sistema de medición de energía.
- Sistema de monitorización.
- Cableado y elementos de protección del sistema.

Dentro de los sistemas de conexión a red hay dos formas de conectarse a red, facturación neta y tarifa fotovoltaica.

Facturación neta

La electricidad generada por el sistema fotovoltaico es utilizada para el consumo propio y los excedentes, si los hay, son inyectados a la red. El sistema fotovoltaico nos ayudará a reducir la necesidad de compra de electricidad a la compañía, por lo tanto disminuye la facturación de la compañía. En el caso de que se produzca excedencia, esta será suministrada a la red, pudiendo recibir beneficios según la tarifa fotovoltaica, si lo contempla la regulación.

Tarifa fotovoltaica

En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar que la generación sea unida a sus redes y exista una tarifa regulada, para recompensar económicamente el Kwh generado, lo más habitual es conectar el sistema directamente a la red, de modo que toda la electricidad generada se inyecta en red.

Las dos formas logran que la electricidad se consuma en el lugar o proximidades donde se genera, pero financiera y administrativamente son dos casos muy distintos. En el caso de la tarifa fotovoltaica, mucho más eficaz para promover la fuente renovable, se tiene que crear una factura y se tiene que llevar una contabilidad, en España además hay que hacer todos los trámites de actividad económica, independientemente del tamaño de la instalación. En el caso de facturación neta, ahorramos todas estas cargas



burocráticas. Nuestra instalación será con tarificación fotovoltaica, unida directamente a red.

Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, esto demuestra que la conexión a red es técnicamente fiable y factible. En países como Alemania, Japón o EE.UU, el número de instalaciones de este tipo sigue creciendo, ya sea para ganar dinero con la venta a la empresa eléctrica, como para ahorrar electricidad en los picos de demanda o dar estabilidad al consumo si el suministro es inestable, o incluso muchos otros lo justifican con una visión de concienciación ambiental. Generalmente en todos los casos se intenta contribuir en el desarrollo de una tecnología limpia.

3.5 Situación general de la energía fotovoltaica en el mundo

Varios factores han hecho que esta tecnología haya experimentado un gran crecimiento en estos últimos años. El más importante ha sido sobretodo el consumo de la energía eléctrica en el mundo, que posee un crecimiento estable anual del 3%, debido a esto se buscan nuevas fuentes para la obtención de electricidad.

También hay que mencionar de una creciente conciencia ecológica, sobretodo en países desarrollados, con la idea de que ya no es tolerable la idea de generar electricidad sin más, sino que hay que tener en cuenta los efectos adversos que la producción tiene sobre la naturaleza.

También hay que tener en cuenta el desarrollo tecnológico que últimamente ha vivido el sector, cada vez se descubren nuevos materiales y se desarrollan tecnologías, con el fin de lograr el máximo rendimiento, sobretodo mencionar el rendimiento de la células fotovoltaicas que cada vez es mayor y el desarrollo de los inversores con la electrónica de potencia.

3.5.1 Factores externos

Hay cuatro factores que intervienen notablemente en el desarrollo y uso de esta tecnología:

- Factor económico:

El coste de este tipo de producción de electricidad es muy superior al coste de las energías tradicionales, razón por la cual tiene que ser subvencionada. Se espera que en torno al año 2015, el desarrollo tecnológico sea suficiente, para que estos costes se igualen, además de la disminución del precio de los componentes, gracias a las economías escala y sobretodo la subida de los combustibles fósiles.

- Factor legal:

Gracias al Protocolo de Kioto, que limita las emisiones de CO₂, ha sido promovida por casi todos los gobiernos del mundo.

- Factor ecológico:

Es mucho menos contaminante que cualquier combustible fósil, a pesar del desarrollo de tecnologías de combustión limpia, sólo producimos emisiones mientras se producen sus componentes.

- Factor tecnológico:

Hay que ser realista y a día de hoy la energía fotovoltaica está muy lejos de ser la fuente principal de suministro eléctrico, debido a que no tiene una capacidad de regulación suficiente y es muy estacional.

3.5.2 Crecimiento y situación actual

En la figura 10 se puede ver la evolución de las instalaciones fotovoltaicas en el mundo.

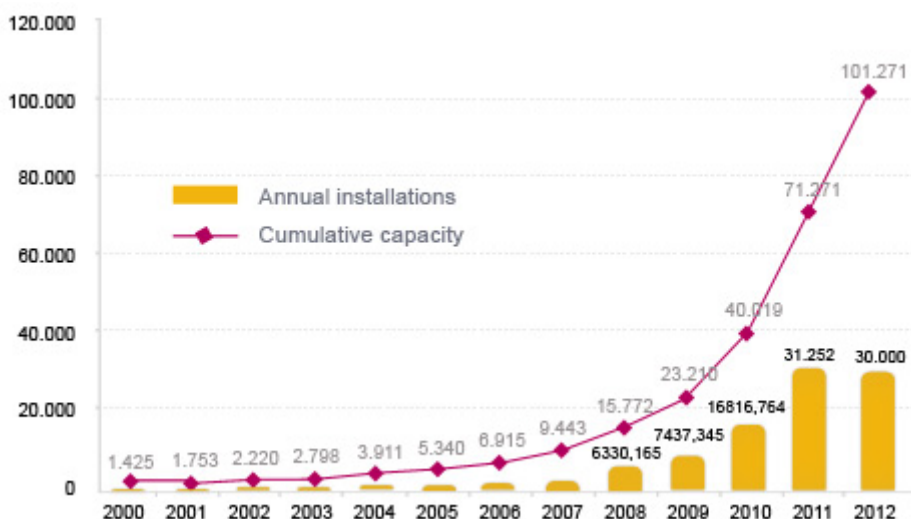


Figura 10. Evolución de la instalación fotovoltaica en el mundo

Aproximadamente entre los años 2001 y 2012 se ha producido un crecimiento exponencial, doblándose aproximadamente cada dos años, si se mantiene esta tendencia la energía fotovoltaica cubrirá un 10% del consumo energético en 2018 y podría satisfacer el 100% de las necesidades energéticas actuales en torno a 2027.

En el pasado los Estados Unidos lideraron la instalación de energía fotovoltaica desde sus inicios hasta 1997, cuando fueron alcanzados por Japón, que se mantuvo como principal usuario hasta 2005 donde lo superó Alemania. España está en la sexta posición respecto a potencia total instalada, con 4381 MW.

3.6 Situación general de la energía fotovoltaica en España

El objetivo en España, en cuanto a la creación de energía eléctrica, es la búsqueda de fuentes más diversificadas y más sostenibles, es decir, fuentes que sean diferentes a las que utilizan combustibles fósiles y diferentes de centrales nucleares, por ellos se está fomentando este tipo de fuente.

En España se está fomentando las energías renovables mediante planes de desarrollo como el Plan de energías Renovables (PER), la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), etc. También se han introducido una serie de normas como el Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula producción de energía eléctrica en régimen especial.

3.6.1 Crecimiento en España

En la gráfica siguiente podemos ver el desarrollo de esta tecnología hasta el año 2012.



Figura 11. Potencia instalada y número de instalaciones en España.

Como se puede observar en la gráfica, se produjo un gran desarrollo entre los años 2006 y 2008, respecto al número de instalaciones, con crecimientos anuales superiores al 100% de la anteriormente instalada. Desde el 2008 hasta la actualidad el número de instalaciones sigue subiendo, pero a un ritmo inferior.

3.6.2 Marco legal vigente

Existe una normativa que deben de cumplir cada uno de los componentes de forma individual, que controlan su funcionamiento, regulando las características que deben de cumplir. A nivel internacional este organismo es el CEI (Comisión Electrotécnica



Internacional), a nivel nacional, AENOR (Agencia Española de Normalización), es la encargada de este trabajo, aunque en España no existen criterios claros y concisos que sirvan de base a una normalización de componentes. El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), posee un Pliego de Condiciones Técnicas, uno para instalaciones conectadas a red y otro para instalaciones aisladas, donde se recogen todos los aspectos a tener en cuenta en el diseño e instalación.

La producción eléctrica mediante energía fotovoltaica ha sufrido variaciones en su normativa, estuvo englobada dentro del Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En este documento se ofrecían dos modelos de venta de electricidad, mediante tarifa regulada o acudiendo al mercado eléctrico. Cada uno tenía sus ventajas, en el primer caso tenían poca volatilidad y permitía una mayor tolerancia a desvíos, ya que existe una senda tarifaria conocida y las primas no tenían volatilidad, pero implicaba menos rentabilidad y mayores costes ante desvíos. El mercado eléctrico ofrecía mayor rentabilidad y menos costes ante desvíos, pero se necesitaba capacidad de agente de mercado por parte de los propietarios y tenía poca tolerancia ante desvíos o variabilidad del precio. El gran desarrollo que se produjo en esta tecnología provocó que en Octubre de 2008, se aprobara el Real Decreto 1578/2008, el cual consideraba necesaria la racionalización de la retribución, modificando su régimen de tarificación a la baja. En Enero de 2012 el gobierno aprobó el Real Decreto de Ley 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida a los cupos de Régimen Especial de energía, es decir, a los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones y demás energías renovables. Esto quiere decir que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirían prima alguna, pero podrán vender la energía a precio de mercado. Esta regulación favoreció al frenazo del sector ya iniciado en 2010. Este frenazo se produjo debido a dos regulaciones, instauradas por el gobierno anterior, una de ellas limitaba el límite de percepción de primas hasta el año 25 (RD 1565/2010, de 19 de Noviembre) y la otra limitaba el número de horas susceptibles de pago (RD 14/2010 de 24 de Diciembre), recogidas en el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Existe gran cantidad de normativa de aplicación, además de los Real Decretos anteriores, recogidas muchas de ellas en el Plan de Energías renovables, antes mencionado, destacando:

- Reglamento electrotécnico de baja tensión (RBT) según el RD 842/2002, de 2 de Agosto.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se establece la regulación de conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.



- Normas UNE de obligatorio cumplimiento publicadas por el instituto de Racionalización y Normalización.
- Real Decreto 314/2006, denominado Código Técnico de la Edificación.
- Normas de la empresa eléctricas a la que suministraremos.
- Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en obras de construcción.
- Ley 31/1995, para la Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de energía eléctrica.
- Real Decreto 1725/1984, de 18 de julio, por el que se modifican el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía y el modelo de póliza de abono para el suministro de energía eléctrica y las condiciones de carácter general de la misma.
- Real Decreto 1.955/2000 de diciembre del año 2.000 por el que se regulan las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y procedimientos de autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- Real Decreto 1718/2012, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de suministros de energía con baja tensión.
- Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas (Decreto 2414/1961 de 30 de noviembre).
- Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

3.6.3 Barreras para el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica en España

Las barreras, para el desarrollo de esta tecnología están agrupadas en 4 grupos: Económicas, tecnológicas, normativas y sociales.

3.6.3.1 Barreras económicas

La rentabilidad insuficiente, hace necesario una prima elevada. Lo que hace necesario ayudas por parte de las comunidades autónomas y fondos del estado. Hay una serie de deducciones sobre el IRPF, por inversión medioambiental. Hay que mencionar la bajada progresiva de los precios de las instalaciones, lo que mejora la rentabilidad.



3.6.3.2 Barreras tecnológicas

La falta de iniciativas e incentivos de parte de las líneas de apoyo y la situación actual de mercado no permiten la creación de instalaciones novedosas desde el punto de vista técnico. El crecimiento del desarrollo de la industria de la electrónica y la fotovoltaica está creando tensión en el mercado de abastecimiento de las materias primas de las que se nutren ambos sectores.

3.6.3.3 Barreras normativas

Las limitaciones de primas, tarifas y el límite de MW, introducidos por el RD 661/2007, suponían una clarísima limitación de desarrollo del sector fotovoltaico, viéndose aún más frenado con el RD 1565/2010, RD 14/2010 y RD 1/2012, que antes mencionamos. La normativa actual presenta importantes lagunas técnicas respecto a la preinscripción para la ejecución de instalaciones. Para que los potenciales usuarios se interesen para llevar a cabo las pequeñas instalaciones, existe la necesidad de establecer trámites burocráticos acordes con la dimensiones de la instalación. Hasta el momento estos trámites son de competencia autonómica y aunque en alguna comunidad se hayan producido notables avances, aún resultan muy complejos o desconocidos para los técnicos.

3.6.3.4 Barreras sociales

Aunque se ha avanzado bastante, todavía existe un gran desconocimiento en los potenciales usuarios. Los ayuntamientos deben de ser los principales precursores de la energía fotovoltaica en el ámbito de sus competencias sobre medio ambiente. Si bien hay un desarrollo normativo, en la práctica la administración local no ha aplicado las diversas bonificaciones para las cuales se le ha habilitado.

3.7 Retribución de la producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica

Antes de empezar a hablar acerca de los precios, hay que mencionar que cada una de las instalaciones no están igualmente retribuidas, existen categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos que engloban todos los tipo de instalaciones fotovoltaicas, cada uno con una retribución, por lo tanto primero comentaremos cada uno de los grupos que hay.



Según el Real Decreto 436/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, obtenemos unas categorías:

-Categoría A: Autoprodutores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I de dicho Real Decreto, en el que se establecen unos mínimos requisitos de rendimiento de la instalación. Esta categoría posee otras subdivisiones pero no nos interesan.

-Categoría B: Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario, es la que nos importa en nuestro proyecto, por eso la explicaremos en más detalle. La que a su vez se divide en cuatro grupos:

-Grupo B.1: Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

- Subgrupo B.1.1: Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.
- Subgrupo B.1.2: Instalaciones que utilicen como energía primaria para la generación eléctrica la solar térmica.

-Grupo B.2: Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

- Subgrupo B.2.1: Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
- Subgrupo B.2.2: Instalaciones eólicas ubicadas en el mar.

-Grupo B.3: Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

- Grupo B.4: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

-Grupo B.5: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

-Grupo B.6: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas de



jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II.

-Grupo B.7: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados.

-Grupo B.8: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal, o mezcla de los combustibles principales anteriores.

-Categoría C: Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría B.

-Categoría D: Instalaciones que utilizan la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, siempre que supongan un alto rendimiento.

Una vez explicadas las categorías que existen respecto a la generación eléctrica llegamos a la conclusión de que nuestra instalación pertenece a la categoría B, concretamente a la B.1.1 ya que únicamente utilizamos como energía primaria la solar fotovoltaica, por lo tanto vamos a centrarnos en su retribución.

El régimen retributivo se encuentra recogido en el Real Decreto 661/2007, que sufrió una modificación en forma de Real Decreto 1578/2008. A las instalaciones del subgrupo B.1.1, se clasificarán en dos tipos:

- Tipo I: Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana. Que a su vez se dividen en dos subgrupos:
 - Tipo I.1: Potencia inferior a 20 KW.
 - Tipo I.2: Potencia superior a 20 KW.
- Tipo II: Instalaciones no incluidas en el tipo I.



Por lo tanto según esta nueva normativa, nuestra instalación pertenece al tipo I.1. Recalco que esto es para instalaciones posteriores a 29 de Septiembre de 2008, las creadas anteriormente continúan en el anterior régimen.

Los precios para instalaciones anteriores a Septiembre de 2008, es decir, los que siguen el Real Decreto 661/2007, sufrieron actualizaciones a lo largo de los años, la última de ellas producida en 2013, Orden IET/221/2013, de 14 de Febrero, nos deja unas retribuciones que podemos visualizar en la figura 12.

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1.1	P< 100 kW	Primeros 30 años	48,8606
	100 kW <P<10 MW	Primeros 30 años	46,3218
	10<P<50 MW	Primeros 30 años	25,4926

Figura 12. Retribución hoy en día de instalaciones anteriores a Septiembre de 2008.

Los precios al inicio de esta norma, es decir en 2007 los podemos ver en la figura 13.

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1.1	P< 100 kW	Primeros 25 años	44,0381
		A partir de entonces	35,2305
	100 kW <P<10 MW	Primeros 25 años	41,7500
		A partir de entonces	33,4000
	10<P<50 MW	Primeros 25 años	22,9764
		A partir de entonces	18,3811

Figura 13. Retribución al inicio del Real Decreto 661/2007.

Estos precios son actualizados anualmente, por lo tanto los precios de la figura 11 son solo válidos hasta que se introduzcan los nuevos en 2014.

Para el caso de instalaciones fotovoltaicas nuevas (o posteriores a septiembre de 2008) estamos regulados por el Real Decreto 1578/2008. Este nuevo régimen económico pretende reconocer las ventajas que ofrecen las instalaciones integradas en edificios, ya sea en fachadas o sobre cubiertas, por sus ventajas como generación distribuida, porque no aumentan la ocupación de territorio y por su contribución a la difusión social de las energías renovables. Para garantizar un mercado mínimo para el desarrollo del sector fotovoltaico y, al mismo tiempo, asegurar la continuidad del sistema de apoyo, se establece un mecanismo de asignación de retribución mediante la inscripción en un registro de asignación de retribución, en un momento incipiente del desarrollo del proyecto, que dé la necesaria seguridad jurídica a los promotores respecto de la retribución que obtendrá la instalación una vez puesta en funcionamiento.



Asimismo, se establece una nueva definición de potencia. Con ello se consigue mayor precisión en el procedimiento de cómputo de la potencia de cada instalación fotovoltaica, a efectos de la aplicación de la retribución correspondiente.

Se pretende racionalizar la implantación de grandes instalaciones en suelo pertenecientes a una multiplicidad de titulares, de tal forma que se evite la parcelación de una única instalación en varias de menor tamaño, con el objetivo de obtener un marco retributivo más favorable. Para tener derecho a retribución recogida en este Real Decreto, será necesaria la inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de preasignación de retribución. Las inscripciones en el Registro de preasignación de retribución, irán asociadas a un periodo temporal que se denominará en lo sucesivo, convocatoria, dando derecho a la retribución que quede fijada en dicho periodo temporal. En este Real Decreto también se establecen unos cupos para la asignación de instalaciones, regulando el número de instalaciones que se crean. En la figura 14 podemos visualizar la retribución para las instalaciones fotovoltaicas el año que se realizó este Real Decreto, es decir el precio en 2008.

TIPOS	MW Cupo	Asignación Instalaciones		Primas FV €/kWh.	
		≤ 20 kW.	> 20 kW.	≤ 20 kW.	> 20 kW.
I. Cubiertas, fachadas, aparcamientos, sombreamiento.	267	10%	90 %	0,34	0,32
II. Otros tipos de soporte.	133	100 %		0,32	
Σ=	400	Media =		0,3213350	

Figura 14. Retribución al inicio del Real Decreto 1578/2008.

Como vemos en la gráfica anterior tenemos los dos nuevos subgrupos, tanto para instalaciones menores o mayores de 20 KW, también vemos el cupo de asignación de instalaciones, siendo muy superior el número de instalaciones de 20 KW.

El precio se empezó actualizando anualmente (2008 y 2009), pero ahora se actualiza trimestralmente. En la gráfica figura 15 vemos el precio para instalaciones inscritas en este Real Decreto desde 2009 a 2011.

Convocatoria	I.1	I.2	II
2011/4ª	27,3740	19,3116	12,4935
/3ª	28,1192	19,8297	13,0288
/2ª	28,8740	20,3669	13,4547
/1ª	31,3454	27,8809	25,1644
2010/4ª	33,0773	29,4689	26,5676
/3ª	33,9640	30,3274	27,2772
/2ª	34,3806	31,1390	28,0650
/1ª	34,9300	32,0189	28,8732
2009/4ª	35,6572	33,5597	30,5034
/3ª	35,6572	33,5597	31,3692
/2ª	35,6572	33,5597	32,2162
/1ª	35,6572	33,5597	33,5597

Figura 15. Retribución del Real Decreto 1578/2008.



En el año 2010, se introdujo el Real Decreto 14/2010, de 24 de diciembre, por el que se regula el número de horas que son susceptibles de pago en cada tipo de instalación, en la figura 16 podemos ver el número de horas que son remuneradas para instalaciones anteriores a Septiembre de 2008 y en la figura 17 las posteriores a esa fecha.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija.	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.707

Figura 16. Horas susceptibles de pago en el régimen de 2007.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija.	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Figura 17. Horas susceptibles de pago en el régimen de 2008.

En Enero de 2012 se aprobó el Real Decreto Ley 1/2012, por el que se realiza la suspensión indefinida de los cupos de Régimen Especial de Energía, es decir se acaban los procedimientos de preasignación de retribución y los incentivos económicos para nuevas instalaciones y demás energías renovables, manteniendo la retribución para instalaciones anteriores, siendo actualizadas, como en los casos anteriores hemos visto. Esto no quiere decir que no se puedan crear nuevas instalaciones, quiere decir que no recibirán prima alguna, podrán vender la energía generada a precio de mercado, en la actualidad ese precio es de 0,161514 € el KW/h generado.

4. TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Antes de empezar con el dimensionado de la instalación, tenemos que hacer una visualización del funcionamiento de una célula solar fotovoltaica y el porqué de su funcionamiento, es decir realizaremos un estudio acerca de sus componentes electrónicos, que transforman la luz solar en electricidad.

4.1 Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico consiste en la transformación de la energía, que aportan los fotones de luz incidentes sobre materiales semiconductores, en energía eléctrica. La



luz solar está formada por fotones, o partículas energéticas. Cada uno de estos fotones tendrá una energía diferente en función de su longitud de onda, ya que el espectro de radiación electromagnética proveniente del sol tiene diferentes longitudes de onda. Los fotones que inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados, absorbidos o pasar a través de la célula. En nuestro caso lo importante es que sean absorbidos, ya que son los que generan electricidad. Las capas más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es en ese lugar donde se genera la corriente de electrones. Los fotones al chocar con los átomos de la célula solar liberan electrones, pertenecientes al átomo de la célula. Al liberar un electrón en el átomo de la célula se genera una vacante o hueco. Para que el electrón liberado no vuelva a ocupar ese hueco y genere una corriente eléctrica, debe ser extraído del material. Para ello se introduce en el material semiconductor de la célula, elementos químicos (dopantes), que producen un exceso de electrones y huecos, mediante un proceso denominado dopado.

Existen dos tipos de zonas dopadas, una tipo p y otra tipo n, formando un campo eléctrico, positivo en un extremo y negativo en otro. El boro es utilizado como dopante del silicio, ya que tiene un electrón de enlace menos que el silicio, por lo que cada átomo de boro se unirá con tres átomos de silicio, dejando un hueco en el lugar que tendría que haber otro electrón (el cuarto electrón de enlace). Esta estructura se denomina semiconductor de tipo positivo. Otro dopante para el silicio puede ser el fósforo. Como tiene un electrón de enlace más que el silicio, al sustituir un átomo de silicio por otro de fósforo en la red cristalina, el electrón sobrante queda libre y el semiconductor se llama de tipo negativo.

A pesar de todo, la carga eléctrica neta del cristal sigue siendo cero, ya que cada átomo tiene el mismo número de protones que de electrones, por lo que se equilibrarán sus cargas. Los nombres positivo y negativo se refieren a la carga que queda libre en la red cristalina y no a un estado descompensado eléctricamente. Si se ponen dichas regiones de forma adyacente una a la otra, algunos de los electrones libres de la zona negativa pasarán a la zona positiva, atravesando la frontera e instalándose en los huecos libres de la misma. Con este proceso, se forma una unión positiva-negativa, donde el campo eléctrico, gracias al paso de las cargas, crea una barrera de potencial que no deja que el proceso siga indefinidamente.

Así, para que se produzca el efecto fotovoltaico es necesario que penetre luz, y si sus fotones comunican la suficiente energía a los electrones del semiconductor, algunos electrones atravesarán la barrera de potencial y serán expulsados del semiconductor con la ayuda de un circuito exterior, produciendo una corriente eléctrica. Dichos electrones, tras recorrer el circuito externo, vuelven a entrar en el semiconductor por la otra cara. Para que se pueda producir todo lo explicado anteriormente, las células



deben ser fabricadas con semiconductores, es decir, materiales que con bajas temperaturas se comportan como aislantes y cuando aumenta la energía se comportan como conductores, desafortunadamente no existe un tipo de material ideal para el uso en células y sus aplicaciones.

Además de los semiconductores, las células fotovoltaicas están formadas por una malla metálica superior, o un elemento similar, para lograr recoger los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa, también constan de un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. En la parte superior de la célula hay un vidrio o un material encapsulante transparente parecido, para que sea sellada y protegida de las condiciones ambientales, para aumentar el número de fotones absorbidos poseen una capa antirreflexiva.

Estas células, conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura conforman el módulo fotovoltaico, estos módulos están diseñados para suministrar un determinado voltaje (normalmente 12, 24 o 48 V). La corriente producida depende del nivel de insolación. Estos módulos producen corriente continua (DC) pudiendo ser conectados tanto en serie, como en paralelo, para cualquier combinación de intensidad y tensión. El rendimiento de conversión, la proporción de luz solar que la célula convierte es muy importante, ya que el aumento de este rendimiento hace de la energía solar fotovoltaica una energía más competitiva con otras fuentes.

Mencionar que Charles Fritts, inventor de origen americano, es a quién se le atribuye la creación de la primera célula fotovoltaica en 1883. Mediante Selenio, con una capa muy delgada de oro, recubierto de material semiconductor logró la primera célula fotovoltaica, con un rendimiento de conversión del 1%, debido a las propiedades del Selenio. La celda de Silicio que hoy día se utiliza, proviene de la patente del inventor norteamericano Russell Ohl construida en 1940 y patentada en 1946.

4.2 Funcionamiento de una célula solar fotovoltaica

Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está recibiendo luz solar, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga, circulando una corriente por ella, es lo que denominamos efecto fotovoltaico, que ya explicamos anteriormente. La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

-Corriente de iluminación: debida a la generación de portadores que produce la iluminación. Hablando de semiconductores, sería la intensidad debida a los portadores mayoritarios que logra sobrepasar el potencial de barrera.



$$I_{ph} = I_L$$

Siendo:

I_{ph} =Corriente de generación de portadores.

I_L = Corriente de iluminación.

-Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce la tensión externa necesaria para poder entregar energía a la carga. Sería la corriente inversa de saturación, debida a los portadores minoritarios.

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV_d}{kT}} - 1 \right)$$

Siendo:

I_d = Corriente de oscuridad.

I_0 = Corriente de oscuridad en vacío.

K =Constante que depende de la célula.

T = Temperatura de la célula.

V_d = Tensión en extremos.

q = Carga del electrón.

Los fotones serán los que formarán, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada. En la figura 18 vemos el funcionamiento de una célula solar.

No todos los fotones son aprovechados para la generación de energía, sino que se pueden dar los siguientes casos:

-Los fotones que tienen energía superior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.

-Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.

-Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

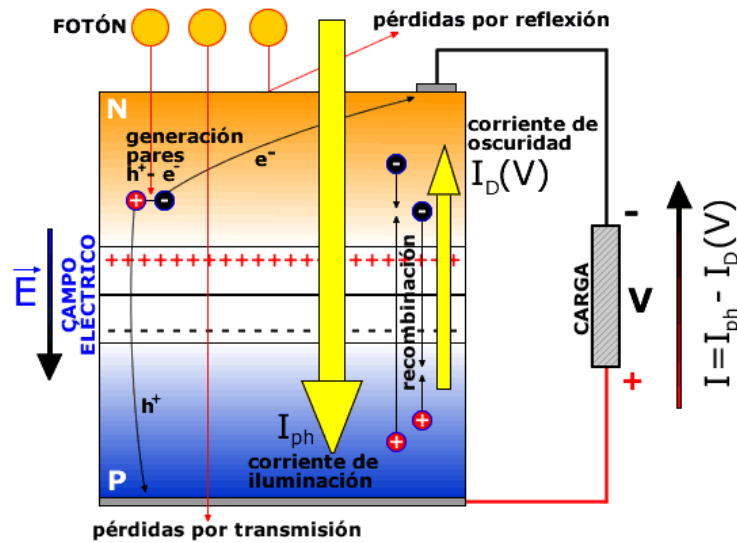


Figura 18. Funcionamiento de una célula solar

4.3 Parámetros que definen el funcionamiento de una célula solar

La corriente eléctrica generada será proporcional a la irradiación incidente, ya que al aumentar la irradiación aumenta el número de fotones. No sólo dependerá de esto, también dependerá de otros factores como: la temperatura de la célula, la temperatura del ambiente, la velocidad y dirección del viento, siendo, por tanto, el funcionamiento de la célula muy variable.

La curva de funcionamiento I-V de la célula fotovoltaica, figura 19, es la que marca sus características eléctricas, en ella se ven relacionados los siguientes parámetros:

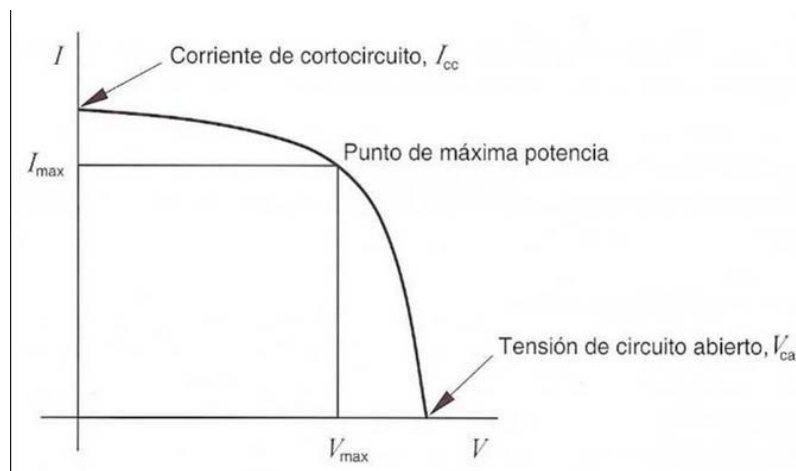


Figura 19. Curva de funcionamiento de célula fotovoltaica.



-Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Definida como el máximo valor de corriente que circula por una célula fotovoltaica cuando la célula está en cortocircuito. Su valor típico es de decenas de miliamperios por cada centímetro cuadrado de la célula.

-Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Es la tensión que se obtiene cuando la intensidad que se extrae de la célula es nula, debido a que los procesos de recombinación igualan a los de generación. Constituye la máxima tensión que puede extraerse de una célula solar. En células de silicio de tipo medio se sitúa en torno a 0,6 V mientras que en las de GaAs, en torno a 1V.

-Potencia máxima: Es el producto del valor de tensión máxima (V_{max}) e intensidad máxima (I_{max}) para los que la potencia entregada a una carga es máxima. La potencia máxima que puede alcanzar la célula en condiciones estándar se le denomina potencia pico, y su unidad de medida es el Watio pico (Wp).

-Factor de forma: Se define como el cociente de potencia máxima que se puede entregar a una carga entre el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito, es decir:

$$FF = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{ca} \cdot I_{cc}}$$

Siendo:

FF= Factor de forma.

I_{max} = Intensidad para potencia máxima de la célula.

V_{max} = Tensión para potencia máxima de la célula.

V_{ca} = Tensión en circuito abierto.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito de la célula.

El máximo valor que puede tomar el factor de forma es 1, por lo tanto cuanto más próximo sea este parámetro a la unidad, mejor será la célula.

-Rendimiento: Relación entre la potencia de luz incidente y la potencia eléctrica producida.



$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{i}} = \frac{P_{\max}}{G \cdot A}$$

Siendo:

η = Rendimiento de la célula.

P_{\max} = Potencia eléctrica.

P_{i} = Potencia de luz incidente.

G = Irradiancia sobre el módulo.

A = Área de la célula.

4.4 Factores que afectan al rendimiento de una célula solar

El rendimiento de la célula viene limitado por distintos factores:

-Energía de los fotones incidentes: Para generar los pares electrón-hueco es necesario que los fotones que llegan a la célula tengan una determinada energía. En la radiación solar, una parte de los fotones incidentes no tiene esa energía por lo que se pierden, y otros tienen una energía mayor, por lo que se pierden por exceso.

-Pérdidas por recombinación: El proceso de recombinación depende de los defectos de la estructura cristalina del semiconductor, cuanto más puro sea (Silicio monocristalino), éstas pérdidas serán menores.

-Resistencia serie: La resistencia serie es un parámetro muy importante ya que disminuye el factor de forma y, por lo tanto, la eficiencia de la célula. Esa resistencia se debe a que los electrones generados en el semiconductor que alcanzan la zona “n” superficial, han de correr la superficie hasta alcanzar una tira metálica de la rejilla. La resistencia serie es menor cuanto más profunda sea la zona “n” y cuanto mayor sea la superficie metálica de la rejilla, pero entonces la superficie del semiconductor sobre la que incide la luz solar es menor (mayor sombra) y el valor de la tensión a circuito abierto es también más pequeño, por lo que hay que buscar un término medio a la hora del diseño de la célula. Esta resistencia además disipa energía por efecto Joule, al circular la corriente por ella, en forma de calor, que debe ser disipada por la célula.

-Pérdidas por reflexión parcial: Parte de la luz que incide sobre la célula es reflejada por la superficie de esta, por lo que se pierde. Para evitar esta pérdida, en la fabricación de las células se emplean capas antirreflejantes y superficies rugosas.

4.5 Circuito equivalente de una célula solar

Cuando se conecta una célula solar a una resistencia de carga y se ilumina, circula una corriente I a través de la carga. En este caso, se puede observar que en la célula, la corriente circula de cátodo a ánodo, es decir, internamente circula del semiconductor tipo N al tipo P (lo que se conoce sentido inverso en el funcionamiento de diodos).

La célula con iluminación se comporta como un generador de corriente, con un diodo en paralelo (para simular la unión p-n) y dos resistencias que representan las pérdidas intrínsecas al diseño y al comportamiento de los materiales de la célula. La resistencia serie r_s , es debida principalmente a la resistencia del volumen del material, a las interconexiones y a la resistencia entre los contactos metálicos y el semiconductor. La resistencia en paralelo r_p , es debida a la no idealidad de la unión PN y a las impurezas cerca de la unión. Con la presencia de ambas resistencias, serie y paralelo, desde el punto de vista eléctrico una célula fotovoltaica puede representarse por un circuito equivalente como el que se muestra en la figura 20.

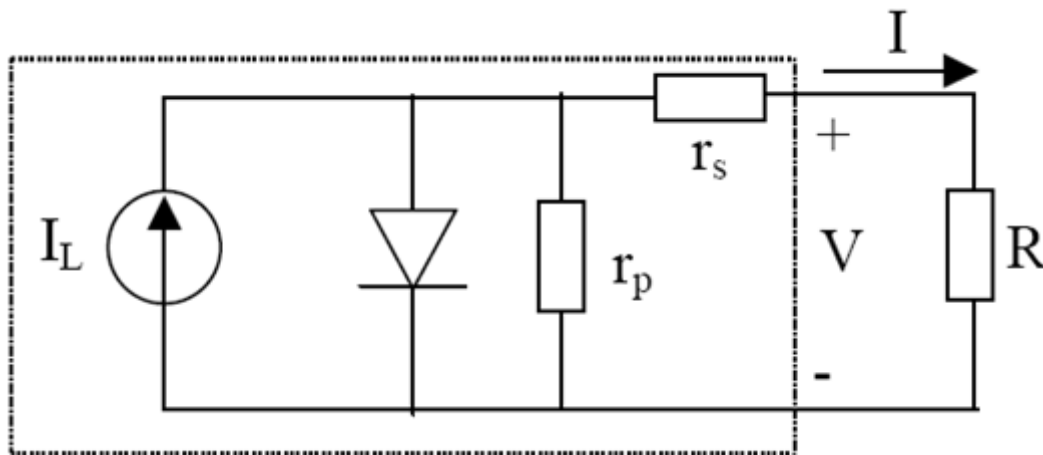


Figura 20. Circuito equivalente de una célula solar

4.6 Módulo y campo fotovoltaico

La unión eléctrica de las células fotovoltaicas da lugar a los módulos, que no son más que un conjunto de células fotovoltaicas (36-72) conectadas entre sí, de modo que son capaces de generar una corriente eléctrica a partir de la incidencia de la luz solar. Ésta corriente eléctrica es generada a baja tensión (12-24-48 V) y en forma de corriente continua.

4.6.1 Partes de un módulo fotovoltaico

Las partes principales de un módulo fotovoltaico son:

-Vidrio: Vidrio templado con un alto coeficiente de transmisividad, proporción de radiación solar que es capaz de atravesar dicho material, a la radiación incidente. Debe rondar sobre el 95%.

-Cubierta posterior: Lámina delgada opaca de un polímero (normalmente Tedlar). En algunas aplicaciones en conexión a red, para una mejor integración en la cubierta o fachadas de edificios se suele colocar un polímero transparente con otro vidrio.

-Encapsulante: Para poder ensamblar correctamente el módulo, se utiliza otro polímero transparente.

-Marco y caja de conexiones: Perfiles de aluminio, sellados, situando la caja de conexiones en la cara posterior del módulo.

Todo el conjunto debe estar aislado del exterior incluyendo eléctricamente. Un esquema de la sección de un módulo fotovoltaico. En la figura 21 visualizamos las secciones de un módulo.

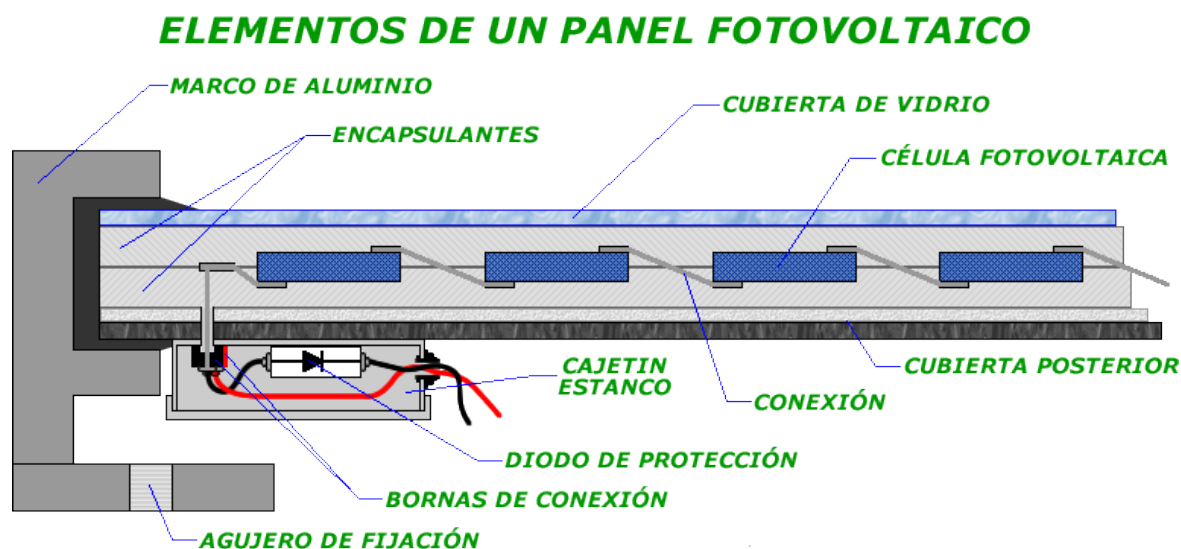


Figura 21. Sección de un módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos actualmente se comercializan con potencias entre los 50-230 Wp. En términos generales sus tamaños oscilan entre 0,5 y 1 m² y su durabilidad se estima en más de 30 años.

El campo fotovoltaico lo forman uno o más módulos fotovoltaicos conectados entre sí. La conexión de estos módulos puede ser en serie o en paralelo, así como combinaciones de ambas conexiones, en función de las características eléctricas que se deseen obtener a la salida del campo fotovoltaico.



La tensión e intensidad de salida del campo fotovoltaico vendrán dadas por:

-La suma de las tensiones de los módulos y la intensidad de un módulo, si están conectados en serie.

-La suma de las intensidades de los módulos y la tensión de un módulo, si están conectados en paralelo.

4.7 Mantenimiento de la instalación

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

4.7.1 Mantenimiento a cargo del usuario

El usuario de la instalación debería llevar a cabo las siguientes tareas de mantenimiento:

Supervisión general

Corresponde a la simple observación de los equipos; esto consiste en comprobar periódicamente que todo esté funcionando. Para ello, basta observar los indicadores de los inversores, con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.

La verificación periódica de las cifras de electricidad generada permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería o una perturbación periódica de la red.



Limpieza

La limpieza incluye la eliminación de hierbas, ramas u objetos que proyecten sombras sobre las placas.

Verificación visual del campo fotovoltaico

Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el terreno, aflojamiento de tornillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc.

4.7.2 Mantenimiento por parte del servicio técnico

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o paro total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debe realizar la comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares. Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.

5. LOCALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN FÍSICA DE ELEMENTOS

5.1 Localización

La nave estará situada en el polígono industrial de la mora, unos cuatro kilómetros al sureste de Valladolid, en el punto kilométrico número 355 de la carretera nacional N-122. También accesible por la carretera de circunvalación VA-11. En la figura 22 podemos ver su ubicación, también la podemos visualizar más exactamente en el apartado planos.

Las coordenadas exactas de su ubicación son:

-Latitud: 41º 35'57.51''

-Longitud: 4º 40'19.03''

En su construcción tendrá una desviación de 11º respecto al Sur, que está dentro de las tolerancias permitidas para colocar, la instalación fotovoltaica en su cubierta.



Figura 22. Ubicación de la nave.

5.2 Características de la nave

Se trata de una nave industrial de 1000 m², 40 metros de largo por 25 de ancho, con una cubierta de chapa a cuatro aguas en la cual se instalarán con sus correspondientes sujeciones las placas de la instalación fotoeléctrica.

Las placas se situarán en la parte interior de la cubierta de forma que estén orientadas al sur, como marcan los criterios de eficiencia en el hemisferio norte para aumentar su producción, para así tenerlas más resguardadas y tenerlas más resguardadas de la vista y las incidencias meteorológicas. Se distribuirán en dos ramas de 32 paneles cada una.

5.3 Características de la cubierta

Como se muestra en la figura 23 se trata de una cubierta con dos tramos a dos aguas, en los cuales están instaladas dos ramas de placas fotoeléctricas. Cada tramo tiene una pendiente del 40% y una superficie útil de 10,8 por 25 metros.

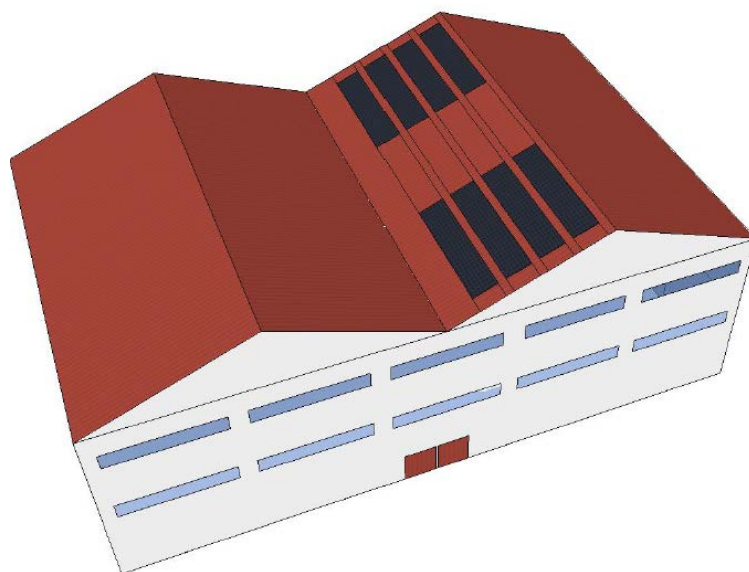


Figura 23. Imagen 3D de la nave.

Los paneles serán situados en una posición fija, y colocados con sus correspondientes anclajes, como se explica posteriormente, en la estructura de chapa que conforma la cubierta. Estarán distribuidos en dos grupos de 32 paneles, uno para cada inversor, y cada inversor contará con dos ramas en paralelo de 16 paneles, siendo por tanto totalmente simétricas, estas subramas se corresponden físicamente con la unión de dos grupos de ocho placas conectadas en serie entre sí, estas placas están situadas en cada carril aunque separadas por una distancia de siete metros para distinguir la zona correspondiente a cada uno de los inversores, de esta forma separamos físicamente y realizamos una distinción que se corresponde con el circuito eléctrico realizado. Por lo tanto en una parte de la cubierta tenemos los paneles correspondientes a un inversor y en la otra parte los del otro inversor, y dentro de esta separación en la parte superior estarán los paneles en serie de una rama, y en la parte inferior la otra rama, siendo estas simétricas entre sí, y conectadas en paralelo en su unión en el inversor, como explicamos en el estudio de diseño realizado.

Se han colocado en este lugar para así obtener una orientación lo más al sur posible, dado que la nave está situada con una desviación de 12° respecto al sur, y el ángulo del tejado es de 22° lo convierten en un lugar más que propicio para la instalación de las células y la producción fotoeléctrica puesto que sólo necesitamos anclar las placas a la cubierta, de una manera bastante sencilla y usual, según el pliego de condiciones del IDAE: La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida como energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, de sustitución de los elementos constructivos convencionales, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos



horizontales. Lo cual deberemos de tener en cuenta en la realización de nuestros cálculos para cumplir la normativa.

Esta ubicación nos permite también tener unas pérdidas por sombras casi nulas como serán calculadas posteriormente en el apartado de pérdidas en la producción de la instalación fotovoltaica, debido a la altura de la nave y a la falta de objetos en sus alrededores susceptibles de crear interferencias.

Tanto las características técnicas de la cubierta como sus valores de resistencia en cuanto a cargas serán calculados en su correspondiente apartado en el presente estudio.

5.4 Localización de los inversores

Ya que uno de los criterios a seguir en el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica es el de incidir de la menor manera posible en la actividad que se va a realizar en la nave, los inversores irán situados en el cuarto eléctrico (parte posterior), en su interior. Es decir, en el cuarto eléctrico tendríamos el inversor, el contador y las protecciones. Las ramas de cableado, 4 en este caso, bajarán desde la cubierta hasta el cuarto eléctrico, pasando por el cuadro de protecciones. Del cuarto eléctrico saldrá una línea aérea, hasta la toma de baja tensión de Iberdrola donde inyectaremos la corriente generada.

5.5 Situación del cableado

La manera en la que va colocado el cableado es muy importante, ya que la longitud del cableado interfiere en la caída de tensión del cable. Se agrupan las 4 ramas de los paneles en la parte inferior de la cubierta, en una bandeja, se dirigen hacia el cuarto eléctrico por el borde de la nave, por la parte inferior de la cubierta, una que vez que llegan al cuarto eléctrico son bajados hacia su interior.

6. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

El diseño de esta instalación se realiza teniendo en cuenta la superficie donde se pueden colocar los módulos fotovoltaicos, en esta nave industrial se instalarán en el tejado, con sus correspondientes estructuras de soporte, y teniendo también en cuenta la inversión que puede realizar el propietario, buscando una buena producción energética para obtener en consecuencia unos resultados económicos tales que hagan atractivos los tiempos de retorno de la inversión inicial.

Tal y como se ha comentado en puntos anteriores, el esquema básico de nuestra instalación puede verse en la figura 24, es un esquema muy sencillo. Lo único que

faltaría por añadir serían las protecciones de corriente continua entre los paneles e inversor y las de alterna entre inversor y conexión a red.



Figura 24. Esquema básico de nuestra instalación.

Los paneles fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua a una tensión que no es constante. El inversor es el encargado de transformar a corriente alterna a una frecuencia de 50 Hz y una tensión de 230 V (monofásica). Después de esto y de las protecciones y contadores pertinentes, se conecta a la red de baja tensión.

6.1 Criterios de diseño

Se ha tratado de diseñar una instalación con las siguientes características:

- Potencia nominal de entre 15 y 20 kW. Esto viene impuesto por el presupuesto inicial expuesto por el propietario, el cual era en torno a unos 45000 €, exactamente será de 15360 W, el estudio energético en el cual la inversión en esta instalación comience a dar beneficios en torno dará unos diez años después de su instalación, teniendo en cuenta las normativas, subvenciones y tarificaciones correspondientes a la fecha de creación del presente proyecto.

- Modularidad de la instalación. Con esto se pretende aumentar la fiabilidad de la instalación y reducir las pérdidas en caso de averías o mantenimientos, esto se logra con la utilización de dos inversores con dos ramas en paralelo en cada uno, con lo cual se podrá acceder a un número menor de placas, aumentando la funcionalidad.

- Cumplir con los parámetros de entrada de los inversores optimizando su uso, y por tanto el rendimiento de la instalación, esto se consigue con la configuración serie-paralelo de los paneles de manera que se cumplan las restricciones de tensión, corriente y potencia de los inversores.

- Ramas equilibradas entre sí, para un funcionamiento más equilibrado de la instalación se busca que todas las ramas sean iguales en cuanto a número de componentes y características.



-Dimensionamiento adecuado, del número de placas, en cuanto a superficie y resistencia disponible en la cubierta de la nave e inversión económica adecuada para este fin.

6.2 Componentes eléctricos

Los componentes más importantes de la instalación fotoeléctrica serán: paneles fotovoltaicos, inversores CC / CA, contador bidireccional de energía eléctrica y caja de protecciones.

6.2.1 Paneles fotovoltaicos

Los paneles seleccionados son el modelo KD240GH-2PB de la marca Kyocera, módulos de alto rendimiento fotovoltaicos policristalinos, mostrados en la figura.



Figura 25. Panel seleccionado.

Cada panel está formado por varias células solares de 156 por 156 mm, las cuales alcanzan un rendimiento del 16%, y garantizan una producción muy alta. Para protegerlas de las inclemencias meteorológicas las células están incrustadas entre una protección de cristal endurecido supertransparente y láminas de E.V.A. (etilviniloacetato). La parte trasera está sellada con láminas PET (poliéster), el laminado está engastado en un marco de aluminio estable que es fácil de montar.

Este módulo cumple las condiciones de prueba, según la norma IEC 61215 edición 2, para una carga mecánica de 5400 N/m^2 . La caja de empalme del dorso dispone de diodos de derivación que evitan el riesgo de sobrecalentamiento de células solares independientes, cumpliendo la normativa expuesta en el pliego de condiciones de IDAE. Estos paneles cuentan con una garantía de protección II, como está estipulado en la normativa mencionada.



Las medidas de dicho panel son: 1662 x 990 x 46 mm, con un peso de 21 kg. Y sus especificaciones técnicas vienen adjuntas en la siguiente tabla:

Características	
Potencia pico	240 Wp
Tensión de máxima potencia	29,8 V
Corriente de máxima potencia	8,06 A
Corriente de cortocircuito	8,59A
Tolerancia de potencia (%)	+5/-3

Figura 26. Características eléctricas del módulo seleccionado.

La potencia de pico es de 240 W, que será el parámetro utilizado para definir la potencia y el número de placas de la instalación. Al disponer de 64 paneles de 240 W la potencia pico total es de 15360 W dicho valor se producirá en una situación de medida estándar, STC:

-Radiación solar= $1000 \frac{W}{m^2}$

-Temperatura del módulo= 25°C

-Espectro de la irradiancia normalizado a AM 1,5 G.

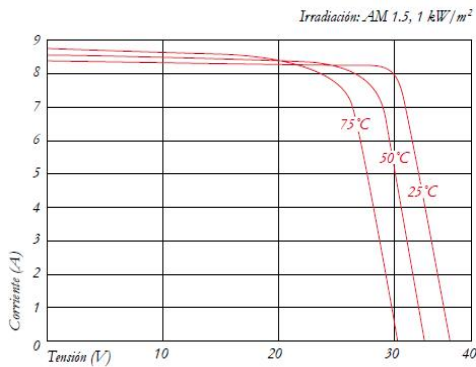
Estas serían las condiciones ideales o valores de pico.

Por otro lado los datos de potencia nominal de pico se utilizan para diseñar el circuito en condiciones naturales, aunque siempre teniendo en cuenta que los paneles pueden operar en una situación dentro del rango de niveles de su gráfica de corrientes e intensidades mostrada a continuación, en la que nos deberemos fijar en su curva de operación, figura 27.

Vemos que tenemos varias curvas en función de la temperatura, esto es debido a que el rendimiento de los paneles disminuye cuando aumenta su temperatura propia, esto deberemos tenerlo en cuenta en el cálculo energético, a la hora de estimar la producción anual de nuestra instalación.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Curva característica de tensión y corriente a distintas temperaturas de la célula



Curva característica de tensión y corriente con distinta irradiación

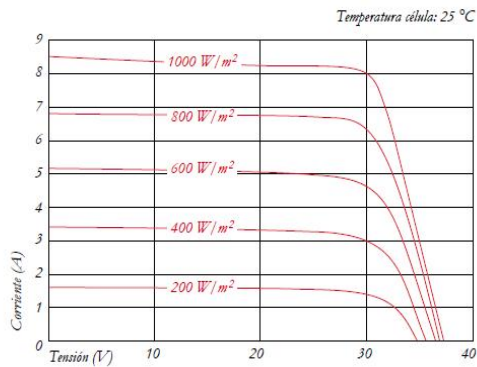


Figura 27. Curvas características de los paneles.

Por otro lado es fácil deducir que la potencia máxima se producirá en la esquina superior derecha de la curva, ya que el producto de la tensión por la corriente es mayor, el encargado de que la tensión y la corriente se encuentren lo más cercanos a estos puntos y por tanto a la potencia máxima de producción será el inversor.

Aunque debemos de tener en cuenta que estas curvas están diseñadas para una irradiación de $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, y estas cambian como muestra la gráfica de la derecha según disminuye este valor, y por lo tanto la potencia se ve claramente afectada por la variación de este parámetro. A grandes rasgos, la corriente y por tanto la potencia varían linealmente con dicho parámetro, mientras que la tensión disminuye con el aumento de temperatura, aproximadamente un 4% por cada 10°C de incremento de la temperatura.

6.2.2 Inversor

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la transformación de la corriente continua, generada por los paneles fotovoltaicos, en una corriente alterna definida en cuanto a tensión y frecuencia para su posible salida a la red eléctrica.

El modelo utilizado es el inversor “SUNNY TRIPOWER 8000 TL” de la marca SMA (figura 28).

Las funciones principales del inversor son: la transformación de corriente continua en alterna, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. También se encarga, de seguir el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos, para poder generar la máxima potencia optimizando la producción.



Figura 28. Inversor seleccionado.

Los inversores más comunes pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada y con un amplio rango de potencias disponibles. El inversor debe actuar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia adecuados para poder enviar la energía a la red, para esto se necesita que se efectúe un cuidadoso filtrado de la señal generada, para no producir armónicos e introducir por tanto una distorsión armónica en la onda de tensión de la red. Para ello la onda de corriente inyectada a la red debe de cumplir unos parámetros, para así cumplir la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente como máximo del 5% para una distorsión de la onda de tensión del 2%. Esto se cumple fácilmente cuando se trabaja por encima del 20% de la potencia nominal del inversor. Otros requerimientos de la normativa se refieren al aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica y la necesidad de que no se inyecte corriente continua a la red, esto se consigue físicamente con el uso de transformadores de alta frecuencia. Este inversor ha sido elegido por sus características técnicas adecuadas a nuestra instalación como podemos ver en la siguiente figura, así como por su rendimiento cercano al 98%, el sistema de gestión de sombras para optimizar la instalación durante la noche y en días nublados, así como el sistema Opticool de gestión de la temperatura de los paneles.

Este inversor dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor, que comienza a inyectar corriente en la red.

Están protegidos frente a situaciones como:

- Situaciones anómalas en la red eléctrica.
- Frecuencia de red fuera de los límites de trabajo.



- Temperatura del inversor elevada.
- Tensión del generador fotovoltaico baja.
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.
- Polarización inversa.
- Sobretensiones transitorias en la entrada y la salida.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Protección anti-isla.

Como se puede observar en la figura 29, la potencia máxima es de 8 kW y nuestra instalación es de 15,36 kW por lo cual utilizamos dos inversores, en los que integraremos dos ramas de 16 paneles en paralelo en cada uno de ellos, para poder tener controlado el valor de la intensidad de entrada máxima al inversor.

Las protecciones específicas más importantes del inversor son:

- Interruptor automático de la interconexión: encargado de la conexión o desconexión automática de la instalación en caso de pérdida de la tensión o de la frecuencia de la red.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y tensión.
- Rearme del sistema de conmutación, rearme de la conexión con la red de baja tensión una vez restablecidos los parámetros requeridos por parte de la empresa distribuidora.

Parámetros eléctrico de Inversor

Rango de tensión de entrada	330/580 V
Máxima corriente de entrada	15 A
Potencia nominal de salida	8 KW
Potencia máxima de salida	8 KW
Tipo de salida	230 V. 1 fase.
Frecuencia	50 Hz
Rendimiento	98 %

Figura 29. Características del inversor seleccionado.

6.2.3 Contador bidireccional de corriente

Para poder medir la energía el contador debe ser un tanto especial puesto que debe de ser de cuatro cuadrantes para así poder controlar tanto la energía consumida como la producida.

El contador elegido para nuestra instalación es el modelo “Domotax” de la marca Orbis (figura 30), es un contador multifunción de energía eléctrica monofásico estático para medida directa de energía activa (clase 2). Es un contador ideal para la discriminación horaria ya que sustituye al contador de doble tarifa y al interruptor horario. El Domotax permite la posibilidad, partiendo de un modelo básico, de incorporar comunicación mediante un puerto RS232, RS485, salida SO o emisor de impulsos (libre potencial).



Figura 30. Contador bidireccional escogido.

Estas características convierten al Domotax en un contador idóneo para vivienda con tarifa nocturna y aplicaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red como nuestra instalación.

Podemos ver las características en la figura 31:

Tensión de referencia Un	230 Vc.a.
Intensidad de base Ib (I máxima)	10(60) A
Frecuencia de referencia	50 Hz
Consumo propio	≤ 2 A Inductivo
Clase de precisión	Clase 2 según EN 62053-21 y RD875/1984
Clase de protección	Clase II según EN 60335
Tipo de protección	IP 51 según EN 60529
Montaje	Triángulo de fijación

Figura 31. Características del contador bidireccional.



6.2.4 Protecciones en corriente continua

Se trata de protecciones contra sobretensiones e intensidades fuera de rango en continua situadas en la unión de cada rama de paneles con el inversor. La tendremos que instalar en cada una de las cuatro ramas. Son de corriente continua puesto que la tensión producida por los paneles fotovoltaicos es en continua y es en el inversor donde se transforma en alterna. Van situadas junto al inversor, por lo tanto utilizaremos 4, ya que hay 4 ramas. Las protecciones estarán compuestas por:

- Caja plástica con grado de protección IP55 con placa de montaje, resistente al impacto, al calor intenso y al fuego. Dispone de doble aislamiento y cumple con la norma IEC60670.
- Embarrado.
- Interruptor seccionador de potencia de 15 A.
- Interruptor de corte cc (permite aislar los inversores de los generadores fotovoltaicos en el lado de continua).
- Fusible de 15 A de tipo gL (que cumple las condiciones descritas en el apartado relativo a las protecciones).
- Descargador contra sobretensiones.

6.2.5 Protecciones en corriente alterna

Protege ante fallos en el lado de corriente alterna y está situada justo después del conjunto de los inversores, por lo tanto tendremos dos. En su interior tendrá las protecciones de alterna correspondientes a cada uno de los dos inversores, y aguas abajo la unión de todos los cables para obtener una salida trifásica.

Está compuesta por:

- Caja plástica con placa de montaje, resistente al impacto, al calor intenso y al fuego, dispone de doble aislamiento y cumple con la norma IEC60670.
- Conexiones con entrada para las salidas de todos los inversores y salida de trifásica con neutro.
- Interruptor automático de 20 A (poder de corte 6 kA, curva B).
- Seccionador fusible de 25 A.



- Diferencial de 25 A de alta sensibilidad (30 mA).
- Descargador.

6.2.6 Armario de medida

Estará situado cerca de la caja de protecciones de alterna, pero en la parte exterior de la nave de manera que sea accesible por la compañía eléctrica, concretamente estará situado en un lateral de la nave, cercano al centro de transformación. Estará compuesto por:

- Armario de poliéster prensado en caliente reforzado con fibra de vidrio. Dispone de una placa base de montaje de los equipos a montar, con velo protector y ventanilla para accionamiento del magnetotérmico y diferencial.
- Interruptor general frontera: interruptor automático magnetotérmico de 40 A (poder de corte 10 kA, curva C). Debe ser accesible por la empresa distribuidora.
- Diferencial 30 A, sensibilidad de 300 mA.
- Contador bidireccional Orbis modelo Domotax.

6.2.7 Circuito eléctrico del campo de paneles

En la instalación fotovoltaica diseñada hemos tomado los paneles mencionados en el apartado 5.4.2.1 los cuales disponen de una potencia de 240 Wp, como cada uno de los dos inversores puede aguantar un máximo de 8200 Wp, el número máximo de paneles por inversor sería de 34, al instalar 32 paneles por inversor estamos dentro de los márgenes de utilización y cumplimos la intención de aprovechar al máximo la instalación.

Por las características de los inversores elegidos para nuestra instalación, cada uno de ellos dispone de dos entradas correspondientes cada una de ellas a una rama en paralelo de paneles fotovoltaicos, estas entradas tienen un máximo de tensión de 15 y 10 amperios cada una. Límites respetados por nuestra instalación puesto que cada rama tiene una intensidad pico, igual a la expuesta en las especificaciones de cada panel, de 8.06 amperios. Dichos inversores también tienen obviamente unas características de tensión las cuales deberemos de respetar, cada rama tendrá una tensión máxima de entrada de 580 V, la cual calculamos multiplicando en número de paneles por rama por la tensión máxima de cada uno, 16 paneles por 29,8 V por panel, lo que nos da 476,8 V por rama.



Después de los inversores tenemos el contador bidireccional, lo que hace es recibir la energía ya convertida por los inversores, la contabiliza y la registra, para que después sea inyectada a la línea de Iberdrola de baja tensión. Es decir, inyectaríamos a red después del contador, por lo que nuestra instalación llega hasta ese punto.

6.2.8 Dimensionado del cableado

En esta sección se trata el cálculo de las secciones de los distintos cables que forman parte de la instalación, siendo todos ellos de cobre con aislamiento de PVC.

Hay varias zonas diferenciadas en la instalación en lo que al cableado se refiere: cable entre los paneles de una misma rama, el que va desde cada una de las ramas hasta los distintos inversores y la que va desde los inversores hasta el punto de conexión con la red eléctrica. En todos los puntos en los que sea necesario un cambio de sección de cable o se unan varios cables distintos irá situada una caja adaptadora o una caja de protecciones.

Existen dos criterios que hay que cumplir según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT):

Criterio de caída de tensión

Según el REBT en la ITC –BT19 la caída de tensión máxima es del 3 % para cualquier circuito interior de viviendas, y para otras instalaciones interiores o receptoras, del 3 % para alumbrado y del 5 % para los demás usos. Esta caída de tensión se calculará considerando alimentados todos los aparatos de utilización susceptibles de funcionar simultáneamente. Por lo tanto la caída máxima de tensión para los conductores de nuestra instalación será del 3 %, nosotros utilizaremos el 1,5 %, ya que queda más sobredimensionado y nos quitamos de ningún problema, ya que tenemos más sección.

La caída de tensión se calculará en sistema monofásico:

$$\Delta E = \frac{2 \cdot I_{mpp} \cdot L}{S \cdot \sigma}$$

Y en sistema trifásico:

$$\Delta E = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L}{S \cdot \sigma}$$



Donde:

- I_{mpp} es la intensidad que circulará por el cable cuando los paneles funcionen en el punto de máxima potencia.

-L es la longitud del cable.

- $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$ es la resistividad del cable.

-S es la sección del cable en mm^2

Criterio de intensidad máxima

Para comprobar que los cables soportarán el calor evacuado en el conductor se toma la corriente de cortocircuito de los paneles (la máxima que pueden dar en condiciones normales) y se le aplica un coeficiente de seguridad del 25%.

Para ver la corriente admisible por los conductores, según la sección utilizaremos la tabla de la ITC-BT 07, una vez visto su compatibilidad se escoge la sección.

6.3 Protecciones

En este apartado se van a describir las protecciones instaladas, para que en caso de funcionamiento anómalo de la instalación no se de ningún tipo de problema, ya sea de forma de contacto directo, indirecto o rotura de algún componente. Esto se refiere a la inclusión de interruptores automáticos y fusibles. Se ha conseguido tener una selectividad total, es decir, que siempre actúe el elemento de protección más cercano a la falta, de manera que sólo quede desconectada la zona afectada.

6.3.1 Puesta a tierra

La puesta a tierra o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora, que en condiciones normales no se encuentra en tensión, mediante una toma de tierra con un electrodo enterrado en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico. Dicha tierra ha de ser independiente de la de la red de distribución en cumplimiento de la normativa vigente.



La manera de actuar será la unión de la zona de inversores, con un cable desnudo, a la instalación de puesta a tierra, que nosotros hemos creado para el centro de transformación (más adelante se calculará), que está formada por 4 picas, dando tierra a los inversores, este cable será $1 \times 35 \text{ mm}^2$, de longitud 4 metros.

Las autoválvulas o descargadores de tensión estarán conectadas a tierra mediante cable desnudo de cobre de 10 mm^2 de sección y 4 metros de longitud. Este grosor de cable será el usado para el resto de tomas de tierra de la instalación fotovoltaica pero siendo éste cable aislado.

Los bornes de puesta a tierra, a los que llegan los cables de protección, están situados en una caja de bornes y conectados a la toma de tierra de la instalación.

6.3.2 Protección ante contacto directo

La protección ante contactos directos está detallada en la ITC-BT-24 y viene garantizada por unos índices de protección de los equipos adecuados y por la correcta instalación y montaje de los mismos.

Para prevenir cualquier contacto directo hay que tomar las siguientes medidas:

- Aislamiento de las partes activas.
- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas mediante cerramientos apropiados y carteles de aviso.
- En armarios y cuadros eléctricos sólo se podrá acceder mediante llaves o herramientas específicas, que sólo estén al alcance del personal autorizado.

En cada elemento existen elementos de protección específicos:

- Módulos fotovoltaicos: Bornas de conexión en el interior de las cajas, con la tapa atornillada y prensaestopas en la entrada de cables, conexión entre módulos mediante conectores rápidos con protección de los contactos.
- Cajas de conexión con doble aislamiento en el campo de paneles: bornes en el interior de la caja, con la tapa atornillada o bajo llave.
- Armario de contadores de doble aislamiento.
- Inversor: bornes de conexión interiores.



- Gran parte de la instalación irá protegida mediante tubo.
- Instalación acordonada debidamente para evitar la entrada de personas no autorizadas.

6.3.3 Protección ante contacto indirecto

Consistirá en la puesta a tierra antes comentada de los elementos metálicos de la instalación que normalmente no están en tensión pero que podrían estarlo en caso de avería.

En la zona de corriente continua tenemos las siguientes protecciones:

- Cajas de doble aislamiento.
- Detector de fallo de aislamiento con parada del inversor.
- Red de tierra.
- Estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos y carcasas de los inversores conectados a tierra.

En cuanto a la parte de corriente alterna, se tiene un diferencial general de la instalación con sensibilidad de 30 mA.

6.3.4 Protección ante sobrecargas

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado.

El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o por cortacircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas, como los mencionados en el apartado referente a los componentes de la instalación.

En la parte de continua:

- Línea de cada grupo protegida mediante fusible.
- Línea desde la caja de conexión en campo de paneles hasta la caja de protección contra sobretensiones y sobreintensidades en la caseta del inversor protegida.



En la parte de alterna:

- Magnetotérmico en el inversor.
- Fusible en la salida del inversor.
- Magnetotérmico en el armario de protección y medida.
- Fusible de salida.

6.3.5 Protección ante cortocircuitos

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte será acorde con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de conexión.

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

Cumpliendo la primera desigualdad se asegura que en condiciones normales no pase por el dispositivo una intensidad superior a la nominal. Con la segunda se asegura la protección del cable frente a sobreintensidades.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red en baja tensión establece la obligación de colocar un interruptor automático para la protección frente a sobreintensidades en la línea de alterna que conecta los inversores con la red. Éste se denomina interruptor frontera o interruptor general manual, y debe ser accesible para la empresa distribuidora de forma que pueda realizarse una desconexión manual.

6.3.6 Otras protecciones

Aislamiento galvánico

Separación de la instalación fotovoltaica y la red de distribución mediante transformador (UNE 60742), integrado en el inversor, en cumplimiento con la normativa vigente.

Control de armónicos y compatibilidad electromagnética

Control de armónicos y compatibilidad electromagnética según lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 y RBT ITC-BT 40. De ello se encarga el propio inversor.



Variaciones de tensión y frecuencia en la red

Todos los inversores realizan de forma automática, mediante un relé, la desconexión y conexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red mediante un programa de software, adecuándose a los valores Real Decreto 1663/2000, no pudiendo ser modificados por el usuario.

-Mínima y máxima tensión: entre 0,85 y 1,1 veces la nominal. Con reconexión automática.

-Mínima y máxima frecuencia: entre 49 Hz y 51 Hz. Con reconexión automática.

Contra funcionamiento en isla

La potencia que suministra un inversor fotovoltaico de conexión a red, se puede resumir con la fórmula: $S = P + Q$, pero el factor de potencia con el que trabajan es muy próximo a 1, con lo cual nos queda que $S = P$. Por otro lado las cargas que tenemos en una red responden a:

$$S_R = P_R + Q_R = \frac{V^2}{R} + \frac{V^2}{\omega \cdot L} - \frac{V^2}{1/\omega \cdot C}$$

En estas condiciones, ante un fallo de red, tenemos que:

-Si la potencia consumida es menor de la generada por el sistema fotovoltaico, la tensión variará subiendo y nos saldremos del rango de 580 V con lo que el inversor se parará.

-Si la potencia consumida es mayor de la generada, tendremos una caída de tensión y nos saldremos del rango 580 V con lo que el inversor se parará.

-Si la potencia generada es igual a la consumida y ésta fuera una carga con componente inductiva o capacitiva (cosa habitual en una red), tendríamos $V^2/\omega L = V^2 / (1/\omega C)$ con un aumento de frecuencia con carga inductiva (saliéndose del margen de 50,5 Hz) o una reducción de frecuencia con carga capacitiva (saliéndose del margen 49,5 Hz) con lo cual el inversor se parará.

-Si la potencia generada es igual a la consumida y ésta fuera una carga resistiva pura (cosa muy poco probable en una red), hay un desplazamiento en la frecuencia por circuitería interna del inversor que lo hace parar, al salirse del rango de frecuencia (entre 50'5 Hz y 49'5 Hz), ya que el inversor tiene un filtro que hace que la fase esté



algo movida en la lectura (microsegundo por ciclo), suficiente como para que al encontrarse con una carga resistiva se salga de frecuencia. Además de lo anterior, es altamente improbable que la radiación solar y el consumo se mantengan estables y que si uno varia el otro también lo haga. Si coincidiesen, el tiempo que podrían estar funcionando en isla es muy pequeño. De todas formas salvo en simulaciones en un laboratorio, este caso en una red es prácticamente imposible y lo normal es que el inversor no tuviese en consideración este caso, pero aun así, los inversores incorporan una protección para reducir aún más la posibilidad de que se dé esta situación.

7. ESTUDIO ENERGETICO

7.1 Factores que influyen en la producción

Existen numerosos factores que hacen que la producción eléctrica real sea menor de la esperada en la situación ideal. Algunos de ellos son:

- **Orientación de los módulos fotovoltaicos:** al tratarse de un sistema de paneles fijos, la cantidad de radiación solar que los paneles son capaces de captar es menor que si estuvieran perpendiculares a los rayos solares en todo momento. La orientación e inclinación de los módulos ha de optimizarse en función de las necesidades, como se comentará en su correspondiente cálculo realizado a continuación. Sin embargo, grandes desviaciones en orientación (hasta 20 °) e inclinación (hasta 10 °) no suponen grandes pérdidas (menores del 5%).
- **Sombreado de los paneles:** el hecho de que se produzcan sombras debido a árboles o edificios cercanos sí podría originar grandes pérdidas de rendimiento por lo que se ha tenido muy en cuenta a la hora de diseñar la instalación.
- **Suciedad de los paneles:** si se acumula una cantidad excesiva de suciedad debido a una falta de mantenimiento o a una frecuencia de lluvias insuficiente, se puede dejar de producir entre un 4 y un 15% de la energía.
- **Efecto de la temperatura en las células fotovoltaicas:** tal y como se ha comentado al explicar los paneles fotovoltaicos, el exceso de temperatura afecta negativamente a la potencia generada. Dicho efecto se suele traducir en pérdidas del 4% por cada 10°C de incremento respecto de la temperatura en condiciones estándar, 25°C. Cabe resaltar que un módulo fotovoltaico puede alcanzar los 70°C en función de la irradiancia y la temperatura ambiente.
- **Pérdidas en el cableado:** se producen básicamente por efecto Joule y dependen de las secciones y longitudes de cable empleados.

- **Autoconsumos:** los reguladores de carga (inversores) presentan un determinado autoconsumo de entre 5 y 25 mA. Esto se suele incluir en las pérdidas relativas al rendimiento del inversor.
- **Rendimiento del inversor y consumo nocturno (en espera):** la transformación de energía no es perfecta, por lo que se producen pérdidas. Los inversores utilizados presentan un rendimiento cercano al 98% y unas pérdidas en espera nulas.

7.2 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación distinta de la óptima

A continuación calcularemos los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo con las pérdidas máximas permisibles, determinadas por el pliego técnico de condiciones de IDAE. Las pérdidas por estos conceptos se calcularán a partir de:

-Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 32). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

-Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 32). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

En la figura 32 podemos ver representado tanto α como β .

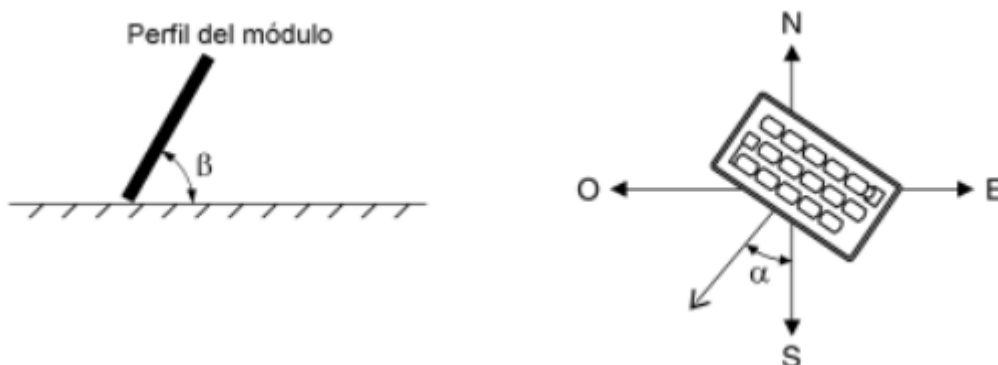


Figura 32. Ángulos de inclinación de paneles

Una vez consultados los planos de ubicación y estructurales de la nave en la cual vamos a ubicar nuestra instalación, y en concordancia con las figuras hemos calculado los valores de los ángulos anteriormente mencionados siendo α igual a $+11^\circ$ y β igual a 22° . Tras haber determinado tanto el ángulo de inclinación como el de azimut, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas aceptables respecto a la inclinación óptima establecida en el pliego de condiciones.

Para continuar calculando estos límites deberemos conocer la latitud de nuestra instalación, ϕ , en nuestro caso es de $41^{\circ}35'59''$ N. Así como el valor máximo de las pérdidas según el tipo de instalación, en nuestro caso se trata de una superposición puesto que montamos los paneles sobre la cubierta de la nave, tal como especifica el pliego de condiciones el valor máximo de las pérdidas será del 20%. Los puntos de intersección entre el límite de pérdidas y la recta de azimut nos proporcionan los valores de la inclinación máxima y mínima. Con estos valores podemos continuar realizando cálculos.

7.3 Cálculo de pérdidas por inclinación

Conocidos nuestros ángulos de inclinación y de azimut y sabiendo que nuestro límite de pérdidas es del 20%, nuestro ángulo máximo vendrá determinado por la intersección entre la recta perteneciente a $+11^{\circ}$ de azimut y la zona exterior de la región del 80%-90% correspondiente a unas pérdidas máximas del 20%, con lo cual obtenemos:

-Inclinación máxima= 70° .

-Inclinación mínima= 7° .

Cómo nuestro ángulo de inclinación es de 22° , está dentro de los límites y por tanto cumple con los requisitos de pérdidas requeridos por el pliego de condiciones.

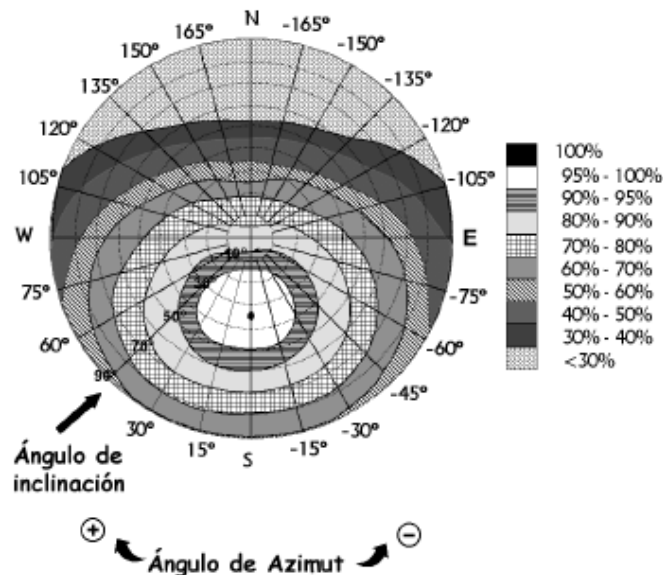


Figura 33. Porcentaje de energía captada.

Después de esto pasamos a calcular los valores óptimos tanto de α como de β . Trasladando los datos de α y β de los módulos solares al gráfico (figura 33) se determina cuál es el porcentaje de energía captada en el plano de trabajo respecto a la



situación ideal α_{opt} , β_{opt} . Cada anillo se corresponde con un porcentaje determinado que va desde el 100% para el caso de una instalación orientada con α_{opt} , β_{opt} , hasta anillos con porcentajes de energía captada igual al 30% que se corresponde con instalaciones con muy mala orientación.

Teniendo en cuenta la latitud de cálculo (41,40), y una constante de diseño anual de valor K igual a 1,15 podremos calcular los valores de inclinación óptimos con la siguiente expresión:

$$\beta_{opt} = \text{Latitud} - 10$$

Sustituyendo valores, queda:

$$\beta_{opt} = 41,40 (\text{Latitud}) - 10 = 31,40^\circ.$$

Observando este resultado y decidiendo que los módulos tienen una orientación Sur ($\alpha_{opt} = 0$), se eligen los valores de $\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 30^\circ$. Con estos valores podemos observar que según la gráfica el porcentaje de radiación incidente en el plano es de 99,98% y el porcentaje de pérdidas es de 0,02%.

7.4 Cálculo de pérdidas por sombras

Este cálculo toma la relación existente entre las sombras creadas por los edificios u otras construcciones cercanas a la instalación, que puedan crear pérdidas de radiación solar y por tanto de producción eléctrica. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

Para este cálculo se introduce un perfil de obstáculos en una tabla, y una vez creado nuestro perfil calculando así nuestro factor de sombras (FS). El factor de sombras es el máximo porcentaje de sombras permitido por el pliego de condiciones técnicas del IDAE, es del 10%. El cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$FS = (100 - \text{Pérdidas por sombreado, \%}) / 100$$

Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global, que indicaría un 100 % sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna.

Para el caso de esta nave industrial y observando la disposición de los módulos se estima que las pérdidas por sombreado sean del 0,6 %, prácticamente nulo.

7.5 Distancia mínima entre filas

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a h por k , siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$. Sabiendo que nuestra latitud es la anteriormente calculada ϕ , el valor de k en nuestra instalación será de 2,8396.

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, se deberá de tener en cuenta los obstáculos cercanos, en nuestro caso la otra parte de la cubierta de la nave. Teniendo en cuenta que la distancia entre la base de la placa y el punto más alto del obstáculo será igual a h por k , lo cual cumplimos perfectamente.

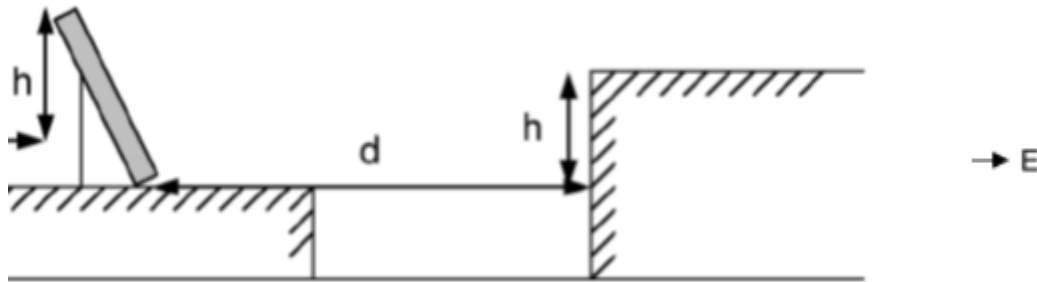


Figura 34. Distancia entre filas.

8. PRODUCCIÓN ANUAL Y ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado se trata de calcular la futura producción anual de la planta para poder realizar el estudio económico pertinente.

Primeramente deberemos aclarar la diferencia entre dos definiciones relativas a la energía recibida del sol:

Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en $\text{kW h}/\text{m}^2$, o bien en MJ/m^2 .

La irradiancia que se recibe sobre una superficie perpendicular a los rayos de Sol en el exterior de la atmósfera puede considerarse como constante e igual a $1.367 \text{ W}/\text{m}^2$. Debido a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra, y debido a los efectos



de difusión de la atmósfera, la irradiancia recibida en la superficie terrestre es menor y presenta unas variaciones temporales bien definidas, como la variación día-noche o verano-invierno, o difíciles de predecir, como la presencia de nubes.

8.1 Cálculo energético

Para realizar el cómputo total de la energía generada se debe de realizar el cálculo mes a mes, teniendo en cuenta tanto la irradiancia solar, como los días del mes, la temperatura media y la inclinación y dirección de los paneles fotovoltaicos.

Para obtener la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño se calcula el Rendimiento Energético de la Instalación (PR). Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debidas a:

- Temperatura.
- Cableado.
- Dispersión de parámetros y suciedad.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Eficiencia energética de otros elementos en operación como el regulador y la batería.

Con el PR se pueden englobar tantos factores como se puedan cuantificar, a fin de establecer un valor de eficiencia de la instalación lo más aproximado a las condiciones reales, y se estima mediante la siguiente expresión, y su valor varía en el tiempo en función de las distintas condiciones a las que se ve sometida la instalación:

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) \times B \times C \times D \times E \times F$$

Dónde:

- PR (%): Rendimiento Energético de la Instalación, medido en %.
- A = A1 + A2 + A3.

A: Coeficiente relacionado con las pérdidas debidas a los siguientes factores.

A1: Representa la dispersión de los parámetros entre los módulos, debido a que no operan normalmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida, CEM. Un rango de valores del 10 % es una dispersión elevada, un 5 % es un valor adecuado, y valores inferiores al 5 % se identifican con un buen campo solar en este aspecto.



A2: Representa el efecto del polvo y la suciedad depositada sobre los módulos solares. Éste es un valor muy variable, puesto que depende del emplazamiento de la instalación. El rango de valores estaría entre el 1 % para instalaciones poco afectadas por el polvo y suciedad, hasta el 8 % donde este aspecto puede tener una mayor influencia.

A3: Representa el factor de sombras, FS. Un rango de valores puede ser entre el 1% (valor mínimo) y el 10 %, que es el valor máximo a partir del cual las sombras pueden repercutir negativamente en el correcto funcionamiento de la instalación.

P_{temp} : Representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas y se calcula con la siguiente expresión:

$$P_{temp} (\%) = 100 \times [1 - 0,0035 \times (T_c - 25)].$$

Dónde:

T_c : La temperatura de trabajo de las células solares.

$$T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) \times (E/800).$$

Dónde:

T_{amb} : Temperatura ambiente en °C.

T_{ONC} : Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico. Este valor lo proporciona el fabricante.

E: Irradiancia solar en (W/m^2).

La temperatura de las células se eleva por encima de la temperatura ambiente de forma proporcional a la irradiancia incidente, lo que tiene como consecuencia una reducción del rendimiento de las mismas.

En el silicio cristalino, se puede estimar que por cada grado que aumente la temperatura en la célula solar por encima de 25 °C, el rendimiento decrece un 0,4%.

La temperatura es un factor a tener en cuenta en el momento de estudiar el emplazamiento de la instalación. Lugares ventilados reducen la temperatura de operación de los módulos fotovoltaicos presentando mayores rendimientos que aquellas que no lo están.

· B = Coeficiente relacionado con las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre módulos fotovoltaicos y el inversor. Se incluyen las pérdidas en los fusibles, conmutadores, conexiones, etc.



$$B = (1 - L_{cabcc}).$$

El valor máximo admisible para L_{cabcc} (Longitud de cable del conductor) es de 1,5 % por lo que el valor máximo de B será de 0,985.

· C = Coeficiente que, al igual que el anterior está relacionado con la pérdidas en el cableado, pero en este caso en la parte de corriente alterna.

$$C = (1 - L_{cabca}).$$

El valor máximo admisible para L_{cabca} es 2 % y un valor recomendable es el 0,5%, por lo que C tendrá unos valores comprendidos entre 0,980 y 0,995.

· D = Coeficiente relacionado con la pérdidas por disponibilidad de la instalación. Con este coeficiente se cuantifican las pérdidas debidas al paro de la misma, de forma parcial o total, debido a fallos en la red, mantenimientos, etc.

$$D = (1 - L_{disp}).$$

Un valor adecuado para las pérdidas por dispersión (L_{disp}) es el 5 %, por lo que el valor máximo de D será de 0,95.

· E = Representa los valores de eficiencia del inversor. En este caso hay que atender a los valores de rendimiento europeo y a la potencia del inversor a utilizar. El inversor escogido tiene un rendimiento máximo es del 97%.

· F = Está relacionado con las pérdidas por el o seguimiento del Punto de Máxima Potencia (PMP) y en los umbrales de arranque del inversor.

$$F = (1 - L_{pmp}).$$

Unos valores de referencia para estas pérdidas (L_{pmp}) pueden ser entre el 5 % y el 10 %, pudiendo tomar como valor de referencia el 8 %, por lo que F tendrá valores comprendidos entre 0,95 y 0,90.

Para realizar una estimación de la energía aportada por una instalación solar fotovoltaica a la red de baja tensión (E_p), basta con conocer el valor de la radiación disponible en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación que se diseña. La estimación de la producción energética de la instalación propuesta para un período determinado se realiza mediante el siguiente cálculo:

$$E_p = [G(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR \times n^{\circ} \text{ días}] / G_{CEM}$$

Dónde:



$G(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (KW/m^2 día).

Pmp: Potencia total instalada en el campo solar (KWp).

PR: Rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio".

GCEM: Constante de valor = $1 KW/m^2$.

nº días: Generalmente se suelen realizar estudios energéticos mensuales por lo que el nº de días que contiene el mes, es tomado como base para realizar la estimación energética. El valor de E_p así calculado se corresponde con la energía estimada que produciría una instalación en un mes determinado. Si se va realizando una estimación para todos los meses del año, tendremos una estimación anual.

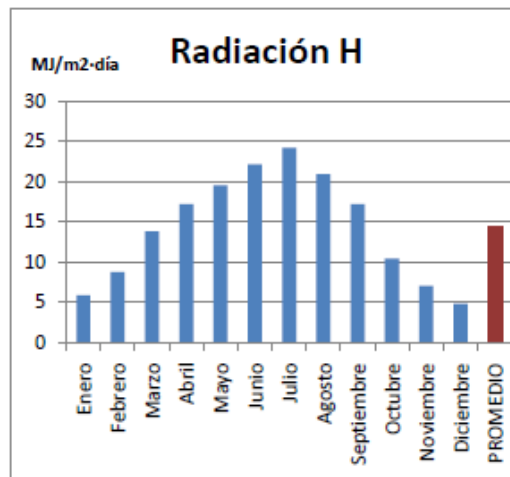


Figura 34. Radiación h por año.

Para realizar nuestros cálculos hemos utilizado tanto las tablas de corrección suministradas por CENSOLAR, como la herramienta web de ONYX solar, la cual nos permite calcular el total según la composición de nuestros paneles. Primeramente calcularemos la irradiancia en nuestra instalación diaria y mensual, medida en KWh/m^2 con la tabla de la figura 35.

Irradiancia	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Diaria	3.00	4.30	5.45	6.23	6.59	7.48	7.91	7.39	6.32	4.77	3.56	2.92
Mensual	93.00	120.4	168.9	186.9	204.3	224.4	245.2	229	189.6	147.9	106.8	90.5

Figura 35. Irradiancia en función del mes.



A partir de esta medida deberemos de tener en cuenta las pérdidas ocasionadas por los diferentes factores como:

HSP: Horas solares pico. Magnitud equivalente a la cantidad de energía recibida con una radiación de 1000 W/m^2 durante una hora.

$K_{\text{inclinación}}$: Factor de corrección debido a la inclinación del panel, dependiente del mes, de la latitud y de la inclinación del panel. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día en una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Será determinada con las citadas tablas de Censolar.

F_1 : Factor que engloba las pérdidas por polución, sombreado, pérdidas en continua, pérdidas en alterna, dispersión, etc.

F_{inv} : Rendimiento del inversor.

F_{temp} : Rendimiento de los paneles debido a la temperatura.

PRG: Performance ratio global. Factor que representa la eficiencia global de la instalación. Puede apreciarse un descenso claro en los meses más cálidos debido a la disminución en el rendimiento de los paneles por efecto de la temperatura.

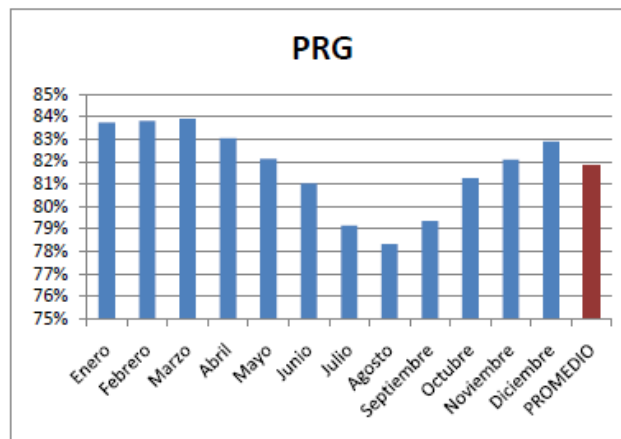


Figura 36. Factor de eficiencia global.

HSP modificada: Horas solares pico que se aprovecharán en la instalación.

Una vez calculados estos parámetros, conoceremos nuestra estimación de la cantidad de electricidad producida diaria y mensualmente en Kwh (tabla de figura 37).

Energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Diaria	38.06	53.93	66.45	75	77.74	86.33	90.65	85.16	74.67	58.1	44.67	37.1
Mensual	1180	1510	2060	2250	2410	2590	2810	2640	2240	1800	1340	1150

Figura 37. Cantidad de electricidad producida.

Por lo tanto se producirá anualmente una cantidad de energía de 23980 kwh, la cual según la legislación actual se pagará a 0.161514 € el Kwh, por lo cual nuestra instalación generará unos beneficios anuales de 3873,106 €, en la medida expresada en el siguiente gráfico.

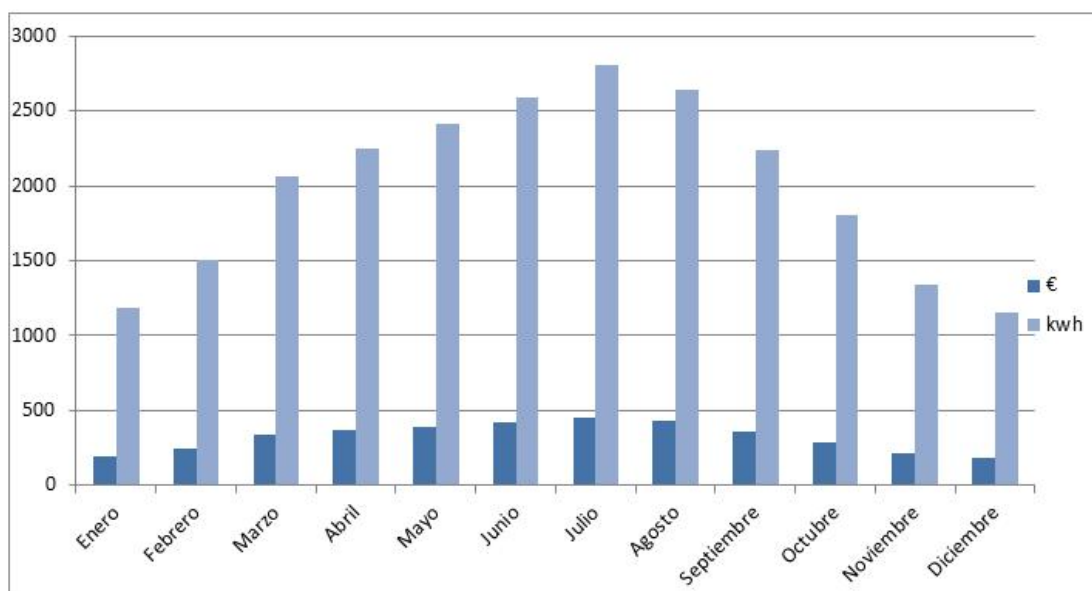


Figura 38. Producción obtenida en meses, tanto de € como de kWh.

Mostrando como el pico de producción se produce en los meses centrales del año, aunque, no sean los más calurosos como ya hemos explicado anteriormente.

8.2 Rendimiento de la instalación

Una vez realizado el estudio de producción y el correspondiente presupuesto detallado en su correspondiente apartado del presente proyecto vemos que el total de nuestra instalación estará valorado en 40033,15€ y que los beneficios anuales estarán valorados, con la legislación actual, en 3873,11 €.

Según estos valores, comprometemos la rentabilidad de la presente instalación para recuperar la inversión inicial realizada a su funcionamiento durante un periodo de diez



años y cuatro meses, a partir de este momento la instalación estará totalmente amortizada y comenzará a producir unos beneficios mensuales de una media de 322,77 € al mes durante los siguientes quince años de duración de la instalación, dado que es el periodo en el cual se garantiza su correcto funcionamiento y mantenimiento, como ya hemos detallado anteriormente, esto no significa que la instalación tenga esta vida, mientras cumpla los requisitos establecidos en los reglamentos y pliegos de condiciones puede estar en uso.



MEMORIA



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

MEMORIA

CENTRO DE

TRANSFORMACIÓN



1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	1
1.1. Introducción	1
1.2. Normativa	1
2. ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN	3
2.1. Introducción	3
2.2. Tipos de esquema de distribución	3
2.3. Esquema de distribución elegido	5
3. ILUMINACIÓN	5
3.1. Introducción	5
3.2. Sistemas de iluminación	5
3.3. Previsión de potencia del sistema de iluminación.....	6
3.3.1. Solución adoptada.....	6
3.4. Alumbrado de emergencia y señalización.....	7
3.4.1. Elección de alumbrado especial.....	10
3.4.2. Solución adoptada.....	11
4. TIPOS DE RECEPTOR.....	13
4.1. Introducción	13
4.2. Motores.....	13
4.3. Receptores de alumbrado.....	14
4.4. Tomas de corriente.....	14
4.4.1. Introducción	14
4.4.2. Tipos de toma de corriente.....	14
4.4.3. Situación de las tomas de corriente	15
4.5. Interruptores.....	15
5. PREVISIÓN DE CARGAS	15
6. INSTALACIÓN DE ENLACE	16
6.1. Introducción	16
6.2. Solución adoptada.....	16
7. CONDUCTORES Y CABLES ELÉCTRICOS	18
7.1. Introducción	18
7.2. Tipos de conductor	18



7.3.	Sección del conductor.....	21
7.4.	Canalizaciones	22
7.5.	Prioridad para la selección de cables y tubos	24
7.6.	Código de colores	25
7.7.	Soluciones adoptadas.....	26
7.7.1.	Conductores	26
7.7.2.	Canalizaciones	27
7.7.3.	Conducciones de las líneas	28
8.	CUADROS ELÉCTRICOS	28
8.1.	Conexión de las diferentes partes de la instalación	28
8.2.	Ubicación.....	28
8.3.	Composición.....	29
8.4.	Características de los cuadros de distribución.....	30
8.5.	Características de los circuitos	30
9.	COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	31
9.1.	Introducción	31
9.2.	Ventajas de un factor de potencia cercano a la unidad	32
9.3.	Procedimientos para mejorar el factor de potencia	33
9.3.1.	Métodos directos	33
9.3.2.	Métodos indirectos	33
9.4.	Características de los compensadores	34
9.4.1.	Compensador síncrono	34
9.4.2.	Compensador estático	35
9.5.	Solución adoptada.....	35
9.6.	Puesta a tierra	36
9.6.1.	Introducción	36
9.6.2.	Características de la toma a tierra	37
9.6.3.	Componentes de la puesta a tierra	37
9.6.4.	Elementos que se conectan a tierra	41
9.6.5.	Solución adoptada.....	41
10.	PROTECCIONES EN BAJA TENSIÓN.....	42



10.1.	Introducción.....	42
10.2.	Dispositivos de protección eléctrica	42
10.3.	Protección de la instalación	43
10.3.1.	Protección contra sobrecargas	44
10.3.2.	Protección contra cortocircuitos	45
10.3.3.	Cálculo de las intensidades de cortocircuito	48
10.3.4.	Coordinación de protecciones	54
10.4.	Protección de las personas.....	54
10.4.1.	Protección contra contactos directos	55
10.4.2.	Protección contra contactos indirectos	55
10.5.	Solución adoptada	56
11.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	88
11.1.	Disposiciones oficiales	88
11.2.	Tipos de centro de transformación.....	88
11.3.	Emplazamiento y situación	89
11.4.	Obra civil.....	89
11.4.1.	Local.....	89
11.4.2.	Características del local.....	89
11.5.	Instalación eléctrica	92
11.5.1.	Características de la red de alimentación	92
11.5.2.	Características de la aparamenta de alta tensión	92
11.5.2.1.	Celdas	92
11.5.3.	Transformador	94
11.5.3.1.	Conexión en el lado de alta tensión	94
11.5.3.2.	Conexión en el lado de baja tensión.....	96
11.5.3.3.	Dispositivo térmico de protección.....	96
11.5.4.	Características material vario de Alta Tensión.....	96
11.5.4.1.	Embarrado general celdas sm6	96
11.5.4.2.	Piezas de conexión celdas sm6.....	97
11.5.5.	Medida de la Energía Eléctrica.	97
11.5.6.	Puesta a Tierra	97



11.5.6.1.	Tierra de Protección.....	97
11.5.6.2.	Tierra de Servicio	98
11.5.6.3.	Tierras interiores.....	98
11.5.7.	Instalaciones secundarias.....	98
12.	DIAGRAMA DE GANTT.....	99



1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

1.1. Introducción

En este apartado nos vamos a centrar en el diseño, cálculo y descripción del montaje, maquinaria y materiales que son necesarios para el suministro de energía eléctrica a los diferentes receptores de fuerza y alumbrado de una nave industrial.

El suministro eléctrico demandado a la empresa distribuidora IBERDROLA S.A. será de alta tensión (13,2 KV), y una potencia cercana a los 200 kW debido a esto se tiene que instalar un centro de transformación, como se expresa en el RD 1164-2001, incluido en el anexo. Este centro de transformación deberá ser capaz de soportar las cargas que existan en la nave, así como de una posible alteración a mayores, de la previsión de cargas.

En primer lugar habrá que realizar una previsión de cargas de la instalación. Esta previsión de cargas será teórica, es decir, cuando la empresa vaya a la compra de las máquinas necesarias al taller, serán de una potencia similar a la prevista. Respecto a la iluminación tenemos la misma circunstancia, el dueño podrá utilizar un tipo u otro de luminaria, según la luz que necesite en las diversas zonas para la realización de los diversos trabajos que se realizarán en la nave. Esta previsión de cargas realizada, es coherente, asique será una aproximación muy exacta de lo que al final tendrá la instalación. En el apartado de planos, podemos ver cada una de las máquinas que el taller utilizará, para la realización de su actividad. La distribución podrá ser cambiada por el dueño, según las necesidades.

1.2. Normativa

Al igual que la instalación fotovoltaica, el centro de transformación deberá cumplir una serie de normas, ya sean de seguridad o para su correcto funcionamiento. A continuación enumeraremos las consideradas más importantes para el dimensionamiento del centro de transformación e instalación eléctrica de nave.

En primer lugar hay que mencionar que se han tenido en cuenta todas las normas del R.E.B.T. (Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto de 2002) así como sus instrucciones Técnicas complementarias, destacando las siguientes:

ITC-BT 07 Redes de distribución subterránea en baja tensión.

ITC-BT 10 Previsión de cargas.

ITC-BT 11 Acometida.

ITC-BT 12 Instalación de enlace.



ITC-BT 15 Derivaciones individuales.

ITC-BT 16 Contadores.

ITC-BT 17 Dispositivos de mando y protección.

ITC-BT 19 Normativa general.

ITC-BT 20 Sistemas de instalación.

ITC-BT 21 Tubos y canales protectores.

ITC-BT 22 Protección contra sobreintensidades.

ITC-BT 23 Protección contra sobretensiones.

ITC-BT 24 Protección ante contactos.

ITC-BT 29 Locales con riesgo de incendio y explosión.

ITC-BT 44 Receptores de alumbrado.

-Normativa UNE.

-Normas sobre particulares de “Iberdrola distribución eléctrica S.A.”

-Ley de prevención de riesgos laborales.

-Condiciones por las entidades públicas.

-Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias. RD 3275/1982.

-Reglamento sobre verificaciones eléctricas. RD Marzo de 1954.

-Reglamento sobre Acometidas Eléctricas. RD 2949/1982.

-Normas tecnológicas de la edificación: IEB: Baja tensión, IEI: Alumbrado, IEP: Puesta a tierra.

-Iluminación en zonas de trabajo. RD 486/1997.

-Reglamento de seguridad contra incendios. RD 2267/2004.

-NBC-CPI/96: Condiciones de protección contra incendios en edificios. RD 2177/1996.



2. ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Introducción

Será necesario tener en cuenta el esquema de distribución empleado para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobreintensidades, así como de las especificaciones de la aparamenta encargada de tales funciones.

Los esquemas de distribución se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de distribución o de alimentación por un lado, con las masas de la instalación receptora por otro, clasificándose mediante un código de dos letras.

La primera letra (T o I) considera la situación del neutro respecto a tierra en el origen de la instalación. La letra T indica una conexión directa del neutro a tierra. La letra I indica una conexión del neutro a tierra a través de una gran impedancia (de 1 o 2 K Ω), o bien indica un aislamiento de las partes activas respecto a la tierra.

Las segundas letras (T o N), indican la situación de las masas respecto a la tierra. La T indica una conexión directa, mientras que la N indica que las masas están conectadas al neutro.

2.2. Tipos de esquema de distribución

Esquema TN:

Los esquemas TN poseen un punto de la alimentación, generalmente en el neutro o compensador, conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección.

Hay tres tipos de esquema TN, en función de la disposición relativa del conductor neutro y el conductor de protección.

- Esquema TN-S: El conductor neutro y el de protección son distintos en todo el esquema.
- Esquema TN-C: Las funciones de neutro y de protección están combinadas en un solo conductor en todo el esquema.
- Esquema TN-C-S: Las funciones de neutro y de protección están combinadas en un solo conductor en una parte del sistema.



Esquema TT:

En el esquema TT el neutro o compensador se conecta directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación. Ambas tierras deben estar lo suficientemente separadas para evitar los riesgos de transferencia de potencia entre ellas. Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben estar unidas por un cable de protección a una misma toma de tierra. En el caso de que varios dispositivos de protección vayan montados en serie, la prescripción anterior se realiza por separado a las masas protegidas por cada dispositivo.

El punto neutro de cada generador o transformador está limitada por la impedancia de las tomas de tierra, pero puede generar una tensión de contacto peligrosa. La corriente de fallo es generalmente demasiado débil como para requerir protecciones contra sobreintensidades, por lo que se eliminará preferentemente mediante un dispositivo de corriente diferencial residual.

En el esquema TT, se utilizan los dispositivos de protección siguientes:

- Dispositivos de protección de corriente diferencial-residual.
- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos.

Esquema IT:

En el esquema IT, la alimentación de la instalación está aislada de tierra, o conectada a ella con una impedancia Z elevada. Generalmente esta conexión se lleva a cabo en el punto neutro o en un punto neutro artificial. En caso de fallar el aislamiento, la impedancia de bucle de fallo es elevada.

En el primer fallo, el incremento de potencial de las masas permanece limitado y sin peligro. La interrupción no es necesaria y la continuidad está asegurada, pero hay que buscar el fallo, lógicamente. Un controlador permanente de aislamiento (CPA), vigila el estado de aislamiento de la instalación. Si al primer fallo no eliminado se añade un segundo, se transforma en cortocircuito, el cual deberá ser eliminado por los dispositivos de protección contra sobreintensidades pertinentes.



2.3. Esquema de distribución elegido

En nuestra instalación hemos elegido como esquema de distribución de las líneas que forman la nave industrial el TT. Este esquema tiene como ventajas su mantenimiento, ampliaciones futuras, así como que la seguridad contra incendios aconseja este esquema.

3. ILUMINACIÓN

3.1. Introducción

La iluminación es uno de los requerimientos ambientales más importantes de los interiores, tanto que la visibilidad en un espacio es una condición esencial a la hora de realizar cualquier tipo de tareas de manera adecuada, segura y comfortable.

El objetivo de una iluminación es producir un ambiente adecuado ambiente visual. Un ambiente es adecuado si asegura el confort visual y si cumple con los requerimientos para las tareas visuales según la función del local. Una buena iluminación requiere igual atención en la cantidad como en la calidad de luz. Un espacio interior cumple con esos requerimientos si sus partes pueden verse bien sin ninguna dificultad y si una tarea visual dada puede ser realizada sin esfuerzo.

3.2. Sistemas de iluminación

Los sistemas de iluminación básicos son tres: alumbrado general, alumbrado general localizado y alumbrado localizado. Su elección depende de las condiciones y necesidades de las tareas que se realizaran en el lugar.

Alumbrado general: Los sistemas de alumbrado general tienen el objetivo de garantizar un determinado nivel de iluminación homogéneo a todos los puestos situados en un mismo plano en el local.

Alumbrado general localizado: Los sistemas de alumbrado general localizado no tienen el objetivo de garantizar un nivel de iluminación uniforme para todo el local, sino de iluminar, con el mismo o con diferentes niveles de iluminación, el local por zonas, en las cuales están situados los medios de producción de manera no uniforme.

Alumbrado localizado: Los sistemas de alumbrado localizado siempre están asociados a unos de los dos sistemas anteriores. Su objetivo es suministrar, mediante una luminaria situada en el propio puesto de trabajo, la cantidad de luz necesaria para que, agregado a la aportada por un sistema general o general localizado, complete el nivel de iluminación requerido por la tarea que se realiza en ese puesto.



3.3. Previsión de potencia del sistema de iluminación

Como anteriormente se ha mencionado para el correcto dimensionamiento del centro de transformación es necesario realizar una previsión de potencia total de la instalación, por ello debemos también realizar una previsión de potencia del sistema de iluminación, que se asemeje a la que después va a ser instalada por el técnico competente. Para la previsión de potencia de iluminación de la nave, se ha dividido la iluminación en tres partes. Una de ellas formada por el taller y el almacén, otra formada por la zona de baños, vestuarios, hall y escalera y otra formada por la planta segunda, es decir, la zona de oficina. Para cada una de estas zonas se ha distribuido una serie de puntos de luz, que en el apartado previsión de potencia podemos ver, distribuidos por una serie de líneas, con su correspondiente cuadro de distribución. En el apartado de planos podemos ver la ubicación de todo lo mencionado anteriormente. Mencionar que aunque en nuestra previsión de potencia tengamos zonas donde únicamente haya un punto de luz, el técnico competente podrá poner las lámparas o luminarias que desee, ya que hay una previsión de potencia sobredimensionada para no tener problemas de suministro eléctrico durante la puesta en marcha de la instalación.

3.3.1. Solución adoptada

Zona 1:

Almacén

- 5 tomas de luz de 300 W.

Taller

- 20 tomas de luz de 300 W, repartidas en 2 líneas.

Zona 2:

Baños

- 2 tomas de luz de 100 W.

Vestuarios

- 2 tomas de luz de 100 w.



Pasillo

- 2 tomas de luz de 100 W.

Hall

- 2 tomas de luz de 100 W.

Escalera

- 1 toma de luz de 100 W.

Zona 3:

Oficinas, gerencia, secretaría, archivo y recepción:

- 6 tomas de luz de 100 W.

Pasillo:

- 3 tomas de luz de 100 W.

Cuarto eléctrico:

- 1 toma de luz de 100 W.

3.4. Alumbrado de emergencia y señalización

Según la ITC-BT 28, las instalaciones destinadas a alumbrados especiales tienen por objeto asegurar, aun faltando el alumbrado general, la iluminación en los locales y el acceso hasta las salidas, para una eventual evacuación del público o iluminar otros puntos que señalen (quirófanos, etc.).

Las líneas que alimentan directamente a los circuitos individuales de las lámparas de los alumbrados especiales, estarán protegidas por interruptores automáticos, con una intensidad nominal de 10 amperios como máximo. Una misma línea no podrá alimentar más de 12 puntos de luz, o si en la misma dependencia existiesen varios puntos de luz de alumbrado especial, estos deben ser repartidos al menos entre todas en dos líneas diferentes, aunque su número sea inferior a 12.

Se distinguen dos tipos de alumbrado especial: de emergencia y de señalización.



Alumbrado de señalización

El alumbrado de señalización se instala para funcionar de un modo continuo durante determinados períodos de tiempo. Debe señalar de modo permanente la situación de puertas, pasillos, escaleras y salidas de los locales, durante todo el tiempo que permanezca con personas. Deberá estar alimentado, al menos por dos suministros, sean ellos normales, complementario o procedente de fuente propia de energía eléctrica admitida.

Deberá proporcionar una iluminación mínima de un lux en el eje de los pasos principales. Si el suministro habitual del alumbrado de señalización falla, o su tensión baja a menos del 70% de su valor nominal, la alimentación del mismo debe pasar automáticamente al segundo suministro.

Se situará en las salidas de los locales y dependencias en cada caso y en las señalizaciones indicadoras de la dirección de los mismos. Además, cuando los locales, dependencias o indicaciones que deben iluminarse con este alumbrado coinciden con los que precisan el de emergencia, los puntos de luz de ambos pueden ser los mismos.

Alumbrado de emergencia

El alumbrado de emergencia debe permitir, en caso de fallo del alumbrado general, la evacuación segura y fácil de las personas hacia el exterior. Solamente puede ser alimentado por fuentes propias de energía, sean o no exclusivas para dicho alumbrado, pero no por fuentes de suministro exterior. Si esta fuente propia está constituida por baterías de acumuladores o por aparatos autónomos automáticos, se puede utilizar un suministro exterior para proceder a su carga.

Debe poder funcionar durante un mínimo de un lux. Además, en los puntos en los que estén situados los equipos de las instalaciones de protección contra incendios que exijan utilización manual y en los cuadros de distribución del alumbrado, la iluminación de emergencia será como mínimo de 5 lux. Entrará en funcionamiento automáticamente al producirse el fallo de los alumbrados generales o cuando la tensión de éstos baje a menos de 70% de su valor nominal.

Se situará en las salidas de los locales y de las dependencias indicadas en cada caso y en las señales indicadoras de la dirección de los mismos. Cuando existe un cuadro principal de distribución, tanto el local donde está ubicado como sus accesos estarán provistos de este tipo de alumbrado.

Constarán con una instalación de alumbrado de emergencia las zonas siguientes:



- Todos los recintos cuya ocupación sea mayor que 100 personas.
- Los recorridos generales de evacuación de zonas destinadas a uso residencial o uso hospitalario, y los de zonas destinadas a cualquier uso que estén previstos para la evacuación de más de 100 personas.
- Todas las escaleras y pasillos protegidos, los vestíbulos previos y las escaleras de incendios.
- Los aparcamientos para más de 5 vehículos, incluidos los pasillos y escaleras que conduzcan desde aquellos hasta el exterior o hasta las zonas generales del edificio.
- Los locales de riesgo especial y los aseos generales de planta en edificios de acceso público.
- Los locales que albergan equipos generales de las instalaciones de protección.
- Los cuadros de distribución de la instalación de alumbrado de las zonas antes citadas.

Para calcular el nivel de iluminación, se considera nulo el factor de reflexión sobre paredes y techos. Hay que considerar un factor de mantenimiento que englobe la reducción del rendimiento luminoso por suciedad y envejecimiento de las lámparas.

Como regla práctica para distribución de las luminarias de emergencia, se determinara que:

- La iluminación mínima será de 5 lux.
- El flujo luminoso mínimo será de 30 lúmenes.
- La separación mínima será de h ; siendo h la altura de ubicación comprendida entre 2 y 2,5 metros.

Criterio de ubicación de las luminarias de emergencia:

- En todas las puertas de las salidas de emergencia.
- Cerca de las escaleras para que todos los escalones queden iluminados.
- Cerca de los cambios de nivel del suelo.



- Para iluminar todas las salidas obligatorias y señales de seguridad.
- Cerca de todos los cambios de dirección.
- Cerca de todas las intersecciones en los pasillos.
- Cerca de los equipos de extinción de fuego así como de puntos de alarma.
- En el exterior de los edificios junto a las salidas.
- Cerca de los puestos de socorro.
- En ascensores y montacargas.
- En todos los aseos y servicios.
- Salas de generadores de motores y salas de control.

3.4.1. Elección de alumbrado especial

El alumbrado de emergencia se puede clasificar en función de la fuente de alimentación de las luminarias, de la siguiente manera:

-Luminarias autónomas: Se caracteriza porque el suministro de energía eléctrica se efectúa en la propia luminaria o a un metro de distancia de la misma como máximo. Los aparatos autónomos para el alumbrado de emergencia pueden ser de tipo permanente o no permanente.

-Luminarias centralizas: Se caracteriza porque la fuente de suministro de energía eléctrica se emplaza a más de un metro de distancia de las luminarias. Las luminarias de alimentación centralizada, pueden ser de tipo permanente o no permanente.

Justificación de los tipos de lámparas y luminarias empleadas.

En el mercado actual existen aparatos que proporcionan en un mismo soporte, los alumbrados de emergencia y señalización. Como esta solución está permitida, es la que se utilizara en el presente proyecto.

En concreto, se utilizarán luminarias de la marca LEGRAND. Estas luminarias disponen de varias referencias las cuales varían en cuanto a lúmenes proporcionados (de 45 a 800), autonomía (1 o 3 horas), potencia de las lámparas de (6 a 13 W), índices de protección y tipo de acumuladores de carga.

Las características principales de estas lámparas se pueden consultar en el catálogo del fabricante.



Las lámparas se colocarán a diferentes alturas dependiendo del local en donde se vayan a instalar.

Así en el área de oficinas y zona de vestuarios y baños se colocaran justo encima de los marcos de las puertas o similar.

En los locales con grandes alturas como es el caso de la zona del taller se colocarán a una altura superior, tienen que iluminar un área mayor. En estos locales las luminarias se colocarán a una altura de 6,20 metros las de emergencia y a 2,30 metros las de señalización.

3.4.2. Solución adoptada

Planta baja:

Baños:

- Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61510).
- Potencia de 6 W con un flujo luminoso de 100 lm.
- Solución: dos lámpara de 100 lm con 12 W de potencia.**

Vestuarios:

- Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61510).
- Potencia de 6 W con un flujo luminoso de 100 lm.
- Solución: dos lámpara de 100 lm con 12 W de potencia.**

Pasillo:

- Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61516).
- Potencia de 11 W con un flujo luminoso de 500 lm.
- Solución: una lámpara de 500 lm con 11 W de potencia.**

Escalera:

- Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61510).
- Potencia de 6 W con un flujo luminoso de 100 lm.
- Solución: dos lámpara de 100 lm con 12 W de potencia.**



Hall:

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61516).

-Potencia de 11 W con un flujo luminoso de 500 lm.

-Solución: una lámpara de 500 lm con 11 W de potencia.

Puertas de acceso al taller y almacén:

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61516).

-Potencia de 11 W con un flujo luminoso de 500 lm.

-Solución: cinco lámparas de 500 lm con 55 W de potencia.

Taller:

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61516).

-Potencia de 11 W con un flujo luminoso de 500 lm.

-Solución: seis lámparas de 500 lm con 66 W de potencia.

Planta segunda:

Oficinas, gerencia, secretaría, archivo y recepción:

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61510).

-Potencia de 6 W con un flujo luminoso de 100 lm.

-Solución: seis lámpara de 100 lm con 36 W de potencia.

Pasillo:

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61516).

-Potencia de 11 W con un flujo luminoso de 500 lm.

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61510).

-Potencia de 6 W con un flujo luminoso de 100 lm.

-Solución: una lámpara de 500 lm con 11 W de potencia y dos de 100 lm con 12 W. Lo que supone un total de 23 W.



Cuarto eléctrico:

-Lámpara de emergencia y señalización, LEGRAND (ref. C3 61516).

-Potencia de 11 W con un flujo luminoso de 500 lm.

-Solución: una lámparas de 500 lm con 11 W de potencia.

4. TIPOS DE RECEPTOR

4.1. Introducción

Los aparatos receptores para conseguir un buen funcionamiento deberán cumplir unos requisitos conformes a una correcta instalación, utilización y seguridad. Durante su funcionamiento no deberían producir perturbaciones en las redes de distribución pública ni en las comunicaciones.

Los receptores se instalarán de acuerdo con su destino (clase de local, emplazamiento, utilización, etc.), con los esfuerzos mecánicos previsibles y en las condiciones de ventilación necesarias para que ninguna temperatura peligrosa se dé, tanto para la propia instalación como para objetos próximos.

4.2. Motores

Según indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción 47, las secciones mínimas que deben tener los conductores de conexión de los motores, con objeto de que no se produzca en ellos un calentamiento excesivo serán las siguientes:

- Un solo motor: Los conductores de conexión que alimentan a un solo motor deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad a plena carga del motor en cuestión.
- Varios conductores: Los conductores de conexión que alimentan a varios motores deberán estar dimensionados para una intensidad no menor a la suma del 125% de la intensidad a plena carga del motor de mayor potencia más la intensidad a plena carga de todos los demás.



4.3. Receptores de alumbrado

Según indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, en su instrucción 44, las instalaciones que contengan lámparas de descarga, deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Los circuitos de alimentación de lámparas o tubos de descarga estarán provistos para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados y a sus corrientes armónicas y de arranque.
- La carga mínima prevista en voltamperios será de 1,8 veces la potencia en vatios de las lámparas.
- En el caso de distribuciones monofásicas, el conductor neutro tendrá la misma sección que los de fase.
- Será obligatorio la compensación del factor de potencia hasta un valor mínimo de 0,9.

4.4. Tomas de corriente

4.4.1. Introducción

En nuestra instalación se han colocado tomas de corriente tanto trifásica como monofásica, repartidas por toda la instalación, concretamente toma trifásica en las mesas de trabajo y monofásica repartida por todo el edificio, desde baños a oficinas, para su conveniente utilización continua y eventual. Para este proyecto hemos utilizado las tomas de corriente marca Legrand.

4.4.2. Tipos de toma de corriente

Las tomas de corriente que se van a colocar en este proyecto serán tanto monofásicas como trifásicas, definiéndolas de la siguiente manera:

- Tomas de corriente monofásicas de 15 A a 230 V. (2p + T).
- Tomas de corriente trifásicas de 16 A a 400 V. (3p + T).



4.4.3. Situación de las tomas de corriente

Las tomas de corriente irán fijadas a las paredes por sus medios convencionales a una altura de 40 cm en la zona de las oficinas excepto en servicios que irán fijadas a una altura de 1m, quedando distribuidas de la siguiente forma:

Local	Tomas monofásicas	Tomas trifásicas
Baños masculinos	1	0
Baños femeninos	1	0
Vestuario masculino	2	0
Vestuario femenino	2	0
Mesa de trabajo 1	3	2
Mesa de trabajo 2	3	2
Gerencia	3	0
Secretaría	3	0
Archivo e impresión	6	0
Recepción	3	0
Oficina 1	3	0
Oficina 2	3	0

4.5. Interruptores

Los interruptores escogidos en el presente proyecto y los cuales se utilizan para el encendido y apagado del alumbrado son de la marca Legrand. Los encendidos se indican en el apartado Planos. Los habrá tanto normales como conmutados.

5. PREVISIÓN DE CARGAS

La potencia neta demandada es de **188969 W**, distribuida en diferentes cuadros desde donde se alimentan todos los circuitos y receptores de la nave. Para obtener más información acerca de su distribución y de cómo se obtuvo este dato, consultar el apartado cálculos, donde todo está detallado, en forma de tablas, para mejorar su entendimiento. En ese apartado también se elige el tipo de transformador necesario y el porqué, en este caso utilizaremos un transformador de 400 KVA.



6. INSTALACIÓN DE ENLACE

6.1. Introducción

Se define la instalación de enlace, como el conjunto de conductores y elementos de tipo eléctrico, que realiza la conexión entre la red de distribución pública y las instalaciones interiores.

En este caso la instalación de enlace va desde el centro de distribución de IBERDROLA S.A. situado en el Polígono Industrial La Mora, hasta el centro de transformación de la nave del abonado.

6.2. Solución adoptada

La línea de enlace estará incluida dentro del anillo de alimentación que proporciona IBERDROLA S.A. y partirá del centro de transformación del Polígono La Mora, propiedad de la compañía IBERDROLA S.A.

Según el condicionado técnico facilitado por IBERDROLA S.A., la modificación del centro de transformación Nº 1 de IBERDROLA, S.A. saldrá una línea subterránea hasta el centro de transformación de la propiedad, situado en la parte trasera de la nave industrial, tal y como se indica en los planos. La distancia entre estos dos puntos es de 15 metros.

Naturaleza del conductor: Aluminio.

Designación UNE: Dhz1-12/20 kV.

Sección: 50 mm²

Tensión nominal: 13,2 kV.

Tensión prueba-5 min: 30kV.

Nivel de aislamiento a impulsos: 125kV.

Aislamiento: XLPE.

Diámetro exterior: 26,2 mm.

Intensidad admisible en régimen permanente, 1 terno a 1m de profundidad a 25 °C:

330 A.

Longitud del conductor 15 m.



Para el tendido de los conductores se realizará una zanja de 0.70 m de anchura y 1.20 de profundidad. En el fondo de la cual se colocarán dos tubos de PVC rígido de 180 mm diámetro exterior y 0,6 mm de espesor, según determina ITC-BT-21 en la tabla número 9. En el interior de uno de ellos se alojarán los conductores, quedando el otro de reserva.

Los tubos estarán perfectamente asentados sobre un lecho de hormigón y cubiertos por el mismo material con una capa de 8 cm de espesor. Encima de dicha capa se colocará una cinta de señalización de polietileno y se rellenará la zanja con zahorra debidamente compactada.

El cable a utilizar para cada una de las fases será de una sola pieza, y contará en sus extremos con botellas terminales, aptas para el servicio correspondiente al punto de instalación.

Al realizar el tendido de los conductores, se dejará un pequeño bucle tanto en la arqueta junto al apoyo metálico, como en la de llegada al centro de transformación. Esto evitará tener que empalmar el cable en caso de fallo de una botella terminal. Al objeto de facilitar el tendido y posterior mantenimiento de los conductores, se colocarán arquetas de registro, provistas de marcos y tapa de hierro fundido.

Para la elección de los cables tal y como define esta misma instrucción se deberá tener en cuenta que los cables serán no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida y cumplirán con las normas UNE 21.123 y UNE 2111002.

Para el cálculo de la sección de los cables se tendrá en cuenta la potencia prevista por el usuario, cumpliendo el criterio de intensidades admisibles, teniendo en cuenta lo que se indica en lo dispuesto en ITC-BT-07 para cables aislados en el interior de tubos enterrados.

7. CONDUCTORES Y CABLES ELÉCTRICOS

7.1. Introducción

La conducción eléctrica se va a realizar desde el centro de transformación a los distintos receptores de la instalación. La instalación es de baja tensión y por tanto, se emplearan tensiones normalizadas como indica el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.



Se empleara unas tensiones nominales en corriente alterna de 230 V entre fase y neutro, y 400 V entre fases, para las redes trifásicas de cuatro conductores.

Los conductores de corriente eléctrica se deberán calcular de modo que tengan la resistencia mecánica suficiente para las conducciones de la línea y además no sufran calentamientos excesivos, así como una caída de tensión en el propio conductor dentro de los límites establecidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

7.2. Tipos de conductor

Se llaman conductores eléctricos a los materiales que puestos en contacto con un cuerpo cargado de electricidad transmite ésta a todos los puntos de su superficie. Los mejores conductores eléctricos son los metales y sus aleaciones. Existen otros materiales, no metálicos, que también poseen la propiedad de conducir la electricidad. Para el transporte de la energía eléctrica, así como para cualquier instalación de uso doméstico o industrial, el metal empleado universalmente es el cobre en forma de cables de uno o varios hilos. Alternativamente se emplea el aluminio, metal que si bien tiene una conductividad eléctrica del orden del 60% de la del cobre es, sin embargo, un material mucho más ligero, lo que favorece su empleo en líneas de transmisión de energía eléctrica en las redes de alta tensión. Para aplicaciones especiales se utiliza como conductor el oro.

Partes que constituyen un conductor eléctrico:

Se pueden diferenciar tres partes:

- Alma o elemento conductor.
- Aislamiento.
- Cubiertas protectoras.

Elemento conductor: Se fabrica en cobre o aluminio y su objetivo es servir de camino a la energía eléctrica desde las centrales generadoras a los centros de distribución (subestaciones, redes y empalmes), para alimentar a los diferentes centros de consumo (industriales, viviendas, centros comerciales, etc.). Dependiendo de la forma cómo esté constituida el alma se puede clasificar los conductores eléctricos de la siguiente manera:

-Alambre: Conductor eléctrico cuya alma conductora está formada por un solo elemento o hilo conductor. Se emplea en líneas aéreas, como conductor desnudo o



aislado, en instalaciones eléctricas a la intemperie, en conductos o directamente sobre aisladores.

-Cable: Conductor eléctrico cuya alma conductora está formada por una serie de hilos conductores o alambres de reducida sección, lo que le otorga una gran flexibilidad.

Aislamiento: El objetivo del aislamiento en un conductor es evitar que la energía eléctrica que circula por él, entre en contacto con las personas, con objetos u otros elementos que forman parte de una instalación. Del mismo modo, el aislamiento debe evitar que conductores de distinta tensión puedan hacer contacto entre sí.

Los materiales aislantes utilizados desde sus inicios han sido sustancias poliméricas, que en química se definen como un material o cuerpo químico formado por la unión de muchas moléculas idénticas, para formar una nueva molécula más gruesa.

Los diferentes tipos de aislamiento de los conductores están dados por su comportamiento técnico y mecánico, considerando el medio ambiente y las condiciones de canalización a que se verán sometidos los conductores que ellos protegen, resistencia a los agentes químicos, a los rayos solares, a la humedad, a altas temperaturas, llamas, etc. Entre los materiales usados para el aislamiento de conductores podemos mencionar PVC o cloruro de polivinilo, el polietileno o PE, el polietileno reticulado o XLPE, la goma y el caucho.

Cubiertas protectoras: El objetivo fundamental de esta parte en un conductor es proteger la integridad del aislamiento y del alma conductora contra daños mecánicos, tales como raspaduras, golpes, etc. Si las protecciones mecánicas son de acero, latón u otro material resistente, a ésta se le denomina armadura. Los conductores también pueden estar dotados de una protección de tipo eléctrico formado por cintas de aluminio o cobre. En el caso que la protección, en vez de cinta esté constituida por alambres de cobre, se le denomina pantalla.

Conductores activos

Son los destinados a la transmisión de la energía eléctrica. Esta consideración se aplica a los conductores de fase y al conductor neutro en corriente alterna. Los conductores serán de cobre o de aluminio, y serán siempre aislados, exceptuando cuando vayan montados sobre aisladores, tal y como establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, es su instrucción número 19.



Conductor neutro

Según la ITC-BT 19, en las instalaciones interiores, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, salvo justificación por cálculo, la sección del conductor neutro será mínimo igual a la de las fases.

Para hallar la sección de los neutros en los tramos subterráneos se utiliza la tabla 7.1 de la ITC-BT 07. A cada sección de fase y tipo de conductor (aluminio o cobre) le corresponde una sección de neutro.

Conductores de protección

Estos conductores sirven para conectar las masas de la instalación con la puesta a tierra. Es decir, son conductores que en condiciones normales no soportan tensión. Los conductores de protección tendrán una sección mínima, en función de la sección de los conductores de fase de la instalación como se establece a continuación:

Secciones de los conductores de fase (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2
Se respetará siempre un mínimo de 2.5 mm ² si disponen de protección mecánica y de 4 mm ² si no la tienen.	

Los conductores de protección irán bajo los mismos tubos que los conductores de fase y las conexiones se realizarán por medio de empalmes, y por piezas de conexión de aprieto por rosca.

Las instalaciones se subdividirán de forma que las perturbaciones originadas por averías que puedan producirse en un punto de ellas, afecten solamente a ciertas partes de la instalación.

Para que se mantenga el mayor equilibrio posible en la carga de los conductores que forman parte de una instalación, se procurará que aquella quede repartida entre sus fases o conductores polares.

En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia de, por lo menos, 3 cm.



7.3. Sección del conductor

En primer lugar se ha de calcular cual va a ser la sección adecuada que ha de tener el conductor a lo largo de la instalación. Esta sección a de cumplir lo establecido en el Reglamento de Baja Tensión. Los factores que influyen y que por lo tanto se han de tener en cuenta a la hora de calcular la sección de los conductores son los siguientes:

- Calentamiento de los conductores.
- Caída de tensión.

Calentamiento de los conductores

La temperatura hace que la resistencia de un conductor varíe, por ejemplo, cuanto más caliente está, más se opone el conductor al paso de la electricidad. Los conductores se calientan por efecto de la propia corriente que por el circula, lo cual se debe a la resistencia del conductor, obviamente, cuanto más elevada es la corriente, mayor será el calentamiento y por tanto, mayor pérdida de energía en forma de calor.

Caída de tensión

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y el extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el Reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud por ejemplo en derivaciones individuales que alimenten a los últimos pisos en un edificio de cierta altura.

Para el caso de instalaciones industriales que se alimenten directamente en alta tensión mediante un transformador de distribución propio, se considerará que la instalación interior tiene el origen en la salida del transformador y que las caídas de tensión admisibles son del 4,5 % para alumbrado y del 6,5 % para el resto de usos.

7.4. Canalizaciones



Las canalizaciones eléctricas son los elementos utilizados para conducir los conductores eléctricos entre las diferentes partes de la instalación eléctrica. Las instalaciones eléctricas persiguen proveer de resguardo, seguridad a los conductores a la vez de propiciar un camino adecuado por donde colocar los conductores.

En general, las canalizaciones se pueden agrupar en cuatro grandes apartados:

-Canalizaciones fijas: Son aquellas en las que es preciso desconectar la instalación para su modificación, lo que requiere trabajos de desmontaje. Estas canalizaciones alimentan aparatos fijos. Un ejemplo sería la instalación de un edificio.

-Canalizaciones semifijas: El desplazamiento de los equipos se efectuara después de dejarlos sin tensión, aunque permanezcan acoplados a la red. Es el caso de algunos equipos de extracción de minería o de obras públicas.

-Canalizaciones semimóviles: Permiten el desplazamiento ocasional de los equipos bajo tensión durante su funcionamiento. Alimentan aparatos semimóviles, tales como lámparas de pie o máquinas de oficina.

-Canalizaciones móviles: Permiten el desplazamiento de los equipos en tensión durante su funcionamiento. Alimentan aparatos móviles. Por ejemplo, grúas, ascensores, montacargas, equipos de máquinas de extracción de minería cabezales de trabajo de equipos industriales, herramientas portátiles, etc.

Evidentemente, la naturaleza de la canalización determina el tipo de cable adecuado al servicio de que se trate.

En el presente proyecto se ha de utilizar canalización fija. Algunas de estas variantes son: conductores desnudos colocados sobre aisladores, conductores aislados colocados sobre aisladores, conductores aislados bajo molduras, conductores aislados fijados directamente sobre las paredes, etc.

Cuando las canalizaciones pasen a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techo, se realizará el acuerdo con preinscripciones tales como: las canalizaciones estarán protegidas contra deterioros mecánicos, en toda la longitud de los pasos no habrá empalmes o derivaciones, se utilizarán tubos no obturados, etc.

La solución más empleada hoy en día es la de conductores aislados sobre bandejas o a través de tubos.

Tubos protectores



Dependiendo de las actividades que se desarrollen en cada zona y del lugar por donde vayan a ser colocados se podrán elegir algunas de estas opciones: tubos metálicos rígidos blindados, tubos metálicos rígidos blindados con aislamiento interior, tubos aislantes rígidos normales curvables, tubos aislantes flexible normal, tubo PVC rígido, etc.

A la hora de calcular el diámetro mínimo de los tubos protectores que contienen a las diversas líneas de la instalación se debe tener en cuenta el número, tipo y sección de los conductores, así como el tipo de instalación. Para ello, en la instrucción complementaria ITC-BT 21, se establecen una serie de tablas con los diámetros mínimos de los tubos protectores, en función de los factores antes citados.

Los tubos deberán soportar como mínimo sin deformación alguna, 60 grados centígrados para los tubos aislantes constituidos por PVC o polietileno y 70 grados centígrados para los tubos metálicos con forros aislantes de papel impregnado.

Canalización sobre tubo protector

Para la colocación de las canalizaciones bajo tubos protectores tendremos que tener en cuenta las consideraciones siguientes:

-El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectúa la instalación.

-Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.

-Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originaran reducciones de sección admisibles.

-Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados estos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes.

-Las conexiones entre conductores se realizaran en el interior de cajas apropiadas de material aislante.

Cuando los tubos se coloquen en montaje superficial se tendrán en cuenta, además, las siguientes preinscripciones:



-Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas. La distancia entre estas será, como máximo, de 0,5 metros.

-Es conveniente disponer de tubos normales, siempre que sea posible a una altura mínima de 2,5 metros sobre el suelo, con objeto de protegerlos de eventuales daños mecánicos.

-En los cruces de tubos rígidos con juntas de dilatación de un edificio, deberán interrumpirse los tubos, quedando los extremos del mismo separados entre sí 5 centímetros.

-En los cambios de dirección, los tubos estarán convenientemente curvados o bien provistos de codos o "T" apropiados.

La elección definitiva de los tubos con sus diámetros correspondientes esta especificada en el documento cálculos del presente proyecto, mientras que su emplazamiento y forma de colocación esta especificada en el documento planos.

7.5. Prioridad para la selección de cables y tubos

Además de lo expuesto anteriormente para el cálculo del conductor, se harán las siguientes consideraciones a la hora de elegir el cable:

-El aislamiento del cable ha de ser tal que asegure en su parte conductora una continuidad eléctrica duradera. Normalmente el aislamiento del cable se determina con los picos de tensión que este tiene que soportar en cualquier momento.

-La sección del cable a colocar en el alumbrado normalmente la determina la caída de tensión (si la longitud no es pequeña). La sección de los conductores de fuerza la determina la corriente a transportar y el calentamiento que esta puede producir, de tal forma que nunca se superen temperaturas determinadas por encima de las cuales el cable se deteriora.

-El cable elegido, teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto, será capaz de soportar los cortocircuitos que puedan producirse, mejor que cualquier otra parte de la instalación. Se preverá que la temperatura y los esfuerzos electrodinámicos producidos por el cortocircuito, no deterioren en ningún momento el cable.



Además de tener en cuenta todo lo expuesto anteriormente, se harán las siguientes consideraciones para la elección del tubo protector de los conductores:

-Los diámetros de los tubos se eligen de acuerdo a las tablas que aparecen en la instrucción 21 del Reglamento de Electrotécnico de Baja Tensión. En estas tablas viene expresado el diámetro interior mínimo en función del número, clase y sección de los conductores que ha de alojar, según el sistema de instalación y la clase de los tubos.

-Para más de cinco conductores por tubo o para conductores de secciones diferentes a instalar por el mismo tubo, la sección inferior de este, ha de ser como mínimo, igual a tres veces la sección total ocupada por los conductores.

-El trazado de las canalizaciones se hará preferentemente siguiendo líneas paralelas a las verticales y horizontales. Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que se aseguren la continuidad de la protección que proporcionan los conductores.

-Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados estos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes y que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 25 metros. Las conexiones entre los conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante.

7.6. Código de colores

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. El conductor neutro se identificará por el color azul. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases, se utilizará también el color gris.

7.7. Soluciones adoptadas

7.7.1. Conductores

Según las características de los elementos a alimentar, así como su ubicación etc. Se han de utilizar distintos tipos de conductores. Hemos seleccionado la marca Prysmian,



ya que es una de las punteras. En el caso de necesitar características a los conductores utilizados, se puede obtener fácilmente los catálogos de la página web del fabricante.

Derivación individual

La canalización de la acometida se hará enterrada a una profundidad de 0,8 metros. El conductor usado para la distribución de energía desde el centro de transformación, hasta el cuadro general de distribución será:

-Marca: Prysmian. Modelo: Retenax Flam Ref: RV; Tensión nominal 0,6/1KV.

Instalación interior

-Marca: Prysmian. Modelo: Retenax Flam Ref: RV; Tensión nominal 0,6/1KV.

Alumbrado emergencia

Marca: Prysmian. Modelo: Retenax Flam Ref: RV; Tensión nominal 0,6/1KV.

Los conductores tendrán una sección suficiente para que las caídas de tensión, conforme al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y contada desde el origen de la instalación no excedan del 4,5 % para el alumbrado y del 6,5 % para la fuerza, siendo las intensidades máximas previsibles para cada circuito de la instalación.

Las secciones adoptadas, se justifican en el documento cálculos del presente proyecto, tanto por lo que se refiere a intensidades máximas admisibles como a caídas de tensión.

7.7.2. Canalizaciones

Líneas generales

La canalización de las líneas generales de la nave se realizara a través de bandeja portacables de malla de acero galvanizado de dimensiones 400x100 mm. Las líneas partirán desde el cuadro general de distribución en el interior de tubos metálicos hasta llegar a la altura de la bandeja, que empezará en el techo del cuarto eléctrico, a partir de aquí las líneas se llevarán a los diferentes cuadros auxiliares de nuestra nave a



través de la bandeja, que se encontrará a una altura de 4 metros sobre el suelo. Cuando las líneas lleguen a donde están situados los cuadros auxiliares, se bajaran mediante tubos metálicos. Esta bandeja rodeará a toda el área de taller por el interior de la nave, a una altura de 4 metros, como se observa en el apartado Planos.

Líneas secundarias

La canalización de las líneas que alimentan la maquinaria, se realizará partiendo desde el cuadro auxiliar de derivación correspondiente, subiendo los conductores, en el interior de los tubos metálicos grapados contra la pared hasta la altura de la bandeja. Una vez en la bandeja se distribuirán por la nave, se bajarán por la pared mediante tubo metálico hasta el suelo. Las líneas se llevarán a las máquinas mediante canalización subterránea a una profundidad de 0,2 metros.

Las máquinas que estén pegadas a la pared, las líneas se bajarán de la bandeja mediante tubo metálico pegado a la pared.

La canalización de las líneas que alimentan los aparatos de alumbrado se realizarán, partiendo del cuadro correspondiente, subiendo los conductores a través de tubos metálicos grapados a la pared hasta la bandeja. Se llevaran a través de la bandeja donde sea posible, si no lo es irán por tubo, grapado a la pared o colgado del techo.

La canalización de la zona de las oficinas y vestuarios, se realizará a través de tubos de PVC que irán a través de falso techo, o rozas en la pared.

El lugar exacto por donde se han de colocar todas las líneas que van sobre la bandeja, así como en el interior de tubos protectores, vienen representados en el documento planos del presente proyecto.

7.7.3. Conducciones de las líneas

Las líneas que parten de cada uno de los cuadros para alimentar los diferentes receptores quedan definidas en las tablas del apartado previsión de cargas de la presente memoria.

8. CUADROS ELÉCTRICOS

8.1. Conexión de las diferentes partes de la instalación



El cuadro eléctrico es el punto de paso de la corriente eléctrica y en el que se deben instalar los dispositivos generales e individuales de mando y protección de una instalación eléctrica.

La instalación debe subdividirse convenientemente, de forma que una avería en algún punto de la misma solo afecte a un sector limitado de ella. Este hecho se consigue mediante la colocación de dispositivos de protección coordinados y diseñados de forma que se asegure la selectividad necesaria de la instalación. En este sentido se recomienda un sistema de cuadros que incluya:

-Un cuadro general de distribución, del que partirán las líneas que distribuyen la energía hasta los cuadros secundarios o auxiliares.

-Una serie de cuadros secundarios de distribución, derivados de los anteriores. De estos cuadros secundarios, si fuese necesario, podrán a su vez tener otros cuadros.

8.2. Ubicación

El cuadro general de distribución deberá instalarse en una zona de servicio a la que no tenga acceso al público, a poder ser en el punto más próximo posible a la entrada de la acometida o derivación individual y se colocaran junto a, o sobre él, los dispositivos de mando y protección que se establecen en el apartado siguiente. Cuando no sea posible la instalación de estos cuadros en este punto próximo a la entrada de la acometida, se instalará en dicho punto, y dentro de un armario o cofre, un dispositivo de mando y protección (interruptor automático magnetotérmico) para cada una de las líneas. Estos cuadros estarán separados de los locales donde exista un peligro de incendio por medio de elementos a prueba de incendios y puertas resistentes al fuego.

Los cuadros secundario, se instalarán en lugares a los que no tenga acceso el público y que estarán separados de los locales donde exista un peligro de incendio o de pánico (como salas de público), por medio de elementos a prueba de incendios y puertas resistentes al fuego, preferentemente en vestíbulos y pasillos, nunca en el interior de consultas.

Todos los cuadros deberán disponer de los correspondientes cierres de seguridad que impidan que personas ajenas al equipo de mantenimiento pudieran manipular en su interior.

8.3. Composición

Los dispositivos generales e individuales de mando y protección, cuya posición de servicio será vertical, se ubicarán en el interior de los cuadros eléctricos de donde partirán los circuitos interiores, y constarán como mínimo de los siguientes elementos:



-Un interruptor general automático de corte omnipolar, que permita su accionamiento y que éste dotado de elemento de protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Este interruptor servirá de protección general con los situados aguas abajo, con los que deberá estar coordinado para que exista la correspondiente selectividad. Este interruptor deberá llevar asociada una protección diferencial, destinada a la protección contra contactos indirectos. Con esta protección en el origen de la instalación se consigue proteger mediante diferenciales toda la instalación y al mismo tiempo conseguir una elevada continuidad de servicio, pues permite actuar ante un fallo fase-masa en los niveles superiores de distribución, o como protección de los usuarios si alguno de los diferenciales ubicados aguas abajo (en los cuadros secundarios, por ejemplo) quedara fuera de servicio de forma accidental o intencionada. Este diferencial en el origen de la instalación, se encontrará en serie con diferenciales instalados aguas abajo por lo que deberá establecerse la adecuada selectividad y con retardo de tiempo.

-Las líneas que partiendo de estos cuadros alimenten otro cuadro secundario, deberán disponer de dispositivos de corte omnipolar destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

-Dispositivos de protección contra sobretensiones.

-Si además de estos cuadros parten líneas para la alimentación directa de alguna carga, cada uno de los circuitos deberá contar con los siguientes dispositivos:

- Dispositivos de corte omnipolar destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Un interruptor diferencial, destinado a la protección contra contactos indirectos en los mencionados circuitos, que deberá establecerse con la correspondiente selectividad respecto a la protección diferencial dispuesta en la cabecera de la instalación.

Cuadros secundarios

-Un interruptor general automático de corte omnipolar, que permita su accionamiento y que esté dotado de elemento de protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

-Interruptores diferenciales destinados a la protección contra contactos indirectos de todos los circuitos, y selectivos respecto a la protección diferencial colocada aguas arriba.



-Dispositivos de corte omnipolar destinados a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos de las diferentes circuitos.

-Dispositivos de protección contra sobretensiones.

8.4. Características de los cuadros de distribución

Las dimensiones del cuadro que se elija para la ubicación de toda la aparamenta necesaria para la protección, control y maniobra de los circuitos que partirán de él, debe ser al menos un 30% superior a las dimensiones obtenidas en su cálculo, posibilitando de esta forma posibles ampliaciones en la instalación. Las envolventes de los cuadros se ajustaran a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.493-3, con un grado de protección mínimo IP30 según UNE 20.324 y de protección mecánica mínima IK07 según UNE 50.102.

La elección de los cuadros debe realizarse de modo que se permita la sustitución de cualquiera de sus componentes en el mismo tiempo posible, evitando siempre la necesidad de desmontar otros no implicados en la sustitución.

Cada cuadro deberá incluir además un sinóptico con el esquema unifilar correspondiente.

8.5. Características de los circuitos

De los cuadros generales saldrán las líneas que alimentan directamente aparatos receptores o bien las líneas generales de distribución que conectarán los cuadros auxiliares de distribución, de los que partirán los distintos circuitos alimentadores.

Deberán preverse circuitos distintos para las partes de la instalación que es necesario controlar separadamente, tales como alumbrado, tomas de corriente, alimentación de la maquinaria, etc., de forma que no se vean afectados dichos circuitos por el fallo de otros, o incluso por su normal funcionamiento como consecuencia de las perturbaciones que se puedan introducir en la red por parte de algunos receptores.

Todos los circuitos deben quedar identificados en sus puntos extremos, así como en las cajas permanentes, su destino, cuadro de procedencia e interruptor que le protege.

Además para distribución de los circuitos interiores se deberá seguir la pauta marcada en los siguientes puntos:

-Se deben instalar uno o varios interruptores diferenciales, garantizando la protección con sensibilidad máxima de 30 mA en todos los circuitos que estén al



acceso de personas (en aquellos otros en los que no sea posible el contacto indirecto, por ejemplo, tramos enterrados, tramos entre cuadros inaccesibles, etc., o en aquellos en los que la continuidad del suministro sea fundamental, podrá admitirse el empleo de diferenciales de sensibilidad 300 mA o superior).

-En los receptores especialmente problemáticos (ya sea por el tipo de corriente que generan, por su potencia, por la probabilidad de fallos de aislamiento, por la posibilidad de fugas, etc.) se optara por utilizar un diferencial para cada receptor, con el objeto de que la actuación del mismo no suponga la desconexión de otras partes de la instalación.

-En las instalaciones para alumbrado de locales o dependencias donde se reúna público en general (por ejemplo, vestíbulos, pasillos, corredores, salas de espera y salas de juntas), el número de líneas secundarias y su disposición en relación con el total de lámparas a alimentar, deberá ser tal que el corte de corriente en una cualquiera de ellas no afecte a más de la tercera parte del total de lámparas instaladas en los locales o dependencias que se iluminan alimentadas por dichas líneas. Cada una de estas líneas estarán protegidas en su origen contra sobrecargas, cortocircuitos y contra contactos indirectos.

-Los circuitos para el alumbrado de seguridad, en el caso que alimenten aparatos autónomos, podrán estar conectados al circuito de alumbrado normal, debiendo existir un interruptor manual que permita la desconexión del alumbrado normal sin desconectar el alumbrado de emergencia.

9. COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

9.1. Introducción

Únicamente la potencia activa, se puede transformar en potencia mecánica o en potencia calorífica; por consiguiente, tanto las empresas suministradoras de energía eléctrica como los usuarios deben procurar, para una instalación dada, obtener el máximo de potencia activa.

De una manera general, la expresión factor de potencia se utiliza para designar la relación de la potencia de que se dispone realmente en una instalación (potencia activa) y la que hubiera podido disponerse si la tensión y la corriente de la instalación estuvieran idealmente en fase.

De una forma más estricta, se denomina factor de potencia a la relación entre la potencia activa y la potencia aparente de una instalación:



$$\text{Factor de potencia} = \frac{P}{S} = \cos \varphi$$

9.2. Ventajas de un factor de potencia cercano a la unidad

Un elevado factor de potencia produce, en general, las siguientes ventajas:

- Facilita el suministro de la tensión nominal a los aparatos receptores, tales como motores, lámparas, etc.
- Mejora la regulación de tensión en transformadores, motores, etc.
- Disminuye las pérdidas por calentamiento en los conductores de alimentación.
- Disminuye las pérdidas por calentamiento en los transformadores.
- Permite la obtención de la potencia activa nominal en los transformadores y generadores.
- Libera potencia de los generadores y transformadores, lo que les permite soportar sobrecargas adicionales.
- Evita la pérdida de capacidad de carga de los conductores.
- Disminuye los costes de tarificación de energía eléctrica, por una de estas causas:
 - a) Si existe penalización por actuar con bajo factor de potencia.
 - b) Bonificación por actuar con elevado factor de potencia.

9.3. Procedimientos para mejorar el factor de potencia

Los procedimientos empleados para mejorar el factor de potencia de una instalación, se pueden dividir en dos grandes grupos: métodos directos y métodos indirectos.

9.3.1. Métodos directos



Actúan directamente sobre las causas mismas de un bajo factor de potencia, es decir, se procura disminuir el consumo innecesario de energía reactiva, actuando sobre las cargas normales de la instalación.

A continuación se detallan los procedimientos más empleados:

- Elegir el equipo eléctrico de acuerdo con el régimen de funcionamiento de los mecanismos o máquinas accionadas.
- Evitar las marchas en vacío o cargas reducidas de los motores eléctricos instalando limitadores de marchas en vacío y dispositivos de enclavamiento eléctrico que paren el motor correspondiente cuando haya terminado su proceso de funcionamiento.
- Sustituir los motores defectuosos o repararlos.
- Aumentar la utilización de los motores eléctricos, haciendo más racional el proceso tecnológico y el aprovechamiento óptimo del equipo eléctrico.
- Reducir la tensión de alimentación de los motores asíncronos no utilizados al máximo. Si se trata de motores asíncronos de gran potencia, puede ser ventajosa la sustitución por motores síncronos de la misma potencia.
- Sustituir los motores no utilizados al máximo, por máquinas de menor potencia, o aprovechamiento de la potencia sobrante.
- Desconectar los motores fuera de las horas de trabajo.
- Reducir las marchas en vacío o con poca carga, de los transformadores.

9.3.2. Métodos indirectos

Consisten en compensar el consumo de energía reactiva, mediante elementos productores de energía, compensando total o parcialmente, la energía reactiva consumida por los aparatos receptores. Los dispositivos utilizados para ello se denominan, en general, compensadores de energía reactiva o compensadora del factor de potencia.

Los compensadores utilizados para mejorar el factor de potencia, se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Compensadores giratorios o compensadores síncronos: son máquinas síncronas giratorias, con un régimen de funcionamiento especial.



-Compensadores estáticos: están constituidos por baterías de condensadores conectadas adecuadamente. Se pueden conectar en serie y en paralelo, siendo ésta última la conexión más utilizada. Los efectos de los condensadores instalados en paralelo sobre instalación son, entre otros:

- Disminución de la corriente de carga.
- Aumento de la tensión de carga.
- Suministro de potencia reactiva.
- Reducción en el sistema de las pérdidas de potencia activa y de potencia reactiva, a causa de la disminución de la corriente de carga.
- Aumento de la posibilidad de producción de energía activa por los generadores.
- Reducción de los gastos de instalación por kW instalado.

9.4. Características de los compensadores

9.4.1. Compensador síncrono

-El precio por kVA disminuye cuando crece la potencia instalada.

-La regulación de la potencia reactiva es muy fácil y progresiva.

-Incluso durante la marcha en vacío, el compensador síncrono absorbe una potencia activa apreciable, debido a las pérdidas en vacío (hasta un 5% durante la marcha en vacío).

-Su instalación implica considerables gastos de montaje y de vigilancia.

9.4.2. Compensador estático

-Al estar constituido por elementos de la misma potencia, el precio por kVA permanece constante cualquiera que sea la potencia instalada.

-La regulación de la potencia reactiva no es tan progresiva ni tan fácil de realizar automáticamente como en el caso de un compensador síncrono.

-La potencia activa absorbida es muy pequeña (de 0,3 a 0,5% de su potencia aparente).



- Se suprimen prácticamente todos los gastos de vigilancia y mantenimiento.
- Marcha sin desgaste apreciable, lo que quiere decir gran duración de funcionamiento.
- Posibilidad de fraccionar la potencia instalada y modificación del reparto de las baterías, según necesidades.
- Instalación fácil.
- Si un elemento está fuera de circuito por avería, esto no implica el paro total de la batería de condensadores.

9.5. Solución adoptada

Teniendo en cuenta las características de los dos tipos de condensadores anteriormente citados, se ha optado por el compensador estático, es decir, utilizar condensadores para producir la energía reactiva necesaria para compensar la energía activa consumida en la instalación eléctrica. Concretamente, se va a instalar una batería de condensadores de la serie CIRVAC VR-6 400/50Hz, en concreto, VR 6/6 150-400, de las siguientes características:

- Potencia: 150 KVAR.
- Tipo: batería automática, repartida en bloques de 10+20+35+55+60 kVAR.
- Tensión: 400V.
- Intensidad: 217 A.
- Peso 108 kg.
- Dimensiones: 615x1330x400 mm.

La unión del conductor de la batería de condensadores se hace mediante un cable de cobre con aislamiento de polietileno reticulado de sección 3x16 mm².

Sección del cable: 3 x 10/16 +TT 16 mm².

Para la protección de este sistema se ha optado por instalar:

Interruptor automático magnetotérmico

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Poder de corte: 10 kA.



- Nº de polos: III + N.
- Curva: C

9.6. Puesta a tierra

9.6.1. Introducción

Las puestas a tierra se establecen con el objeto de limitar la tensión que con respecto a tierra pueden presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

La puesta a tierra se plantea como una instalación paralela a la instalación eléctrica, como un circuito de protección, que tiene que proteger a las personas, a las instalaciones y a los receptores conectados a ellas.

El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión determina, en la instrucción 18, cual es el límite de tensión admisible entre una masa cualquiera en relación a tierra, o entre masas distintas.

Características del local	Límite de tensión de contacto (V)
Locales o emplazamientos húmedos	24
En los demás casos	50

Estos valores son los máximos que se supone soporta el cuerpo humano sin alteraciones significativas.

Las tomas de tierra limitan las sobreintensidades que por diferentes causas aparecen en las instalaciones, siendo esta limitación tanto mayor en cuanto las tomas de tierra presenten menor impedancia al paso de estas corrientes.

Durante el transcurso de las perturbaciones, los equipos de una misma instalación deben quedar al mismo potencial; siendo muy importante la necesidad de corregir pequeños valores de puesta a tierra, con el fin de obtener la equipotencialidad.

9.6.2. Características de la toma a tierra

La denominación “puesta a tierra” comprende toda la instalación metálica directa, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente, entre determinados elementos o



partes de una instalación y un electrodo o grupos de electrodos enterrados en el suelo, con el objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no existan diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo permita el paso de las corrientes de falta, o las de las descargas de origen atmosférico.

Los estudios de las puestas a tierra deberán considerar:

- La seguridad de las personas.
- La protección de las instalaciones.
- La protección de los equipos sensibles.
- Un potencial de referencia. Para ello es necesario conocer:
 - Los elementos que forman las instalaciones.
 - Las diferentes fuentes de corriente que las solicitan.
 - Las respuestas de los diferentes elementos a estas diferentes fuentes.
- El terreno, teniendo en cuenta su heterogeneidad (rocas que lo forman, estratos, texturas...) y los factores que sobre él actúan (humedad y temperatura).

9.6.3. Componentes de la puesta a tierra

Los elementos de puesta a tierra, se dividen en cinco partes o grupos:

El terreno

El terreno, desde el punto de vista eléctrico, se considera como el elemento encargado de disipar corrientes de defecto o descargas de origen atmosférico.

Este comportamiento viene determinado por la resistividad, que es una característica de todos los materiales y que nos da una idea de la resistencia que ofrece un material al ser atravesado por una corriente eléctrica.



Los cuerpos que tienen una resistividad muy baja, dejan pasar fácilmente la corriente eléctrica, y los materiales que tienen una resistividad alta, se oponen al paso de corriente.

La resistividad depende de cada terreno y se mide en ohmios por metro.

Como los terrenos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, un determinado terreno tendrá una resistividad aparente que promedia los efectos de las diferentes capas que componen el terreno.

La investigación de las características eléctricas del terreno es un requerimiento de la instrucción MIE-RAT-13-2, para realizar el proyecto de una instalación de puesta a tierra, con la excepción de las instalaciones de tercera categoría e intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 KA, donde la investigación de las características (MIE-RAT-13-4) se sustituye por un examen visual del terreno, pudiéndose estimar la resistividad por los valores que para diferentes terrenos se indican en las tablas de la citada instrucción.

El terreno, como conductor de la corriente eléctrica, se puede considerar como un agregado formado por una parte sólida mineral y sendas partes líquida y gaseosa. La resistividad del terreno depende de los siguientes conceptos:

- Humedad.
- Resistividad de los minerales que forman la fracción sólida.
- Resistividad de los líquidos y gases que rellenan los poros de la fracción sólida.
- Porosidad.
- Salinidad.
- Superficie de separación de la fase líquida con la fase sólida.
- Temperatura.
- Textura.

Tomas de tierra

La toma de tierra es el elemento de unión entre el terreno y el circuito instalado en el interior del edificio.

La toma de tierra consta de tres partes fundamentales:

1. *Electrodos*



Son la masa metálica que se encuentra en contacto permanente con el terreno para facilitar a este el paso de corrientes de defecto, o la carga eléctrica que pueda tener.

Pueden ser naturales o artificiales; los electrodos naturales, suelen estar constituidos por conducciones metálicas enterradas, como conducciones de agua, cubiertas de plomo de cables de redes subterráneas, pilares metálicos de los edificios que se construyen con estructuras metálicas, etc. Los electrodos artificiales pueden ser barras (picas), tubos, placas metálicas, cables, u otros perfiles que a su vez puedan combinarse formando anillos o mallas.

De la sección en contacto con el terreno dependerá el valor de la resistencia a tierra. En general, la sección de un electrodo no debe ser inferior a $\frac{1}{4}$ de la sección del conductor de línea principal de tierra.

Los metales deben ser inalterables a las acciones de la humedad y del terreno como son el cobre, el hierro galvanizado, fundición de hierro, etc.

2. Líneas de enlace con tierra

La línea de enlace con la tierra está formada por los conductores que unen el electrodo, conjunto de electrodos o anillo, con el punto de puesta a tierra. Los conductores de enlace con tierra desnudos en el suelo, se consideran que forman parte del electrodo y deberán de ser de cobre u otro metal de alto punto de fusión con un mínimo de 35 mm^2 de sección en caso de ser de cobre o su equivalente de otros metales.

3. Puntos de puesta a tierra

El punto de puesta a tierra es un elemento de conexión, placa, regleta, grapa, etc. que une los conductores de la línea de enlace con la principal de tierra. El número de puntos de puesta a tierra conectados al mismo electrodo o conjunto de ellos dependerá del tipo de instalación.

Línea principal de tierra

Es la parte del circuito de puesta a tierra del edificio, que está formado por conductores de cobre, que partiendo de los puntos de puesta a tierra, conecta con las



derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas o elementos necesarios. Serán de cobre y se dimensionarán con la máxima corriente de falta que se prevé, siendo como mínimo de 16 mm^2 de sección.

Su tendido se hará buscando los caminos más cortos y evitando los cambios bruscos de dirección. Se evitará someterlos a desgastes mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y los desgastes mecánicos. La línea principal de tierra termina en el punto de puesta a tierra, teniendo especial cuidado en la conexión, asegurando una conexión efectiva.

Derivaciones de las líneas principales de tierra

Son los conductores que unen la línea principal de tierra con los conductores de protección o bien directamente las masas significativas que existen en el edificio. Serán de cobre o de otro metal de elevado punto de fusión. El dimensionamiento viene en la ITC-BT 18. La sección mínima (S_p) dependerá de la sección de los conductores activos de la instalación (S), con un mínimo de 2.5 mm^2 ; para secciones de los conductores de fase.

Sección de los conductores de fase de la instalación (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 \leq S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Conductores de protección

Son los conductores de cobre, encargados de unir eléctricamente las masas de una instalación y de los aparatos eléctricos, con las derivaciones de la línea principal de tierra, con el fin de asegurar la protección contra los contactos indirectos.

El dimensionamiento de estos conductores, viene dado en función de la sección del conductor de fase de la instalación que protege, según la ITC-BT 19.

9.6.4. Elementos que se conectan a tierra

Una vez realizada la toma de tierra del edificio, deberemos conectar en los puntos de puesta a tierra todos los elementos metálicos o elementos susceptibles de ponerse en



tensión, con el fin de conseguir una gran equipotencial dentro del edificio y en contacto íntimo con tierra.

Según la norma tecnológica de la edificación, deberá conectarse a tierra:

- Las instalaciones de fontanería, gas y calefacción, depósitos, calderas, etc.
- Guías metálicas de los aparatos elevadores.
- Caja General de Protección (no obligatorio según R.E.B.T).
- Instalación de pararrayos.
- Instalación de antenas colectivas de TV y FM.
- Redes equipotenciales de cuarto de baño, que unan enchufes eléctricos y masas metálicas.
- Toda masa o elemento metálico significativo.
- Estructuras metálicas y armaduras de muros de hormigón.

9.6.5. Solución adoptada

El electrodo está formado por 4 picas de acero recubiertas de cobre de 20 mm de diámetro y 2 metros de longitud, situadas una en cada esquina de la nave, y unidas por medio de un conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección. Esta irá unida al mallazo metálico de cimentación a través de un conductor de cobre de 50 mm² de sección por medio de soldaduras aluminotérmicas, formando así una superficie equipotencial a lo largo de la nave.

Del cuadro general de distribución se unirá al conductor principal de tierra a través de un conductor de cobre de 50 mm². Del cuadro general de distribución partirán las derivaciones a los cuadros auxiliares de distribuciones y de estos partirán los conductores de protección a los distintos receptores (alumbrado de la nave, tomas de corriente y maquinaria). La instalación fotovoltaica que se desee conectar a tierra, irá conectada a esta rama.

Los conductores de tierra se distinguirán fácilmente de los conductores activos por el color amarillo-verde.

En el apartado cálculos de toma a tierra, podemos ver los cálculos realizados para optar por esta solución.



10. PROTECCIONES EN BAJA TENSIÓN

10.1. Introducción

Toda la instalación eléctrica tiene que estar dotada de una serie de protecciones que la hagan segura, tanto desde el punto de vista de los conductores y los aparatos a ellos conectados, como de las personas que han de trabajar en ella. Existen muchos tipos de protecciones, que pueden hacer a una instalación eléctrica completamente segura ante cualquier contingencia, pero hay tres que deben usarse en todo tipo de instalación: de alumbrado, domesticas, de fuerza, redes de distribución, circuitos auxiliares, etc., ya sea de baja o alta tensión.

En las instalaciones de baja tensión, y de acuerdo con las instrucciones 22, 23 y 24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, debemos considerar las siguientes protecciones:

- Protección de la instalación:

- Contra sobrecargas.
- Contra cortocircuitos.

- Protección de las personas:

- Contra contactos directos.
- Contra contactos indirectos.

10.2. Dispositivos de protección eléctrica

Los dispositivos utilizados en el presente proyecto son una combinación entre interruptores diferenciales e interruptores magnetotérmicos.

-Interruptor diferencial: El interruptor diferencial es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas con el fin de proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores y tierra o masa de los aparatos. Es un interruptor que tiene la capacidad de detectar la diferencia entre la corriente de entrada y salida en un circuito. Cuando esta diferencia supera un valor determinado (sensibilidad), para el que está calibrado (30 mA, 300 mA, etc.), el dispositivo abre el circuito, interrumpiendo el paso de la corriente a la instalación que protege.



- Interruptor magnetotérmico: El interruptor magnetotérmico es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas con el fin de protegerlas frente a las intensidades excesivas, producidas como consecuencia de cortocircuitos o por el excesivo número de elementos de consumo conectados a ellas. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

Al circular la corriente el electroimán crea una fuerza que, mediante un dispositivo mecánico adecuado, tiende a abrir un contacto, pero sólo podrá abrirlo si la intensidad que circula por la carga sobrepasa el límite de intervención fijado. Este nivel de intervención suele estar comprendido entre 3 y 20 veces la intensidad nominal (la intensidad de diseño del interruptor magnetotérmico) y su actuación es de aproximadamente unas 25 milésimas de segundo, lo cual lo hace muy seguro por su velocidad de reacción. Esta es la parte destinada a la protección frente a los cortocircuitos, donde se produce un aumento muy rápido y elevado de corriente. La otra parte está constituida por una lámina bimetálica, que al calentarse por encima de un determinado límite, sufre una deformación y provoca la apertura de un contacto. Esta parte es la encargada de proteger de corrientes que, aunque son superiores a las permitidas por la instalación, no llegan al nivel de intervención del dispositivo magnético. Esta situación es típica de una sobrecarga, donde el consumo va aumentando conforme se van conectando aparatos.

10.3. Protección de la instalación

Los dispositivos de protección tienen por finalidad registrar de forma selectiva las averías y separar las partes de la instalación defectuosa, así como para limitar las sobreintensidades y los defectos de los arcos.

Cuando se disponen varios interruptores en serie, generalmente se requiere que estos sean selectivos. Un dispositivo de protección se considera selectivo cuando solamente dispara el interruptor inmediatamente anterior al punto defectuoso, tomando como base el sentido del flujo de la energía. En caso de fallar el interruptor, tiene que actuar otro de orden superior. (Protección de reserva).

La selectividad de las protecciones es un elemento esencial que debe ser tomado en cuenta desde el momento de la concepción de una instalación de baja tensión, con el fin de garantizar a los usuarios la mejor disponibilidad de la energía. Se entiende por tiempo de escalonamiento, el intervalo de tiempo necesario para que dispare con



seguridad sólo el elemento de protección anterior al punto de defecto. Las características de disparo de los diversos elementos de protección no deben entrecruzarse.

Una selección no selectiva está expuesta a riesgos de diversa gravedad:

- Imperativos de producción no respetados.
- Obligación de volver a realizar los procesos de arranque para cada una de las máquinas herramientas, como consecuencia de una pérdida de la alimentación general.
- Paros de motores de seguridad tales como bombas de lubricación, extractores de humos, etc.
- Roturas de fabricación con:
 - Pérdida de producción o de producto terminado.
 - Riesgo de avería en los útiles de producción dentro de procesos continuos.

10.3.1. Protección contra sobrecargas

Se denomina sobrecarga, al paso de una intensidad superior a la nominal de la instalación. Esta corriente superior a la nominal, no producirá daños en la instalación si su duración es breve.

Se comprende que producirá grandes daños si su duración es larga, pues los aparatos receptores y conductores no están preparados para soportar este incremento de temperatura a la que se verán sometidos como consecuencia del aumento de la intensidad.

La consecuencia más directa de la sobrecarga, es una elevación de la temperatura, que por otra parte es la causa directa de los desperfectos que pueda ocasionar la sobrecarga de la instalación.

Los dispositivos de protección, deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que ésta pueda provocar calentamiento que afecte al aislamiento, las conexiones, los terminales, o el medio ambiente.

Las protecciones que se utilizan contra las sobrecargas, se tratan esencialmente de una protección térmica, o sea, basada en la medición directa o indirecta de la temperatura



del objeto que se ha de proteger, permitiendo además la utilización racional de la capacidad de sobrecarga de este mismo objeto .

Debe instalarse un dispositivo que asegure la protección contra las sobrecargas en los lugares en que un cambio trae consigo una reducción del valor de la corriente admisible de los conductores, por ejemplo, un cambio de sección, de naturaleza, de modo de instalación, etc.

Según instrucción 22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los dispositivos de protección contra sobrecargas serán fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas o interruptores automáticos con curva térmica de corte.

10.3.2. Protección contra cortocircuitos

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto, entre si o con tierra, conductores correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el máximo de la corriente de carga en el punto de falta.

La corriente de cortocircuito es la corriente que fluye por el punto en que se ha producido el cortocircuito y mientras tenga duración este. La corriente de cortocircuito transcurre, generalmente, en un principio de forma asimétrica con respecto a la línea cero y contiene una componente alterna y otra continua. La componente de corriente alterna se amortigua hasta alcanzar el valor de la intensidad permanente de cortocircuito. La componente de corriente continua se atenúa hasta anularse completamente. Las principales características de los cortocircuitos son:

- Su duración: auto extingible, transitorio o permanente.
- Su origen: originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales), debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico, causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- Su localización: dentro o fuera de una máquina o tablero eléctrico.

Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser: monofásicos (el 80% de los casos), bifásicos (el 15% de los casos) y trifásicos (el 5% de los casos). Los bifásicos suelen degenerar en trifásicos.



El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, admite como dispositivo de protección contra cortocircuitos los fusibles de características de funcionamiento adecuadas o los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación.

Se admite, no obstante que, cuando se trate de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos derivados disponga de protección contra sobrecarga, mientras que un solo dispositivo general, pueda asegurar la protección contra cortocircuitos para todos los circuitos derivados.

Los dispositivos de protección deben ser previstos para interrumpir toda la corriente del cortocircuito en los conductores, antes que ésta pueda causar daños como consecuencia de los defectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones.

Todo dispositivo que asegure la protección contra cortocircuito debe responder a las dos siguientes condiciones:

1. Su poder de ruptura deber ser por lo menos, igual a la corriente de cortocircuito presunta en el punto en que se encuentra instalado. Puede admitirse un dispositivo de poder de ruptura inferior, si hay instalado por delante otro con el poder de ruptura inferior, si hay instalado por delante otro con el poder de ruptura necesario y están coordinados, de forma que la energía que dejan pasar no sea superior a la que soporta sin daño el segundo dispositivo y las canalizaciones protegidas por él.
2. El tiempo de ruptura de toda la corriente resultante de un corto circuito producido en un punto cualquiera del circuito, no debe ser superior al tiempo que se requiere para llevar la temperatura de los conductores al límite admisible.

Consecuencia de los cortocircuitos

Depende de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad.



Según el lugar del defecto, la presencia de un arco puede:

- Degradar los aislantes.
- Fundir los conductores.
- Provocar un incendio o representar un peligro para las personas.

Según el circuito afectado, pueden presentarse:

- Sobreesfuerzos electrodinámicos con deformaciones de los juegos de barras y arrancado o desprendimiento de los cables. Puede haber un sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes.

Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o redes próximas:

- Bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos.
- Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones.
- Inestabilidad dinámica y pérdida de sincronismo de las máquinas.
- Perturbaciones en los circuitos de mando y control.

10.3.3. Cálculo de las intensidades de cortocircuito

Para el diseño de una instalación y elegir adecuadamente los dispositivos de protección debemos conocer las corrientes máximas y mínimas en los distintos niveles.

Corriente de cortocircuito máxima

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida del dispositivo de protección, considerando la configuración de la red y el tipo de cortocircuito de



mayor aporte. En general, en las instalaciones de baja tensión el tipo de cortocircuito de mayor aporte es el trifásico.

Estas corrientes se utilizan para determinar:

- El poder de corte y de cierre de los interruptores.
- Los esfuerzos térmicos y electrodinámicos en los componentes.

El valor de la corriente de cortocircuito máxima se obtiene de la siguiente relación:

$$I_{CC_{max}} = \frac{C \times U_n}{Z_d \times \sqrt{3}}$$

Donde:

$I_{CC_{max}}$: Corriente de cortocircuito eficaz en A.

C: Variación de tensión. Su valor para las instalaciones de baja tensión, a 230/400 V es de 1.

U_n : Tensión entre fases en vacío del secundario del transformador.

Z_d : Impedancia directa por fase de la red aguas arriba del defecto en ohmios.

Una vez que se ha calculado la corriente de cortocircuito máximo, se obtiene el poder de corte, que deberá cumplir la siguiente condición:

$$PdC \geq I_{CC_{max}}$$

Siendo el PdC el poder de corte de los interruptores magnetotérmicos.

Corriente de cortocircuitos mínima

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y el tipo de cortocircuito de menor aporte. En las instalaciones de baja tensión los tipos de cortocircuito de menor aporte son las fases-neutro (circuitos con neutro) o entre dos fases (circuitos sin neutro).

Estas corrientes se utilizan para determinar:



- El ajuste de los dispositivos para la protección de los conductores frente a cortocircuito.
- Tipo de curva del interruptor magnetotérmico.

Esta corriente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{CC_{min}} = \frac{C \times U_n \times \sqrt{3}}{2 \times Z_{dmin} \times Z_o}$$

Donde:

$I_{CC_{min}}$: Corriente de cortocircuito eficaz en A.

C: Variación de tensión. Su valor para instalaciones de baja tensión, a 230/400 V es de 0,95.

U_n : Tensión entre fases en vacío del secundario del transformador.

Z_{dmin} : Impedancia directa en ohmios, teniendo en cuenta la temperatura de cortocircuito que es de 250°C.

Z_o : Impedancia homopolar en ohmios.

Una vez calculada la corriente de cortocircuito mínima, antes de elegir el tipo de curva del interruptor magnetotérmico es necesario calcular su calibre (intensidad nominal). Se acota del siguiente modo:

$$I_{calculado} \leq I_{nominal} \leq I_{admisible}$$

Donde:

- $I_{calculado}$: Es la intensidad prevista partiendo de la previsión de cargas que va a ser alimentada por la línea en la que está la protección, su tensión y el factor de potencia. Por tanto se puede determinar de la siguiente manera:

$$I_{calculado} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\phi}$$



- Iadmisible: Es la máxima intensidad que puede circular por el cable sin que sufra daños irreversibles. Se obtiene de la tabla 1 de la instrucción 19 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para el caso de instalaciones interiores. En nuestro caso en esta tabla se buscarán los valores correspondientes a los valores de los cables con protección XLPE teniendo en cuenta que la mayoría circulan por bandeja. Dentro del intervalo que nos ofrecen estos dos valores se escoge el que más convenga dentro de los valores normalizados.

Finalmente ya se puede conocer el tipo de curva del interruptor magnetotérmico de la siguiente manera:

- Iccmin Mayor o igual que 5 In: La curva es de tipo B.
- Iccmin Mayor o igual que 10 In: La curva es de tipo C.
- Iccmin Mayor o igual que 20 In: La curva es de tipo D.

Cálculo de las impedancias

Este apartado es el correspondiente al cálculo de Z_d (impedancia directa). Cada constituyente de una red de baja tensión se caracteriza por una impedancia Z compuesta de:

- Un elemento resistivo puro R .
- Un elemento inductivo puro X , llamado reactancia.

El método consiste en descomponer la red en trozos y en calcular para cada uno de ellos los valores de R y X ; después se suman aritméticamente por separado.

$$Z_d = Z_a + Z_t + Z_l + Z_{aut}$$

Pasamos a calcular el valor de cada una de estas impedancias:

-Cálculo de Z_a :

Esta impedancia representa la línea de media o alta tensión que llega al transformador. La potencia de cortocircuito de la red es un dato ya calculado en el apartado correspondiente al dimensionamiento del transformador del presente proyecto el cual es $S_{cc} = 350 \text{ MVA}$.



Despreciando la resistencia frente a la reactancia se puede calcular la impedancia de la red aguas arriba llevada al secundario del transformador:

$$Z_a = U_{cc} \times U^2 / S_{cc}$$

Donde:

U: Tensión en vacío del secundario del transformador en voltios.

S_{cc}: Potencia de cortocircuito en MVA.

Z_a: Impedancia aguas arriba del defecto jΩ. Es totalmente inductiva.

-Cálculo de Z_t:

Esta impedancia representa al transformador de distribución. Para el cálculo aproximado, se puede igualmente despreciar la resistencia debida a las pérdidas en el cobre según la relación:

$$Z_t = U_{cc} \times U^2 / S$$

Dónde:

U_{cc}: Tensión de cortocircuito en %. En nuestro caso 6.

S: Potencia nominal del transformador en Kva.

Z_t: Impedancia del transformador en jΩ. Es totalmente inductiva.

La resistencia del transformador se puede considerar despreciable. La resistencia y reactancia de toda la aparamenta de alta tensión también lo podemos considerar despreciable.

-Cálculo de Z_l:



Esta impedancia representa a los conductores de la instalación. La resistencia de los conductores se calculará según la fórmula:

$$R = \rho \times \frac{L}{S}$$

Donde:

R: Resistencia del conductor en ohmios.

ρ : Resistividad del material. La de un conductor de cobre a 20°C es de 0,01724 $\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$ y la de un conductor de aluminio a 20°C es de 0,02857 $\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$.

L= Longitud del conductor.

S= Sección por fase del conductor.

Para secciones iguales o inferiores a 150mm². se podrá despreciar siempre la reactancia de la línea.

-Cálculo de Zaut:

Esta impedancia representa los automatismos (protecciones, relés, bobinas...) de aguas arriba. El valor de la impedancia de cada automatismo es de 0,15 j m Ω .

$$Z_{\text{aut}} = \text{Número de automatismos} \times 0,15 \text{jm}\Omega$$

En el número de automatismos se incluye el que se está calculando, así como otros de otra índole, como diferenciales, etc.

-Cálculo de Zd_{min}:

Con el objetivo de determinar la curva del interruptor magnetotérmico, se procede a calcular la nueva impedancia directa, la cual será menor a la anteriormente calculada debido al coeficiente por el que se multiplica a uno de sus componentes. Para ello se debe tener en cuenta la impedancia directa de la línea más desfavorable, es decir,



también hay que tener en cuenta las impedancias aguas abajo. Otra novedad es que para calcular la nueva impedancia de la línea, hay que calcularla a temperatura de cortocircuito (250°C). Para ello se hace la siguiente transposición:

$$Z_{l_{250^{\circ}\text{C}}} = Z_{l_{20^{\circ}\text{C}}} \times (1 + \alpha \Delta T)$$

Donde:

$$\alpha = 4 \times 10^{-3}$$

$$\Delta T = 250^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C} = 230^{\circ}\text{C}.$$

Por tanto:

$$Z_{d_{\min}} = Z_a + Z_t + Z_{l_{250^{\circ}\text{C}}} + Z_{\text{aut}}$$

-Cálculo de Z_o (impedancia homopolar):

En este caso también se calcula la impedancia al final de la línea. Para lo cual utilizamos la siguiente fórmula:

$$Z_o = Z_{a0} + Z_{t0} + Z_{l0} + Z_{\text{auto}}$$

Donde:

$$Z_{a0} = 0$$

$$Z_{t0} = Z_t$$

$$Z_{l0} = 3 \times Z_{l_{250^{\circ}\text{C}}}$$

$$Z_{\text{auto}} = 3 \times Z_{\text{aut}}$$

Por lo cual sustituyendo en la anterior fórmula obtenemos:

$$Z_o = Z_t + 3 \times Z_{l_{250^{\circ}\text{C}}} + 3 \times Z_{\text{auto}}$$

10.3.4. Coordinación de protecciones

Si el dispositivo de protección contra las sobrecargas posee un poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito supuesta en el punto donde éste instalado, se considera que asegura igualmente la protección contra las corrientes de



cortocircuito de la canalización situada en el lado de carga de este punto (puede no ser válido para interruptores automáticos no limitadores, cuyo caso habría que verificar la condición de tiempo máximo de disparo).

Cuando se utilizan protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos por protecciones distintas, las características de los dispositivos deben estar coordinadas, de tal forma que la energía que deja pasar el dispositivo de protección contra los cortocircuitos no sea superior a la que pueda soportar sin daño el dispositivo de protección contra las sobrecargas.

10.4. Protección de las personas

Siempre que existan entre dos puntos una diferencia de potencial y un elemento conductor que los una entre sí, se establecerá una corriente eléctrica entre ellos. La circulación de la corriente por las personas, se puede producir de dos formas posibles:

- Cuando las personas se pongan en contacto directo con una parte eléctrica que normalmente estará en tensión (Contacto Directo) debido a que un conductor descubierto se ha hecho accesible por ruptura, defecto en el aislamiento, etc.
- Cuando la persona se pone en contacto con una parte metálica que accidentalmente se encuentran bajo tensión (Contacto Indirecto), como puede ser la carcasa conductora de un motor o máquina, etc., que puedan quedar bajo tensión por un defecto en el aislamiento, por confusión en la conexión del conductor de protección con el de fase activa.

Se han realizado diversos estudios para determinar con exactitud, los valores peligrosos de intensidad y tiempo, trazándose de esta forma curvas límites de tiempo-corriente para diferentes grados de peligrosidad. En general, valores inferiores a 30mA se ha comprobado que no son peligrosos para el hombre, así como tiempos inferiores a 30 ms.

Como es lógico, los valores de esta intensidad dependerán de los de la tensión existente y de la resistencia eléctrica del cuerpo humano. Las distintas precauciones que se emplean tenderán a limitar la tensión de contacto. El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión fija estos valores en:

Locales o emplazamientos húmedos: 24V

En los demás casos: 50V

El grado de peligrosidad de la corriente eléctrica para la persona que pueda establecer contacto directo o indirecto, dependerá de factores fisiológicos, e incluso de su estado concreto en el momento del contacto; sin embargo, al margen de ello, a nivel general,



se puede decir que depende del valor de la corriente que pasa por él y de la duración de la misma.

10.4.1. Protección contra contactos directos

Para que se pueda considerar correcta la protección contra contactos directos, se tomarán en cuenta las siguientes medidas:

- Alejamiento de las partes activas de la instalación, eliminando la posibilidad de un contacto fortuito con las manos o por la manipulación de objetos conductores cuando estos se utilicen habitualmente cerca de la instalación.
- Interposición de obstáculos que impidan todo contacto accidental con las partes activas de la instalación. Por ejemplo, armarios eléctricos aislantes o barreras de protección. Si los obstáculos son metálicos, se deben tomar también de protecciones previstas contra contactos indirectos en los mismos.
- Recubrimiento de las partes activas de la instalación por medio de un aislamiento apropiado capaz de conservar sus propiedades con el tiempo. No se consideran materiales aislantes apropiados la pintura, los barnices, las lacas o productos similares. En esta instalación se adoptará principalmente el indicado en el tercer apartado, es decir, todos los conductores activos estarán recubiertos por aislamientos apropiados.

10.4.2. Protección contra contactos indirectos

Los sistemas de protección contra estos contactos están fundamentados en estos tres principios:

- Impedir la aparición de defectos mediante aislamientos complementarios.
- Hacer que el contacto eléctrico no sea peligroso mediante el uso de tensiones no peligrosas.
- Limitar la duración del contacto a la corriente mediante dispositivos de corte.

Las medidas de protección contra contactos indirectos, pueden ser de las siguientes clases:

- Clase A: Esta medida consiste en tomar disposiciones destinadas a suprimir el riesgo mismo, haciendo que los contactos no sean peligrosos, o bien, impidiendo los contactos simultáneos entre las masas y los elementos conductores, entre los cuales puede aparecer una diferencia de potencial peligrosa.



- Clase B: Esta medida consiste en la puesta a tierra directa o la puesta a neutro de las masas, asociándola a un dispositivo de corte automático que origine la desconexión de la instalación defectuosa.

Adoptaremos una protección contra contactos indirectos de la clase B, conductores de protección puestos a tierra, combinados con interruptores diferenciales. Las tomas de tierra tienen como objetivo evitar que cualquier equipo descargue su potencial eléctrico a tierra, a través de nuestro cuerpo. En condiciones normales, cualquier equipo puede tener en sus partes metálicas una carga eléctrica, bien por electricidad estática o bien por una derivación, para evitar precisamente una descarga eléctrica cuando se toca dicho equipo se exige que este tenga sus partes metálicas puestas a tierras. El valor mínimo de la corriente de defecto, a partir de la cual el interruptor diferencial debe desconectar automáticamente, en un tiempo conveniente, la instalación a proteger, determina la sensibilidad de funcionamiento del aparato. La elección de la sensibilidad del interruptor diferencial que debe utilizarse en cada caso, viene determinada por la resistencia de tierra de las masas, medida en cada punto de conexión de las mismas. Debe cumplir la relación:

En locales secos: $R \leq (50 / I_s)$

En locales húmedos o mojados: $R \leq (24 / I_s)$

Siendo la I_s la sensibilidad en miliamperios.

10.5. Solución adoptada

La solución adoptada consiste en colocar un interruptor general automático a la entrada del cuadro general de distribución y un interruptor diferencial, a la salida de cada línea se colocará un interruptor magnetotérmico.

En los cuadros auxiliares se colocará un interruptor de corte o un seccionador de corte en carga a la entrada del cuadro; a la salida de cada línea se colocarán un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial.

Se instalarán interruptores diferenciales de diferentes sensibilidades según sea el caso:

En líneas de fuerza $I_s = 300\text{mA}$

En líneas de alumbrado $I_s = 30\text{ mA}$

Estos interruptores magnetotérmicos irán asociados a las puestas a tierra de las masas.



A su elección se tendrá en cuenta, aparte del calibre y del poder de corte, la selectividad y las curvas de limitación de los mismos que aparecen en los catálogos comerciales.

La protección diferencial se incluye en todas las derivaciones del embarrado y cuadros auxiliares que siguen a estas derivaciones, de forma que no pueda tener lugar ninguna electrocución o defecto peligroso.

La protección diferencial debe ser selectiva para lo cual se debe dotar a los diferenciales situados en cabecera de línea del retraso correspondiente en función de los diferenciales colocados en dichas líneas aguas abajo.

Las características de las protecciones utilizadas son las siguientes:

Cuadro general de distribución

Entrada

- Interruptor automático magnetotérmico: Sección del cable: 3 x 3 x 240/240 mm².

Características principales:

- Calibre: 600 A.
- Poder de corte: 10 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: C

Salidas

Línea Cuadro auxiliar 1: Sección del cable: 3 x 10/10 +TT 10 mm².

- Interruptor diferencial:



Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 2: Sección del cable: 3 x 2,5/2,5 +TT 2,5 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.



- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 3: Sección del cable: 3 x 16/16 +TT 10 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 4: Sección del cable: 3 x 25/16 +TT 10 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:



- Calibre: 120 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 120 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 5: Sección del cable: 3 x 16/16 +TT 10 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 100 A.



- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 6: Sección del cable: 3 x 16/16 +TT 10 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 7: Sección del cable: 3 x 6/6 +TT 6 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:



- Calibre: 40 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 40 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 8: Sección del cable: 3 x 2,5/2,5 +TT 2,5 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 20 A.



- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Línea Cuadro auxiliar 9: Sección del cable: 3 x 6/6 +TT 6 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 40 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 40 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Sub cuadro placas solares: Sección del cable: 3 x 4/4 +TT 4 mm².

- Interruptor diferencial:

Características principales:



- Calibre: 32 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,3s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: C

Cuadro auxiliar 1

Entrada

- Telerruptor automático: Sección del cable: 3 x 10/10 +TT 10 mm².

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 32 A.



- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

Salidas:

Circuito A1: Sección del cable: 1 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A2: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 2 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A3: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 2 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A4: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 2 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A5: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 2 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A6: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 2 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Cuadro auxiliar 2

Entrada:

- Telerruptor automático: Sección del cable: 1 x 2,5/2,5 +TT 2,5 mm².

Características principales:

- Calibre: 15 A.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 2 A.



- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A7: Sección del cable: 1 x 2.5 +TT 2.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito E1: Sección del cable: 1 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 2 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: C

Cuadro auxiliar 3:

Entrada:

- Seccionador: Sección del cable: 1 x 16/16 +TT 10 mm².



Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 63 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 40 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A8: Sección del cable: 1 x 2.5 +TT 2.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:



Características principales:

- Calibre: 25 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A9: Sección del cable: 3 x 2.5 +TT 2.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: C

Circuito A10: Sección del cable: 3 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A11: Sección del cable: 3 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A12: Sección del cable: 1 x 2.5 +TT 2.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito E2: Sección del cable: 1 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Cuadro auxiliar 4:

Entrada:

- Seccionador: Sección del cable: 1 x 25/25 +TT 16 mm².



Características principales:

- Calibre: 120 A.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 50 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 50 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 1 A.



- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A13: Sección del cable: 3 x 2.5 +TT 2.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 25 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A14: Sección del cable: 3 x 2.5 +TT 2.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 25 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A15: Sección del cable: 3 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 25 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A16: Sección del cable: 3 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 25 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A17: Sección del cable: 1 x 4 +TT 4 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito E3: Sección del cable: 1 x 1.5 +TT 1.5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 1 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Cuadro auxiliar 5:

Entrada:

- Seccionador: Sección del cable: 3 x 16/16 +TT 10 mm².

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 63 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 25 A.



- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A18: Sección del cable: 3 x 10 +TT 10 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 63 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A19: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 6 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A20: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 6 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A21: Sección del cable: 1 x 4 +TT 4 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito E4: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 1 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Cuadro auxiliar 6:

Entrada:

- Seccionador: Sección del cable: 3 x 16/16 +TT 10 mm².

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 100 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 20 A.



- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A22: Sección del cable: 3 x 10 +TT 10 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 63 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A23: Sección del cable: 3 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 10 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A24: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 6 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A25: Sección del cable: 1 x 4 +TT 4 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito E5: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 1 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Cuadro auxiliar 7:

Entrada:

- Telerruptor automático: Sección del cable: 1 x 6/6 +TT 6 mm².

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 6 A.



- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A26: Sección del cable: 1 x 2,5 +TT 2,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: C

Circuito A27: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 3 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A28: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 3 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Cuadro auxiliar 8:

Entrada:

- Telerruptor automático: Sección del cable: 3 x 2,5/2,5 +TT 2,5 mm².

Características principales:

- Calibre: 50 A.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 6 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 40 A.



- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A29: Sección del cable: 3 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: D

Circuito A30: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:



- Calibre: 13 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A31: Sección del cable: 1 x 2,5 +TT 2,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: C

Circuito E6: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: C

Cuadro auxiliar 9:

Entrada:

- Telerruptor automático: Sección del cable: 1 x 6/6 +TT 6 mm².



Características principales:

- Calibre: 25 A.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 6 A.
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1s.
- Nº de polos: I + N.

Salidas:

Circuito A32: Sección del cable: 1 x 4 +TT 4 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:



Características principales:

- Calibre: 20 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A33: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 3 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

Circuito A34: Sección del cable: 1 x 1,5 +TT 1,5 mm².

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 1 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: I + N.
- Curva: D

11. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

11.1. Disposiciones oficiales



En la redacción de este proyecto se han tenido en cuenta todas las especificaciones relativas a centros de transformación contenidas en los reglamentos y disposiciones siguientes:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Normas UNE y Recomendaciones UNESA.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía
- Eléctrica.
- Normas técnicas de la edificación NTE.
- Normas particulares de Iberdrola.
- Condiciones impuestas por las entidades públicas afectadas.

11.2. Tipos de centro de transformación

Cuando se trata de alimentar a diversos abonados en baja tensión, la empresa distribuidora, instala un CT de potencia adecuada al consumo previsto del conjunto de abonados. Por tanto, el CT es propiedad de la empresa suministradora de electricidad la cual efectúa su explotación y mantenimiento, y se responsabiliza de su funcionamiento. Por tanto, este CT forma parte de la red de distribución también denominada “red pública”.

Ahora bien, a partir de determinada potencia y /o consumo existe la opción de contratar el suministro de energía directamente en media tensión. En este caso, el abonado debe instalar su propio CT y realizar su explotación y mantenimiento. Se habla pues de un “CT de abonado”. Como el precio de la energía en media tensión es más bajo que en baja tensión, a partir de ciertas potencias (KVA) y /o consumos (KWH) resulta más favorable contratar el suministro en media tensión, aun teniendo en cuenta el coste del CT y su mantenimiento (ambos a cargo del abonado). Esta opción de CT propio presenta otras ventajas adicionales:

-Independencia respecto de otros abonados de baja tensión.



-Poder elegir el régimen de neutro de baja tensión más conveniente, aspecto importante para ciertas industrias, en las que la continuidad de servicio puede ser prioritaria.

-Poder construir el CT, ya previsto para futuras ampliaciones.

11.3. Emplazamiento y situación

El centro de transformación se encuentra en la parte trasera de la nave, en un local exclusivamente destinado a su uso. Concretamente se encuentra cercano al límite de la parcela, detrás del cuarto eléctrico, por si quedan dudas de su ubicación podemos consultar el plano de la parcela.

11.4. Obra civil

11.4.1. Local

La caseta será de construcción prefabricada de hormigón tipo EHC-3T1D con una puerta peatonal de Schneider Electric, de dimensiones 3.760 x 2.500 y altura útil 2.535 mm, cuyas características se describen en esta memoria.

El acceso al C.T. estará restringido al personal de la Compañía Eléctrica suministradora y al personal de mantenimiento especialmente autorizado. Se dispondrá de una puerta peatonal cuyo sistema de cierre permitirá el acceso a ambos tipos de personal, teniendo en cuenta que el primero lo hará con la llave normalizada por la Compañía Eléctrica.

11.4.2. Características del local

Se tratará de una construcción prefabricada de hormigón compacto modelo EHC de Schneider Electric.

Las características más destacadas del prefabricado de la serie EHC serán:

Compacidad

Esta serie de prefabricados se montarán enteramente en fábrica. Realizar el montaje en la propia fábrica supondrá obtener:



- Calidad en origen
- Reducción del tiempo de instalación.
- Posibilidad de posteriores traslados.

Facilidad de instalación

La innecesaria cimentación y el montaje en fábrica permitirán asegurar una cómoda y fácil instalación.

Material

El material empleado en la fabricación de las piezas (bases, paredes y techos) es hormigón armado. Con la justa dosificación y el vibrado adecuado se conseguirán unas características óptimas de resistencia característica (superior a 250 Kg/cm² a los 28 días de su fabricación) y una perfecta impermeabilización.

Equipotencialidad

La propia armadura de mallazo electrosoldado garantizará la perfecta equipotencialidad de todo el prefabricado. Como se indica en la RU 1303A, las puertas y rejillas de ventilación no estarán conectadas al sistema de equipotencial. Entre la armadura equipotencial, embebida en el hormigón, y las puertas y rejillas existirá una resistencia eléctrica superior a 10.000 ohmios (RU 1303A).

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial será accesible desde el exterior.

Impermeabilidad

Los techos estarán diseñados de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua sobre éstos, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.

Grados de protección



Serán conformes a la UNE 20324/93 de tal forma que la parte exterior del edificio prefabricado será de IP23, excepto las rejillas de ventilación donde el grado de protección será de IP33.

Los componentes principales que formarán el edificio prefabricado son los que se indican a continuación:

Envolvente

La envolvente (base, paredes y techos) de hormigón armado se fabricará de tal manera que se cargará sobre camión como un solo bloque en la fábrica.

La envolvente estará diseñada de tal forma que se garantizará una total impermeabilidad y equipotencialidad del conjunto, así como una elevada resistencia mecánica.

En la base de la envolvente irán dispuestos, tanto en el lateral como en la solera, los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión. Estos orificios son partes debilitadas del hormigón que se deberán romper (desde el interior del prefabricado) para realizar la acometida de cables.

Suelos

Estarán constituidos por elementos planos prefabricados de hormigón armado apoyados en un extremo sobre unos soportes metálicos en forma de U, los cuales constituirán los huecos que permitirán la conexión de cables en las celdas. Los huecos que no queden cubiertos por las celdas o cuadros eléctricos se taparán con unas placas fabricadas para tal efecto. En la parte frontal se dispondrán unas placas de peso reducido que permitirán el acceso de personas a la parte inferior del prefabricado a fin de facilitar las operaciones de conexión de los cables.

Ventilación y puertas

Estarán construidas en chapa de acero galvanizado recubierta con pintura epoxy. Esta doble protección, galvanizado más pintura, las hará muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

Las puertas estarán abisagradas para que se puedan abatir 180º hacia el exterior, y se podrán mantener en la posición de 90º con un retenedor metálico.



11.5. Instalación eléctrica

11.5.1. Características de la red de alimentación

La red de alimentación al centro de transformación será de tipo subterráneo a una tensión de 13.2 kV y 50 Hz de frecuencia.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación será de 350 MVA, según datos proporcionados por la Compañía suministradora.

11.5.2. Características de la aparamenta de alta tensión

11.5.2.1. Celdas

Celda de línea

Celda Schneider Electric de interruptor-seccionador gama SM6, modelo IM, de dimensiones: 375 mm de anchura, 940 mm de profundidad, 1.600 mm de altura, y conteniendo:

- Juego de barras tripolar de 400 A.
- Interruptor-seccionador de corte en SF6 de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA.
- Seccionador de puesta a tierra en SF6.
- Indicadores de presencia de tensión.
- Mando CIT manual.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Bornes para conexión de cable.

Estas celdas estarán preparadas para una conexión de cable seco monofásico de sección máxima de 240 mm².

Celda de protección con interruptor-fusibles combinado



Celda Schneider Electric de protección general con interruptor y fusibles combinados gama SM6, modelo QM, de dimensiones: 375 mm de anchura, 940 mm de profundidad y 1.600 mm de altura, conteniendo:

- Juego de barras tripolar de 400 A, para conexión superior con celdas adyacentes.
- Interruptor-seccionador en SF6 de 400 A, tensión de 24 kV y 16 kA., equipado con bobina de apertura a emisión de tensión a 220 V 50 Hz.
- Mando CI1 manual de acumulación de energía.
- Tres cortacircuitos fusibles de alto poder de ruptura con baja disipación térmica tipo MESA CF (DIN 43625), de 24kV, y calibre 40 A.
- Señalización mecánica de fusión fusibles.
- Indicadores de presencia de tensión con lámparas.
- Embarrado de puesta a tierra.
- Seccionador de puesta a tierra de doble brazo (aguas arriba y aguas abajo de los fusibles).
- Enclavamiento por cerradura tipo C4 impidiendo el cierre del seccionador de puesta a tierra y el acceso a los fusibles en tanto que el disyuntor general B.T. no esté abierto y enclavado. Dicho enclavamiento impedirá además el acceso al transformador si el seccionador de puesta a tierra de la celda QM no se ha cerrado previamente.

Celda de medida

Celda Schneider Electric de medida de tensión e intensidad con entrada y salida inferior por cable gama SM6, modelo GBC2C, de dimensiones: 750 mm de anchura, 1.038 mm de profundidad, 1.600 mm de altura, y conteniendo:

- Juegos de barras tripolar de 400 A y 16 kA.
- Entrada y salida por cable seco.
- 3 Transformadores de intensidad de relación 20-40/5A, 10VA CL.0.5S, Ith=200In y aislamiento 24 kV.
- 3 Transformadores de tensión unipolares, modelo de alta seguridad (antiexplosivos), de relación 13.200:V3-22.000:V3/110:V3, 25VA, CL0.2, Ft= 1,9 y aislamiento 24 kV.

Características generales celdas SM6



- Tensión asignada: 24 kV.
- Tensión soportada entre fases, y entre fases y tierra:
A frecuencia industrial (50 Hz), 1 minuto: 50 kV ef.
A impulso tipo rayo: 125 kV cresta.
- Intensidad asignada en funciones de línea: 400-630 A.
- Intensidad asignada en interruptores automáticos: 400-630 A.
- Intensidad asignada en ruptofusibles: 200 A.
- Intensidad nominal admisible durante un segundo: 16 kA ef.
- Valor de cresta de la intensidad nominal admisible: 40 kA cresta,
Es decir, 2.5 veces la intensidad nominal admisible de corta duración.
- Grado de protección de la envolvente: IP307 según UNE 20324.
- Puesta a tierra.

El conductor de puesta a tierra estará dispuesto a todo lo largo de las celdas según UNE-EN 62271-200, y estará dimensionado para soportar la intensidad admisible de corta duración.

- Embarrado.

El embarrado estará sobredimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar y que se detallan en el apartado de cálculos.

11.5.3. Transformador

Será una máquina trifásica reductora de tensión, referencia JLJ3SE0400EZ, siendo la tensión entre fases a la entrada de 13.2 kV y la tensión a la salida en vacío de 420V entre fases y 242 V entre fases y neutro (*).

El transformador a instalar tendrá el neutro accesible en baja tensión y refrigeración natural (AN), modelo TRIHAL de Schneider Electric, encapsulado en resina epoxy (aislamiento seco-clase F).



El transformador tendrá los bobinados de AT encapsulados y moldeados en vacío en una resina epoxi con carga activa compuesta de alúmina trihidratada, consiguiendo así un encapsulado ignifugado autoextinguible.

Los arrollamientos de A.T. se realizarán con bobinado continuo de gradiente lineal sin entrecapas, con lo que se conseguirá un nivel de descargas parciales inferior o igual a 10 pC. Se exigirá en el protocolo de ensayos que figuren los resultados del ensayo de descargas parciales.

Por motivos de seguridad en el centro se exigirá que los transformadores cumplan con los ensayos climáticos definidos en el documento de armonización HD 464 S1:

- Ensayos de choque térmico (niveles C2a y C2b),
- Ensayos de condensación y humedad (niveles E2a y E2b),
- Ensayo de comportamiento ante el fuego (nivel F1).

No se admitirán transformadores secos que no cumplan estas especificaciones.

Sus características mecánicas y eléctricas se ajustarán a la Norma UNE 21538, siendo las siguientes:

- Potencia nominal: 400 kVA.
- Tensión nominal primaria: 13.200 V.
- Regulación en el primario: +/-2,5%, +/-5%.
- Tensión nominal secundaria en vacío: 420 V.
- Tensión de cortocircuito: 6 %.
- Grupo de conexión: Dyn11.
- Nivel de aislamiento:
 - Tensión de ensayo a onda de choque 1,2/50 s 95 kV.
 - Tensión de ensayo a 50 Hz, 1 min, 50 kV.

(*)Tensiones según:

- UNE 21301
- UNE 21538 (96)(HD 538.1 S1)



11.5.3.1. Conexión en el lado de alta tensión

Juego de puentes III de cables AT unipolares de aislamiento seco RHZ1, aislamiento 12/20 kV, de 95 mm² en Al con sus correspondientes elementos de conexión.

11.5.3.2. Conexión en el lado de baja tensión

La derivación individual será subterránea, con una longitud de 10 m, se tratará de 1 cable unipolares de 240 mm² por fase más 1 conductor para el neutro de 240 mm², de cobre y XLPE.

La distribución de la potencia del centro de transformación al C.G.D. la haremos llegar mediante una línea subterránea que partirá del centro de transformación.

$L = 10\text{m}$

Caída de tensión en el conductor (EV) = 0,84 V

Caída de tensión en tanto por ciento (EV) (%) = 0,21 %

11.5.3.3. Dispositivo térmico de protección

Equipo de sondas PTC y Convertidor Z, para protección térmica de transformador, incorporado en el mismo, y sus conexiones a la alimentación y al elemento disparador de la protección correspondiente, debidamente protegidas contra sobrecargas, instalados.

11.5.4. Características material vario de Alta Tensión

11.5.4.1. Embarrado general celdas sm6

El embarrado general de las celdas SM6 se construye con tres barras aisladas de cobre dispuestas en paralelo.



11.5.4.2. Piezas de conexión celdas sm6

La conexión del embarrado se efectúa sobre los bornes superiores de la envolvente del interruptor-seccionador con la ayuda de repartidores de campo con tornillos imperdibles integrados de cabeza allen de M8. El par de apriete será de 2.8 m.da.N.

11.5.5. Medida de la Energía Eléctrica.

La medida de energía se realizará mediante un cuadro de contadores conectado al secundario de los transformadores de intensidad y de tensión de la celda de medida.

El cuadro de contadores estará formado por un armario de doble aislamiento de HIMEL modelo PLA-773T/AT-ID de dimensiones 750 mm de alto x 750 mm de ancho y 320 mm de fondo, equipado de los siguientes elementos:

- Contador electrónico de energía eléctrica clase 0.2 con medida:
 - Activa: bidireccional
 - Reactiva: dos cuadrantes
- Registrador local de medidas con capacidad de lectura directa de la memoria del contado. Registro de curvas de carga horaria y cuarto horaria.
- Modem para comunicación remota.
- Regleta de comprobación homologada.
- Elementos de conexión.
- Equipos de protección necesarios.

11.5.6. Puesta a Tierra

11.5.6.1. Tierra de Protección.

Se conectarán a tierra los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.



11.5.6.2. Tierra de Servicio

Se conectarán a tierra el neutro del transformador y los circuitos de baja tensión de los transformadores del equipo de medida, según se indica en el apartado de "Cálculo de la instalación de puesta a tierra" de este proyecto.

11.5.6.3. Tierras interiores

Las tierras interiores del centro de transformación tendrán la misión de poner en continuidad eléctrica todos los elementos que deban estar conectados a tierra con sus correspondientes tierras exteriores.

La tierra interior de protección se realizará con cable de 50 mm^2 de cobre desnudo formando un anillo. Este cable conectará a tierra los elementos indicados en el apartado anterior e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

La tierra interior de servicio se realizará con cable de 50 mm^2 de cobre aislado formando un anillo. Este cable conectará a tierra los elementos indicados en el apartado anterior e irá sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión, conectando el anillo al final a una caja de seccionamiento con un grado de protección IP54.

Las cajas de seccionamiento de la tierra de servicio y protección estarán separadas por una distancia mínima de 1 m.

11.5.7. Instalaciones secundarias

Alumbrado

En el interior del centro de transformación se instalará un mínimo de dos puntos de luz capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.



Se dispondrá también un punto de luz de emergencia y señalización de carácter autónomo que señalará los accesos al centro de transformación, de 100 Lm y 6 W.

Protección contra Incendios

De acuerdo con la instrucción MIERAT 14, se dispondrá como mínimo de un extintor de eficacia equivalente 89 B.

Ventilación

La ventilación del centro de transformación se realizará mediante las rejas de entrada y salida de aire dispuestas para tal efecto.

Estas rejas se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

La justificación técnica de la correcta ventilación del centro se encuentra en el apartado cálculos de este proyecto.

Seguridad en celdas sm6

Las celdas tipo SM6 dispondrán de una serie de enclavamientos funcionales que responden a los definidos por la Norma UNE-EN 62271-200, y que serán los siguientes:

- Sólo será posible cerrar el interruptor con el seccionador de tierra abierto y con el panel de acceso cerrado.
- El cierre del seccionador de puesta a tierra sólo será posible con el interruptor abierto.
- La apertura del panel de acceso al compartimento de cables sólo será posible con el seccionador de puesta a tierra cerrado.
- Con el panel delantero retirado, será posible abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, pero no será posible cerrar el interruptor.

Además de los enclavamientos funcionales ya definidos, algunas de las distintas funciones se enclavarán entre ellas mediante cerraduras según se indica en anteriores apartados.



Protecciones de los elementos en centro de transformación

Entrada:

-Interruptor automático magnetotérmico: 3x50/25+TT 50 mm²

Características:

- Calibre: 16 A
- Poder de corte: 25 KA
- Nº de polos: 4
- Curva B

Salidas:

-Interruptor diferencial:

Características:

- Calibre: 25 A
- Sensibilidad: 30 mA retardo 0,1 s.
- Nº de polos: 4

Circuito alumbrado CT:

-Interruptor automático magnetotérmico: 1x1,5/1,5+TT 1,5 mm²

Características:

- Calibre: 4 A
- Poder de corte: 25 KA
- Nº de polos: 2
- Curva C



Circuito emergencia CT:

-Interruptor automático magnetotérmico: 1x1,5/1,5+TT 1,5 mm²

Características:

- Calibre: 1 A
- Poder de corte: 25 KA
- Nº de polos: 2
- Curva C

Circuito enchufes CT:

-Interruptor automático magnetotérmico: 1x2,5/2,5+TT 2,5 mm²

Características:

- Calibre: 6 A
- Poder de corte: 25 KA
- Nº de polos: 4
- Curva C



12. DIAGRAMA DE GANTT

A continuación podemos ver el diagrama de Gantt, donde se aprecian los días estimados para la construcción de las instalaciones desarrolladas en este proyecto.

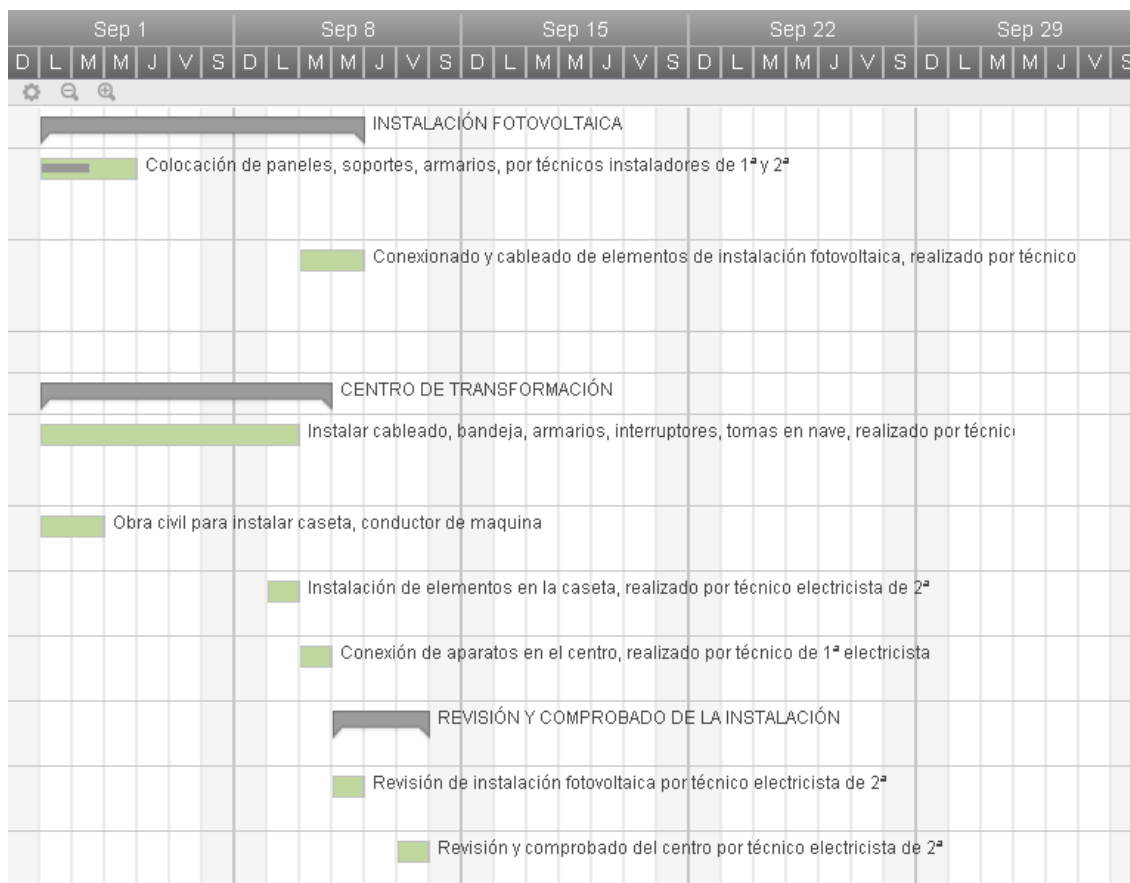


Diagrama de Gantt.



CÁLCULOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO

Nº 2:

CÁLCULOS



CÁLCULOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

CÁLCULOS INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA



ÍNDICE

1. ANCLAJE DE LOS PANELES	1
2. ESTUDIO ESTRUCTURAL.....	5
3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES	7
3.1. Conductores de Corriente Continua.....	7
3.2. Conductores de Corriente Alterna.	10
3.3. Solución empleada	11
4. PROTECCIONES INSTALADAS	11

1. ANCLAJE DE LOS PANELES

En esta sección se muestra el diseño del sistema de sujeción de los paneles fotovoltaicos así como el cálculo estructural enfocado a comprobar si la estructura de la nave industrial permite la instalación de los paneles sin más o si será necesario reforzarla. Para el cálculo de cargas se ha realizado un cálculo inicial y una comparación de los valores obtenidos con los valores de referencia dados por los fabricantes en las especificaciones de sus materiales. La estructura de cada una de las dos cubiertas es la que se puede ver en la figura 1.

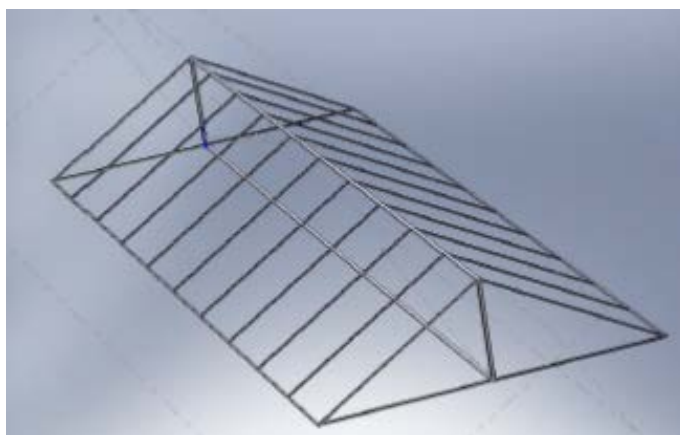


Figura 1. Estructura de apoyo de la cubierta.

Los paneles llevan en su parte posterior cuatro taladros de anclaje situados en el marco exterior. Mediante tornillos se unirán estos con carriles de la marca Hilti diseñados para este tipo de aplicaciones. El modelo a utilizar será el MQ 41/3, con longitud de 6 metros, figura 2.



Figura 2. Carriles de sujeción.

Dichos carriles van anclados a las correas de la cubierta mediante unas chapas atornilladas de diseño específico y que se encargarán a medida. Con esto se consigue una gran solidez en la instalación frente a cualquier tipo de carga. En la figura 3 podemos ver el modelo tridimensional de los carriles de unión.



Figura 3. Figura 3D de los carriles de unión.

La parte superior permite unir, mediante tornillos con arandelas, los paneles fotovoltaicos al carril, mientras que la inferior tiene zonas taladradas para atornillar las chapas. La situación de los carriles es la que puede verse en la figura, perpendiculares a las correas de la cubierta. Puesto que cada carril mide 6 metros, para cada grupo se soldarán cuatro carriles enteros más uno cortado de un metro, de manera que se tenga una sola pieza que recorra los 25 metros de cubierta. El número total de carriles a utilizar será, por tanto, de 34 (Utilizamos los recortes de cada metro).



Figura 4. Detalle de la estructura con los carriles de unión.

La separación entre los carriles es la adecuada para que cada pareja coincida con los marcos de cada rama de paneles. Esto supone una separación entre las caras externas de los carriles de una línea de 1662 mm y una separación entre los carriles de dos ramas contiguas de 500 mm. La sujeción de los carriles, como se ha dicho anteriormente, se realiza mediante chapas de unión. Se utilizarán aproximadamente 4 chapas de unión como la correspondiente a la figura 5 por cada panel.

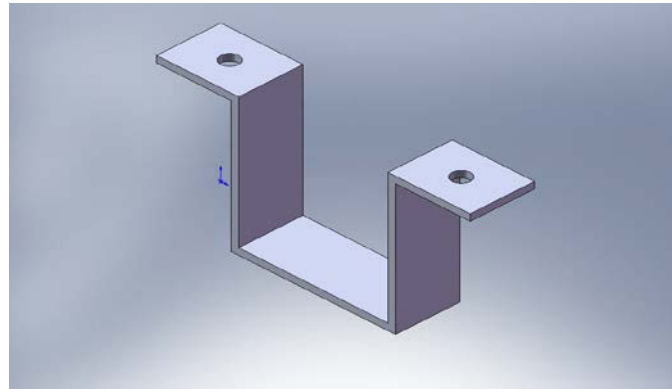


Figura 5. Modelo 3D de la chapa de unión.

La figura 5 muestra la chapa que se ha diseñado con el fin de sujetar los carriles convenientemente. En los taladros se introducirá un tornillo que se fijará con una tuerca. A continuación se muestra la unión de todos los elementos de sujeción:

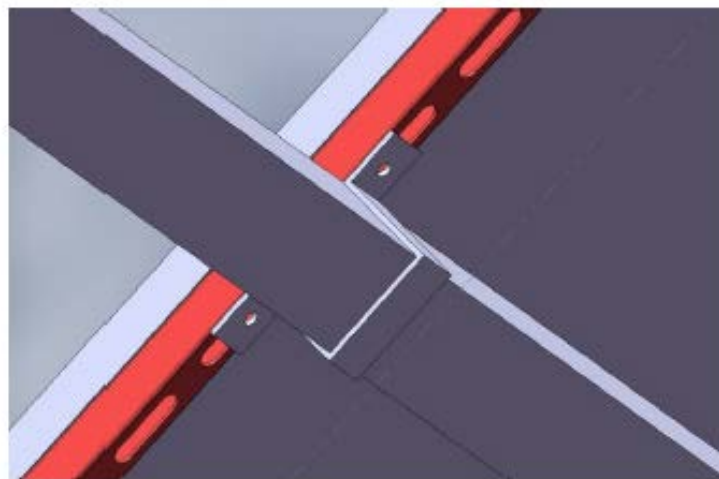


Figura 6. Conjunto panel-carril-correa, sujetos mediante la chapa de unión.

En la parte superior del conjunto pueden verse la parte lateral de uno de los paneles fotovoltaicos. La unión de éste con el carril queda oculta por éste último. En primer plano se aprecia la correa y cómo la chapa la rodea. La disposición final podemos verla en la figura 7.

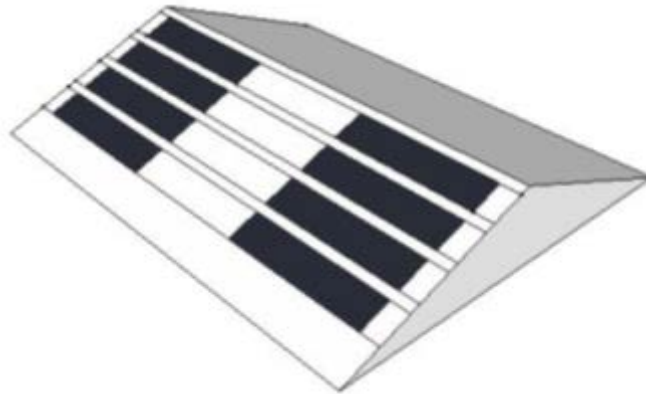


Figura 7. Cubierta y paneles.

2. ESTUDIO ESTRUCTURAL

Para este estudio se consideran las siguientes cargas:

- Peso de los paneles fotovoltaicos.
- Peso de la estructura soporte (carriles de unión).
- Carga del viento.
- Carga de nieve.

Para empezar se calcula la sobrecarga por unidad de superficie producida por los paneles y sus carriles para comprobar que es suficientemente pequeña como para que pueda ser soportada en cada punto de la cubierta.

$$P_{\text{PANELES}} = 21 \frac{\text{Kg}}{\text{Panel}} \times 64 \frac{\text{Paneles}}{\text{cubierta}} = 1334 \text{ Kg}$$

$$P_{\text{CARRILES}} = 2,91 \frac{\text{Kg}}{\text{m}} \times 8 \text{ líneas} \times 25\text{m} = 582 \text{ Kg}$$

$$P_{\text{TOTAL}} = P_{\text{PANELES}} + P_{\text{CARRILES}} = 1916 \text{ Kg}$$

$$Q_{\text{CUBIERTA}} = \frac{1916}{9 \times 25} = 8,52 \text{ Kg/m}^2$$

Este valor es soportado por los elementos que actualmente tiene la estructura de la nave. Para hallar el valor de la fuerza en cada punto de apoyo de cada carril calculo las cargas en cada rama y divido por el número de puntos de apoyo.

$$P_{\text{RAMA}} = 21\text{Kg} \times 16 \text{ paneles} + 2,91 \frac{\text{Kg}}{\text{m}} \times 25\text{m} \times 2 \text{ carriles} = 481,5 \frac{\text{Kg}}{\text{Rama}}$$

Para el cálculo de las cargas, tanto de viento como de nieve, se partirá de la norma tecnológica que permite calcularlas, obteniendo el dato inicial mediante tablas.

$$Q_{\text{VIENTO}} = 16 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^2} \times 1,645 \frac{\text{m}^2}{\text{Panel}} \times 16 \frac{\text{Paneles}}{\text{Rama}} \times \cos 22^\circ = 390,46 \frac{\text{Kg}}{\text{Rama}}$$

$$Q_{\text{NIEVE}} = 1,2 \frac{\text{KN}}{\text{m}^2} \times 100 \frac{\text{Kg}}{\text{KN}} \times 1,645 \frac{\text{m}^2}{\text{Panel}} \times 16 \frac{\text{Paneles}}{\text{Rama}} \times \cos 22^\circ = 2928,4 \frac{\text{Kg}}{\text{Rama}}$$

$$\text{Carga en cada punto de apoyo} = \frac{481,5 + 390,46 + 2928,4}{11} = 345,48 \text{ Kg}$$

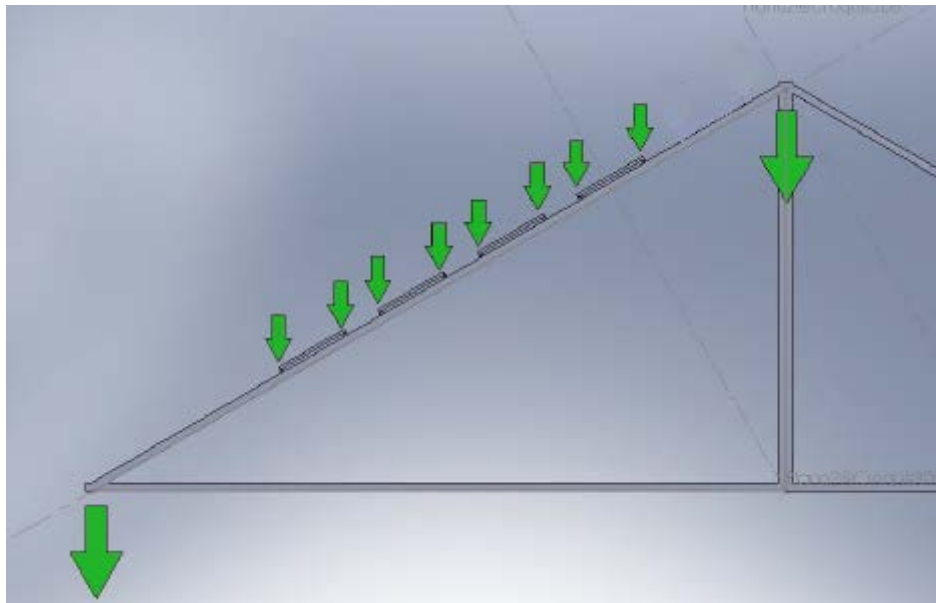


Figura 8. Fuerzas en la estructura debidas a los paneles (peso, viento y nieve).

El valor de cada flecha pequeña (figura 8) será $\frac{345,48}{2} = 172,74 \text{ Kg}$ (carga de cada carril en cada apoyo en las correas).

La fuerza que ejercerá cada correa sobre los pórticos será, por tanto, de:

$$172,74 \times 8 = 1381,95 \text{ Kg} = 13,82 \text{ KN}$$

Esto supone que en los pilares de la nave tendremos una carga adicional total de

$13,82 \times 11 = 152 \text{ KN}$. Dicha carga se repartirá uniformemente por los cuatro pilares (ya que son todos perfiles iguales), teniendo una carga vertical en cada uno de ellos de:

$$\text{Carga en cada pilar} = 152 / 4 = 38 \text{ KN}$$

Simulando en la estructura de la nave con las cargas calculadas. Los datos más importantes de la estructura de la nave son:



- Pilares: perfiles HEB-300 (cuatro en cada pórtico).

- Vigas inclinadas: perfiles HEB-260.

En las características técnicas de dichos elementos encontramos que sus especificaciones máximas permiten alcanzar unos valores de masas sobre ellos de hasta $117 \frac{\text{Kg}}{\text{m}}$. Lo cual muestra que la estructura tiene la capacidad portante suficiente como para soportar la sobrecarga producida por la instalación.

3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES

Los conductores para esta instalación se dividen en 6 líneas:

-4 líneas de Corriente Continua.

-2 líneas de Corriente Alterna.

Para realizar el cálculo de la sección de cada conductor nos regimos por la ITC-BT-40 del RBT (Instalaciones generadoras de baja tensión), según la cual, en el apartado nº 5 dice que; Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

3.1. Conductores de Corriente Continua.

Las dos líneas de Corriente Continua son las que conectan los módulos solares fotovoltaicos con el inversor, dos líneas por cada uno de los inversores como ya hemos explicado. Para calcular la sección del cable se utiliza la ecuación:

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

Dónde:

ΔV : Caída de tensión, medida en Voltios (V).

σ : Conductividad térmica del cobre = (56 m/mm^2) .

L: Longitud del conductor, medida en metros (m).



I: Intensidad que circula por el conductor, medida en Amperios (A).

S: sección del conductor, medida en milímetros cuadrados (mm^2).

Tal y como se indica anteriormente, para el conjunto de cada una de las dos líneas de paneles conectadas en paralelo a cada uno de nuestros inversores, tenemos unos valores de corriente continua iguales a:

$$I_{\text{MAX}} \text{ de entrada al inversor} = 8,06\text{A.}$$

$$V \text{ en el punto de máxima potencia} = 476,8\text{V.}$$

Para comprobar que los cables soportarán el calor producido en el conductor se parte de la corriente de cortocircuito de los paneles (la máxima que pueden dar en condiciones normales) y se le aplica un coeficiente de seguridad del 25%.

$$I \text{ cálculo} = 1,25 \cdot I_{cc}$$

En cuanto a la corriente admisible por los conductores, se siguen las indicaciones del RBT. Éstas establecen los coeficientes correctores en función del tipo de canalización, cable, condiciones ambiente, etc. De esta manera se halla una $I_{\text{máx}}$. Por último, se comprueba que $I_{\text{cálculo}} < I_{\text{máx}}$.

Teniendo estos datos en cuenta, y según lo indicado por la ITC-BT-40, sobre el dimensionado de los cables para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, la intensidad para el cálculo de la sección en el cableado entre paneles y de los paneles a cada inversor es:

$$I \text{ cálculo} = 8,06 \times 1,25 = 10,075 \text{ A.}$$

Si buscamos en el RBT en lo que se refiere a cables con conductores de cobre en instalación al aire con galerías ventiladas, tenemos:

- Coeficiente de corrección F para temperaturas ambiente distintas de 40°C .

Tendremos cable recubierto por PVC, cuya temperatura máxima de servicio es de

70°C . Además, sabemos que la temperatura media del mes más cálido en la provincia de Valladolid es de 22°C . Interpolando los valores de la tabla de la ITC mencionada obtenemos un coeficiente de 1,262.



- Factor de corrección para agrupaciones de cables unipolares instalados al aire en bandejas horizontales superpuestas: 0,8.

- Intensidad máxima admisible para cables de cobre de sección nominal 4 mm², aislamiento de PVC, en servicio permanente y en instalaciones al aire: 30 A. Por lo que sustituyendo en la fórmula anterior obtenemos:

$$I_{máx}' = 30 \cdot 0,8 \cdot 1,262 = 30,3 \text{ A}$$

La cual es mayor que la intensidad utilizada en los cálculos, haciendo viables los cálculos de la instalación.

Línea	Longitud (m)	Intensidad De cálculo	Tensión	Δv %	Δv (V)	Sección Calculada	Sección Elegida
1	56	10,075	476,8	1,5	7,15	2,82	4 mm ²
2	60	10,075	476,8	1,5	7,15	3,02	4 mm ²
3	56	10,075	476,8	1,5	7,15	2,82	4 mm ²
4	60	10,075	476,8	1,5	7,15	3,02	4 mm ²

Las líneas 1 y 2 serán las correspondientes al primer inversor, y las líneas 3 y 4 al segundo. Siendo las líneas 2 y 4 las de la parte superior, y por tanto teniendo una mayor distancia, y las líneas 1 y 3 las de la parte inferior de la cubierta.

Ahora calcularemos el caso más desfavorable de la conexión entre paneles e inversor, dicho panel será el situado en la parte superior derecha de la instalación, a una distancia igual a la calculada por la conexión más la total de la línea de paneles en serie la cual es de 18,5 metros. Por lo que esta longitud más desfavorable tendrá un valor de 78,5 metros entre el panel y el inversor. Y el caso más favorable será el panel situado en la parte inferior derecha de la rama inferior el cual está a 64m del inversor.

Por lo que los cálculos realizados para estos dos casos especiales con los cuales verificamos la fiabilidad de nuestra instalación son:



Línea	Longitud (m)	Intensidad De cálculo	Tensión	Δv %	Δv (V)	Sección Calculada	Sección Elegida
Más Desfavorable	78,5	10,075	476,8	1,5	7,15	3,95	4 mm ²
Más Cercano	64	10,075	476,8	1,5	7,15	3,22	4 mm ²

Las líneas más y menos favorables son simétricas para ambos inversores, y cumplen con el criterio de sección utilizado en la anterior tabla por lo que mantenemos como sección para toda nuestra instalación 4 mm², en lo correspondiente a conexiones en corriente continua.

3.2. Conductores de Corriente Alterna.

Estas líneas serán trifásicas, ya que conducirán la energía eléctrica, transformada por los inversores hacia la red de distribución. Uniendo la salida de ambos inversores en el contador bidireccional

Para calcular la sección del cable se utiliza la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot I \cdot L \cdot \cos \phi}{\sigma \cdot \Delta V}$$

Dónde:

AV: Caída de tensión, medida en Voltios (V).

σ : Conductividad térmica del cobre = (56 m/mm²).

L: Longitud del conductor, medida en metros (m).

I: Intensidad Nominal de la línea trifásica, medida en Amperios (A).

S: sección del conductor, medida en milímetros cuadrados (mm²).

Cos ϕ : factor de potencia (Cos ϕ = 0,95).

Esta fórmula para calcular la sección es parecida a la de Corriente Continua, pero se diferencia en que al ser una línea trifásica el Cos ϕ , representa el ángulo entre las fases, y tendrá un valor de 0,95.



· Para calcular la Intensidad nominal de la línea trifásica, se utiliza la fórmula:

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

Dónde:

P: Potencia, medida en Watios (W).

V: Tensión entre fases, medida en Voltios (V).

ϕ : Angulo de desfase entre la tensión y la intensidad ($\cos \phi = 0,95$).

Sustituyendo valores queda:

$$I = 15360 / (\sqrt{3} \times 400 \times 0,95) = 23,34 \text{ A.}$$

La intensidad nominal es de 23,34 A, pero según lo indicado por la ITV-BT-40, no será inferior al 125% de la máxima del generador. Por eso se calcula la intensidad de cálculo a continuación:

$$I \text{ calculo} = 23,34 \times 1,25 = 29,175 \text{ A.}$$

Esta intensidad será la correspondiente a cada uno de los inversores por lo que deberemos doblarla para calcular la salida total del contador bidireccional. Utilizando la fórmula anterior para el cálculo de la sección y teniendo en cuenta que la distancia desde los inversores hasta el contador bidireccional es de 4 metros, la fórmula nos indica que deberíamos usar unos cables de $0,67 \text{ mm}^2$, por lo que utilizando los estándares deberemos elegir un cable de $1,5 \text{ mm}^2$ para la línea de corriente alterna L5.

3.3. Solución empleada

Resumiendo, los conductores que se utilizarán para esta instalación solar fotovoltaica son:

-Entre los paneles fotovoltaicos se utilizarán cables de doble aislamiento de 1 kV y monoconductores (por norma general).



-Para las líneas que van de los paneles a los inversores y en la unión entre paneles (L1, L2, L3, L4) el cable será del tipo Cu RZ1-K 2X4+TT (Corriente Continua).

-Para las línea L5 y L6, las cuales se unirán en el contador, el cable será del tipo Cu RZ1-K 4x 1,5 +TT (Corriente Alterna).

4. PROTECCIONES INSTALADAS

Para la alimentación de las placas se utilizarán las siguientes protecciones:

- Interruptor diferencial:

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Sensibilidad: 300 mA retardo 0,2s.
- Nº de polos: III + N.

- Interruptor automático magnetotérmico:

Características principales:

- Calibre: 32 A.
- Poder de corte: 6 kA.
- Nº de polos: III + N.
- Curva: C



CÁLCULOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

CÁLCULOS

CENTRO DE

TRANSFORMACIÓN



ÍNDICE

1.	CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE LÍNEA	1
2.	CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN Y CUADROS AUXILIARES.....	2
2.1.	Cuadro general de distribución.....	2
2.2.	Cálculo de la potencia del transformador	2
3.	CUADROS AUXILIARES	3
3.1.	Cuadro auxiliar 1. Líneas 1 y 16.....	3
3.2.	Cuadro auxiliar 2. Líneas 17, 18, 19 y 29.	4
3.3.	Cuadro auxiliar 3. Líneas 2, 3, 6, 7 y 32.	4
3.4.	Cuadro auxiliar 4. Líneas 4, 5, 8, 9 y 33.	5
3.5.	Cuadro auxiliar 5. Líneas 10, 14, 15 y 31.	6
3.6.	Cuadro auxiliar 6. Líneas 11, 12, 13 y 30.	7
3.7.	Cuadro auxiliar 7. Líneas 22, 25 y 27.	7
3.8.	Cuadro auxiliar 8. Líneas 20, 21 y 34.	8
3.9.	Cuadro auxiliar 9. Líneas 23, 26 y 28.	8
4.	SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN	9
4.1.	Introducción	9
4.2.	Derivación individual. Transformador-C.G.D.....	10
4.3.	Interpretación de las tablas	11
4.4.	Cuadro general	12
4.5.	Cuadros auxiliares	12
4.5.1.	Cuadro auxiliar 1	12
4.5.2.	Cuadro auxiliar 2	13
4.5.3.	Cuadro auxiliar 3	13
4.5.4.	Cuadro auxiliar 4	14
4.5.5.	Cuadro auxiliar 5	14
4.5.6.	Cuadro auxiliar 6	15
4.5.7.	Cuadro auxiliar 7	15
4.5.8.	Cuadro auxiliar 8	16
4.5.9.	Cuadro auxiliar 9	16



5.	CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO	16
5.1.	Introducción	16
5.2.	Cálculo de la intensidad de cortocircuito en el secundario del transformador.....	17
5.3.	Cálculo de la intensidad de cortocircuito en el C.G.D.	18
5.4.	Cálculo de la intensidad de cortocircuito en el cuadro general de distribución y en los cuadros auxiliares.	20
5.4.1.	Cálculo de Icc max del CGD	20
5.4.2.	Cuadro auxiliar 1	21
5.4.3.	Cuadro auxiliar 2	21
5.4.4.	Cuadro auxiliar 3	22
5.4.5.	Cuadro auxiliar 4	22
5.4.6.	Cuadro auxiliar 5	23
5.4.7.	Cuadro auxiliar 6	23
5.4.8.	Cuadro auxiliar 7	24
5.4.9.	Cuadro auxiliar 8	24
5.4.10.	Cuadro auxiliar 9	24
6.	CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	25
6.1.	Introducción	25
6.2.	Instalación de puesta a tierra	25
7.	COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.....	28
7.1.	Cálculo de la potencia reactiva a instalar	28
7.2.	Cálculo de la sección del conductor que une la batería	29
7.3.	Cálculo de la protección de la batería de condensadores.....	30
8.	CÁLCULOS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	30
8.1.	Intensidad de alta tensión	30
8.2.	Intensidad de baja tensión	31
8.3.	Cortocircuitos	31
8.3.1.	Corriente de cortocircuito en el lado de alta tensión	32
8.3.2.	Corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión.....	32
8.4.	Conexión celdas – transformador	33



8.4.1.	Conexión del secundario del transformador al cuadro de BT	33
8.5.	Dimensión del embarrado	34
8.5.1.	Comprobación por densidad de corriente.....	34
8.5.2.	Comprobación por sollicitación electrodinámica	34
8.5.3.	Comprobación por sollicitación térmica. Sobreintensidad térmica admisible.	34
8.6.	Selección de las protecciones de alta y baja tensión	35
8.7.	Dimensionado de la ventilación del centro de transformación	36
8.8.	Dimensión del pozo apagafuegos	36
8.9.	Instalación de puesta a tierra.....	36
8.9.1.	Investigación de las características del suelo	36
8.9.2.	Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto	36
8.9.3.	Diseño de la instalación de puesta a tierra	37
8.9.4.	Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra	39
8.9.5.	Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación.....	41
8.9.6.	Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación.....	41
8.9.7.	Cálculo de las tensiones aplicadas	42
8.9.8.	Investigación de tensiones transferibles al exterior	43
8.9.9.	Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo	44



1. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE LÍNEA

En este apartado es donde vamos a calcular cada una de las intensidades que circulan por cada línea de los circuitos que forman la instalación

Para realizar los cálculos se partirá de la potencia consumida por cada uno de los receptores y se usarán las siguientes formulas, dependiendo el tipo de red:

Receptor monofásico

$$I_a = \frac{P}{V \cdot \cos\omega}$$

Receptor trifásico

$$I_a = \frac{P}{V \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\omega}$$

Dónde:

P: Potencia consumida por cada receptor (W).

I_a : Intensidad nominal (A).

V: Tensión nominal.

$\cos\omega$: Factor de potencia de cada receptor.

Además se tendrá en cuenta un factor de corrección (Fd) que habrá que aplicarse en cada caso, dependiendo del tipo de receptor, (motor, lámparas o varios de ellos). Al multiplicar I_a por este factor obtendremos I_c .

Cuando tengamos receptores del tipo motor, la potencia que consumen se multiplica por 1,25, según está reflejado en la ITC-BT 47, del Reglamento de Baja Tensión en donde habla de conductores que alimentan a plena carga un motor. En el caso en que una misma línea alimente a varios motores, la línea se dimensiona para una intensidad no inferior a la suma del 125% de la intensidad de plena carga del motor de mayor potencia.

En los conductores que suministran a lámparas se calcula para una potencia 1,8 veces la potencia nominal.

Habrá que tener en cuenta un factor (Fs) de simultaneidad, ya que puede que no funcionen todas las máquinas a la vez, pudiendo así reducir la potencia a contratar.

Para calcular la potencia activa de cada línea, se suman las de todos los elementos de la misma línea.



2. CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN Y CUADROS AUXILIARES

2.1. Cuadro general de distribución

C.A.D.	Pc(W)	Qc(Var)	Sc(VA)	V(V)	Cosφ	Ic(A)	Fase
1	5220	2763.51	5940.52	230	0.92	25.83	Monofásica
2	2802	920.97	2949.46	230	0.95	12.83	Monofásica
3	23621	14007.19	27520.53	400	0.88	57.28	Monofásica
4	58876	32592.69	67358.9	400	0.9	100.57	Trifásica
5	40159.5	22039.38	45377.22	400	0.91	77.34	Trifásica
6	43858	24168.85	50130.19	400	0.91	82.12	Trifásica
7	4280	1406.77	4505.26	230	0.95	19.59	Monofásica
8	6232.5	2784.06	6847.28	400	0.91	24.51	Trifásica
9	3920	1288.44	4126.31	230	0.95	17.94	Monofásica
Total	188969	101971.86	214755.67		0.92	418.01	

2.2. Cálculo de la potencia del transformador

En el cuadro anterior podemos visualizar las potencias de cada cuadro auxiliar de distribución, en el apartado siguiente visualizaremos cada una de estos cuadros individualmente, por lo tanto el cuadro anterior será una suma de todos los elemento de cada línea. Tras el cálculo de potencia e intensidades, se ha llegado a la conclusión de que el transformador más adecuado para nuestra instalación, teniendo en cuenta los que IBERDROLA permite usar, es el de 400 KVA, ya que nos proporciona una potencia de:

$$I = \frac{S}{400 \cdot \sqrt{3}} = 577,35 \text{ A.}$$

De esta forma damos abastecimiento a nuestra demanda de 425,3 Amperios y aun así tenemos margen para posibles ampliaciones de potencia de receptores o incluso la inclusión de otros a mayores.



3. CUADROS AUXILIARES

3.1. Cuadro auxiliar 1. Líneas 1 y 16.

Cuadro auxiliar de distribución 1	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L1. Enchufes zona baños	2000	1	1	2000	230	0.85	2352.94	1239.48	10.23
L1. Enchufes vestuario	2000	1	0.8	1600	230	0.85	1882.35	991.59	8.18
L16. Iluminación zona baños	200	1.8	1	360	230	0.95	378.94	118.32	1.65
L16. Iluminación hall	200	1.8	1	360	230	0.95	378.94	118.32	1.65
L16. Iluminación pasillo	200	1.8	1	360	230	0.95	378.94	118.32	1.65
L16. Iluminación escalera	100	1.8	1	180	230	0.95	189.47	59.16	0.82
L16. Iluminación vestuario	200	1.8	1	360	230	0.95	378.94	118.32	1.65
	4900			5220		0.92	5940.52	2763.51	25.83



3.2. Cuadro auxiliar 2. Líneas 17, 18, 19 y 29.

Cuadro auxiliar de distribución 2	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L17. Iluminación almacén	1500	1.8	1	2700	230	0.95	2842.1	887.45	12.36
L31. Iluminación de emergencia	102	1	1	102	230	0.95	107.36	33.52	0.47
	1602			2802		0.95	2949.46	920.97	12.83

3.3. Cuadro auxiliar 3. Líneas 2, 3, 6, 7 y 32.

Cuadro auxiliar de distribución 3	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L2. Tomas monofásicas mesas de trabajo	4000	1	0.8	3200	230	0.85	3764.71	1983.19	16.36
L3. Tomas trifásicas de mesas de trabajo	15000	1	0.3	4500	400	0.85	5294.11	2788.85	7.64
L6. Equipo de soldadura 1	5500	1.25	1	6875	400	0.85	8088.23	4260.74	11.67
L7. Equipo de soldadura 2	5500	1.25	1	6875	400	0.85	8088.23	4260.74	11.67
L18. Iluminación taller 1	1200	1.8	1	2160	230	0.95	2273.68	709.96	9.89
L34. Iluminación de emergencia.	11	1	1	11	230	0.95	11.57	3.61	0.05
	31211			23621		0.88	27520.53	14007.19	57.28



3.4. Cuadro auxiliar 4. Líneas 4, 5, 8, 9 y 33.

Cuadro auxiliar de distribución 4	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L4. Fresadora 1	11500	1.25	1	14375	400	0.87	16523	8146.69	23.85
L5. Dobladora	12000	1.25	1	15000	400	0.87	17241.38	8500.89	24.88
L8. Cizalla	9500	1.25	1	11875	400	0.87	13649.43	6729.87	19.7
L9. Fresadora 2	11500	1.25	1	14375	400	0.87	16523	8146.69	23.85
L19. Iluminación taller 2.	1800	1.8	1	3240	230	0.95	3410.52	1064.94	14.83
L35. Iluminación de emergencia.	11	1	1	11	230	0.95	11.57	3.61	0.05
	46311			58876		0.9	67358.9	32592.69	99.57



3.5. Cuadro auxiliar 5. Líneas 10, 14, 15 y 31.

Cuadro auxiliar de distribución 5	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L10. Tronzadora 1	29250	1.25	1	36562.5	400	0.87	42025.86	20720.92	60.66
L14. Motor de subida de puertas	350	1.25	1	437.5	230	0.9	486.11	211.89	2.11
L15. Motor de subida de puertas	350	1.25	1	437.5	230	0.9	486.11	211.89	2.11
L21. Iluminación taller 4.	1500	1.8	1	2700	230	0.95	2842.1	887.45	12.36
L33. Iluminación de emergencia.	22	1	1	22	230	0.95	23.15	7.23	0.1
	31472			40159.5		0.91	45377.22	22039.38	77.34



3.6. Cuadro auxiliar 6. Líneas 11, 12, 13 y 30.

Cuadro auxiliar de distribución 6	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L11. Tronzadora 1	29250	1.25	1	36562.5	400	0.87	42025.86	20720.92	60.66
L12. Motores de puente grúa	3300	1.25	1	4125	400	0.87	4741.38	2337.75	6.84
L13. Motor de subida de puertas	350	1.25	1	437.5	230	0.9	486.11	211.89	2.11
L20. Iluminación taller 3.	1500	1.8	1	2700	230	0.95	2842.1	887.45	12.36
L32. Iluminación de emergencia.	33	1	1	33	230	0.95	34.74	10.84	0.15
	34433			43858		0.91	50130.19	24168.85	82.12

3.7. Cuadro auxiliar 7. Líneas 22, 25 y 27.

Cuadro auxiliar de distribución 7	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L24. Enchufes zona de gerencia	4000	1	0.8	3200	230	0.95	3368.42	1051.79	14.65
L27. Iluminación zona de gerencia.	300	1.8	1	540	230	0.95	568.42	177.49	2.47
L29. Iluminación de pasillo	300	1.8	1	540	230	0.95	568.42	177.49	2.47
	4600			4280		0.95	4505.26	1406.77	19.59



3.8. Cuadro auxiliar 8. Líneas 20, 21 y 34.

Cuadro auxiliar de distribución 8	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L22. Motor de ascensor	1400	1.25	0.9	1575	400	0.87	1810.34	892.6	2.61
L23. Bomba de aire acondicionado	2220	1.25	0.5	1387.5	230	0.87	1594.83	786.33	6.93
L26. Enchufes oficina y archivo.	4000	1	0.8	3200	230	0.95	3368.42	1051.79	14.65
L36. Iluminación de emergencia.	70	1	1	70	230	0.95	73.69	53.34	0.32
	7690			6232.5		0.91	6847.28	2784.06	24.51

3.9. Cuadro auxiliar 9. Líneas 23, 26 y 28.

Cuadro auxiliar de distribución 9	P(W)	Fd	Fs	Pc(W)	V(V)	Cos φ	S(VA)	Q(Var)	Ic(A)
L25. Enchufes zona recepción de clientes.	4000	1	0.8	3200	230	0.95	3368.42	1051.79	14.65
L28. Iluminación zona de oficinas.	300	1.8	1	540	230	0.95	568.42	177.49	2.47
L30. Iluminación cuarto eléctrico	100	1.8	1	180	230	0.95	189.47	59.16	0.82
	4400			3920		0.95	4126.31	1288.44	17.94



4. SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN

4.1. Introducción

Una vez que se conoce la intensidad nominal por cada receptor se calcula la sección de la línea que lo alimenta de la siguiente manera:

En primer lugar se elige el tipo de conductor que se va a utilizar y por donde lo vamos a transportar, es decir:

- Material conductor (cobre o aluminio).
- Tipo de instalación (bajo tubo, al aire, bandeja, empotrados).
- Material aislante (PVC, XLPE).
- Tipo de cable (unipolar, multiconductor).

Según la opción que escojamos tendremos un tipo u otro de factor de corrección (Fc), este valor depende de la temperatura ambiente, tipo de canalización y el número de conductores por la misma. Estos factores de corrección vienen recogidos en las ITC-BT 06 y 07 del R.E.B.T.

Una vez obtenido el paso anterior podremos calcular la sección de los conductores aplicando los siguientes criterios:

Criterio térmico:

Dependiendo de qué opciones se hayan escogido a partir de las tablas anteriormente mencionadas, usaremos la ITC-BT 06 si es línea aérea y la ITC-BT 07 si es subterránea o la ITC-BT 19 si es una instalación de interior.

Para nuestra instalación usaremos cables unipolares de cobre, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), excepto la línea de alumbrado del taller y almacén que tiene un aislamiento formado por una mezcla especial termoplástica, tipo Afumex.

Por lo tanto mirando la tabla 192 de la ITC-BT 19 se obtiene la sección de cada línea por criterio térmico, exceptuando la acometida desde el centro de transformación hasta el cuadro general de distribución (CGMP) que se mira en la ITC-BT 07.

Caída de tensión:

Teniendo en cuenta las condiciones que vienen recogidas en el R.E.B.T. las máximas caídas de tensión en líneas de fuerza será del 6,5% y del 4,5% en las líneas de alumbrado.

Según sea el tipo de línea deberemos de utilizar una u otra fórmula.



Monofásica:

$$S = \frac{L \cdot I \cdot \cos\varphi \cdot 2}{\sigma \cdot \Delta V}$$

Trifásica:

$$S = \frac{L \cdot I \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{3}}{\sigma \cdot \Delta V}$$

Dónde:

S= Sección del conductor en mm².

L= Longitud de la línea en m.

I= Intensidad de la línea en A.

 σ = Conductividad del conductor. En nuestro caso, cobre que es 56 m/mm² · Ω . ΔV = Máxima caída de tensión admisible. $\cos\varphi$ = Factor de potencia de la línea.

Una vez que tenemos calculada la sección de la línea, tomaremos la que más grande sea, según los criterios anteriormente mencionados.

Para finalizar procederemos al cálculo de sección del neutro y del cable teniendo en cuenta la tabla 1 de la ITC-BT 07 u otra ITC correspondiente.

4.2. Derivación individual. Transformador-C.G.D.

La derivación individual será subterránea ($F_c=0.8$ por lo que $I_a'=721.68A$), con una longitud de 10 m, se tratará de 1 cable unipolares de 240 mm² por fase más 1 conductor para el neutro de 240 mm², de cobre y XLPE, que soportan una intensidad máxima de 550 A cada fase y 550 A el neutro. Por lo que: (550) + (550)= 1100 A, que es superior a la intensidad que nos proporciona el transformador, aplicándola el F_c de transporte subterráneo.

$$I_a = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{400 \text{ KVA}}{400 \cdot \sqrt{3}} = 577,35 \text{ A.}$$



$$I_a' = \frac{I_a}{F_c} = \frac{577,35}{0,8} = 721,68 \text{ A.}$$

Caída de tensión en el conductor:

$$E(V) = \frac{L \cdot I \cdot \cos\varphi \cdot \sqrt{3}}{\sigma \cdot \Delta V} = \frac{10 \cdot 721,68 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{3}}{56 \cdot 240} = 0,84 \text{ V}$$

Caída de tensión en tanto por ciento:

$$E (\%) = \frac{0,84 \cdot 100}{400} = 0,21\%$$

4.3. Interpretación de las tablas

Vamos a explicar cada uno de los elementos que vamos a tener en las próximas tablas, para que sea más fácil su interpretación.

CA: Cuadro Auxiliar de Distribución al que se hace referencia.

Línea: Designación de la línea eléctrica a la que se le hace referencia.

Ic: Intensidad resultante de multiplicar la intensidad nominal por un factor de corrección, dependiente del receptor, como en las tablas anteriores vimos.

Fc: Factor de corrección según: tipo de transporte, aislante y tipo de cable.

Ic': Resultante de dividir Ic entre Fc.

L: longitud de cada línea.

Canalización: Lugar por el que transcurre la línea.

S: Sección del conductor que se va a usar en fase, neutro y conductor de protección.

E (V): Caída de tensión de la línea en voltios.

E (%): Porcentaje de caída de tensión, respecto a la total de esa línea.

Diámetro del tubo: Diámetro del tubo que protege a los conductores. Se precisa este dato para todas las líneas aunque no sea necesaria esta protección en algunos casos, como por la bandeja.

**4.4. Cuadro general**

Cuadro auxiliar	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aisl.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
CA1	25.83	0.92	0.8	32.29	XLPE	Bandeja y tubo	10	10	10	36.9	3.9	1.7	25	230
CA2	12.83	0.95	0.8	16.04	XLPE	Bandeja y tubo	2.5	2.5	2.5	17.5	3.81	1.66	16	230
CA3	57.28	0.88	0.8	71.6	XLPE	Bandeja y tubo	16	10	10	37.5	4.56	1.14	20	400
CA4	100.57	0.9	0.8	125.71	XLPE	Bandeja y tubo	25	16	16	21.5	4.7	1.18	20	400
CA5	77.34	0.91	0.8	96.68	XLPE	Bandeja y tubo	16	10	10	25.5	4.33	1.08	20	400
CA6	82.12	0.91	0.8	102.65	XLPE	Bandeja y tubo	16	10	10	49.79	4.1	1.03	32	400
CA7	19.59	0.95	0.8	24.49	XLPE	Bandeja y tubo	6	6	6	23.5	4.89	2.12	20	230
CA8	24.51	0.90	0.8	30.64	XLPE	Bandeja y tubo	2.5	2.5	2.5	8.6	1.05	0.26	16	400
CA9	17.94	0.95	0.8	22.43	XLPE	Bandeja y tubo	6	6	6	14.9	2.64	0.66	20	230

Cuando la canalización es por bandeja no haría falta colocación de tubos. El diámetro correspondiente en estas tablas, es el correspondiente a esa sección de cable aunque no se instale, está simplemente como información.

4.5. Cuadros auxiliares**4.5.1. Cuadro auxiliar 1**

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aisl.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L1. Enchufes.	18.41	0.85	0.9	20.46	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	11,7	4.85	2.1	16	230
L16. Baño.	1.65	0.95	0.9	1.84	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	10	0.42	0.18	16	230
L16. Vestuario.	1.65	0.95	0.9	1.84	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	21	0.83	0.36	16	230
L16. Hall.	1.65	0.95	0.9	1.84	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	20,4	0.8	0.35	16	230
L16. Pasillo.	1.65	0.95	0.9	1.84	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	11	0.43	0.19	16	230
L16. Escalera.	0.82	0.95	0.9	0.91	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	24	0.468	0.2	16	230



4.5.2. Cuadro auxiliar 2

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aisl.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L17. Iluminación almacén.	12.36	0.95	0.9	13.73	Afumex	Tubo de protección.	2.5	2.5	2.5	23,5	3.54	1.54	16	230
L31. Iluminación de emergencia	0.47	0.95	0.9	0.52	XLPE	Tubo de protección.	1.5	1.5	1.5	73	0.85	0.34	16	230

4.5.3. Cuadro auxiliar 3

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L2. Tomas monofásicas mesas de trabajo	16.36	0.85	0.8	20.45	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	2.5	2.5	2.5	24.5	6.08	2.64	16	230
L3. Tomas trifásicas de mesas de trabajo	7.64	0.85	0.8	9.55	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	2.5	2.5	2.5	26.3	4.4	1.1	16	400
L6. Equipo de soldadura 1	11.67	0.85	0.8	14.59	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	1.5	1.5	1.5	5.84	1.49	0.37	16	400
L7. Equipo de soldadura 2	11.67	0.85	0.8	14.59	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	1.5	1.5	1.5	9.5	2.42	0.6	16	400
L18. Iluminación taller 1	9.89	0.95	0.9	10.99	Afumex	Tubo de protección	2.5	2.5	2.5	22	3.28	1.43	16	230
L34. Iluminación de emergencia	0.05	0.95	0.8	0.0625	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	1	0.001	0.00025	16	230



4.5.4. Cuadro auxiliar 4

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L4. Fresadora 1	23.85	0.87	0.8	29.81	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	2.5	2.5	2.5	17.5	5.61	1.4	16	400
L5. Dobladora	24.88	0.87	0.8	31.1	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	2.5	2.5	2.5	17.3	5.79	1.44	16	400
L8. Cizalla	19.7	0.87	0.8	24.63	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	1.5	1.5	1.5	4.3	1.9	0.48	16	400
L9. Fresadora 2	23.85	0.87	0.8	29.81	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	1.5	1.5	1.5	4.7	2.51	0.63	16	400
L19. Iluminación taller 2.	14.83	0.95	0.9	16.48	Afumex	Tubo de protección	4	4	4	30	4.19	1.82	16	230
L35. Iluminación de emergencia.	0.05	0.95	0.8	0.0625	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	1	0.001	0.00025	16	230

4.5.5. Cuadro auxiliar 5

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L10. Tronzadora 1	60.66	0.87	0.85	71.37	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	10	10	10	12.5	2.77	0.69	16	400
L14. Motor de subida de puertas 1	2.11	0.9	0.8	2.63	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	22.8	1.14	0.5	16	230
L15. Motor de subida de puertas 2	2.11	0.9	0.8	2.34	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	7.6	0.57	0.24	16	230
L21. Iluminación taller 4.	12.36	0.95	0.9	13.73	Afumex	Tubo de protección.	4	4	4	30,5	3.54	1.54	16	230
L33. Iluminación de emergencia.	0.1	0.95	0.8	0.125	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	14.9	0.037	0.016	16	230



4.5.6. Cuadro auxiliar 6

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L11. Tronzadora 2	60.66	0.87	0.85	71.37	XLPE	Bandeja y tubo subterráneo	10	10	10	4.2	0.81	0.35	16	400
L12. Motores de puente grúa	6.84	0.87	0.8	8.55	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	12.8	1.75	0.44	16	400
L13. Motor de subida de puertas 3	2.11	0.9	0.8	2.64	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	7.6	0.57	0.24	16	230
L21. Iluminación taller 4.	12.36	0.95	0.9	13.73	Afumex	Tubo de protección.	4	4	4	29	3.37	1.47	16	230
L32. Iluminación de emergencia	0.15	0.95	0.8	0.188	XLPE	Bandeja y tubo de protección	1.5	1.5	1.5	25	0.09	0.039	16	230

4.5.7. Cuadro auxiliar 7

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L24. Enchufes zona de gerencia.	14.65	0.95	0.9	16.28	XLPE	Tubo de protección	2.5	2.5	2.5	28	6.18	2.69	16	230
L27. Iluminación zona de gerencia	2.47	0.95	0.9	2.74	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	34	2.1	0.92	16	230
L29. Iluminación de pasillo	2.47	0.95	0.9	2.74	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	33.5	2.08	0.9	16	230

**4.5.8. Cuadro auxiliar 8**

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L22. Motor de ascensor	2.61	0.87	0.9	2.9	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	29.3	1.53	0.38	16	400
L23. Bomba de aire acondicionado	6.93	0.87	0.9	7.7	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	11.5	1.83	0.8	16	230
L26. Enchufes oficina y archivo.	14.65	0.95	0.9	16.28	XLPE	Tubo de protección	2.5	2.5	2.5	23	5.08	2.2	16	230
L36. Iluminación de emergencia.	0.32	0.95	0.9	0.36	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	45	0.37	0.16	16	230

4.5.9. Cuadro auxiliar 9

Línea	Ic (A)	Cosφ	Fc	I'c(A)	Aislam.	Canalización	Sfase (mm ²)	Sneutro (mm ²)	Sprotección (mm ²)	L(m)	E(V)	E(%)	Diámetro tubo (mm)	V(V)
L25. Enchufes zona recepción de clientes	14.65	0.95	0.9	16.28	XLPE	Tubo de protección	4	4	4	35	4.83	2.1	16	230
L28. Iluminación zona de oficinas.	2.47	0.95	0.9	2.75	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	30	1.87	0.81	16	230
L30. Iluminación cuarto eléctrico	0.82	0.95	0.9	0.91	XLPE	Tubo de protección	1.5	1.5	1.5	16.8	0.35	0.15	16	230

5. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO**5.1. Introducción**

El cálculo de la corriente de cortocircuito en diferentes puntos de una instalación tiene por objeto determinar el poder de corte de los dispositivos de protección considerados, estos puntos serán las entradas a los cuadros de distribución, ya que es aquí donde se colocarán las protecciones.

El poder de corte y el calibre calculado para las protecciones magnetotérmicas, serán los que se utilizarán para las protecciones diferenciales. El poder de corte de las



protecciones deberá ser igual o superior a la corriente de cortocircuito I_{cc} calculada para su valor máximo en ausencia del dispositivo de protección.

Para el cálculo de las intensidades de cortocircuito se seguirá el método de las impedancias descrito en el anterior apartado, denominado cálculo de las impedancias

5.2. Cálculo de la intensidad de cortocircuito en el secundario del transformador

En primer lugar se calcula la impedancia aguas arriba del transformador. La potencia de cortocircuito que proporciona la red es $S_{cc} = 350$ MVA

$$Z_a = V_{cc} \times U^2 / S_{cc}$$

Deberemos pasar el valor de esta impedancia a baja tensión, para ello usaremos la relación de transformación:

$$Z_{a_{bt}} = Z_a \times V_{bt}^2 / V_{at}^2$$

Siendo V_{bt} la salida en baja tensión del transformador, 400 V, y V_{at} la entrada en alta tensión, 13200V. Para los cuales nuestra Z_a toma un valor en baja tensión de $0,00274j\Omega$.

En segundo lugar se calcula la corriente de cortocircuito en la línea que une la red y nuestro transformador. Puesto que en este tramo de línea la sección de la misma es 50 mm², no podemos despreciar la reactancia de la línea y considerar solo la resistencia deberemos tener en cuenta ambas partes de la impedancia. Debemos tener en cuenta el tipo de cable usado por lo que utilizaremos, $\rho = 0,024 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ (resistencia del aluminio).

$$Z_l = \rho \times \text{Longitud} / \text{Sección} = 0,024 \times 15 / 50$$



Deberemos pasar el valor de esta resistencia a baja tensión, para ello usaremos la relación de transformación, utilizada también en la resistencia anterior, tras la cual obtenemos un valor para la ZI igual $6,6 \mu\Omega$ en el lado de baja tensión, impedancia puramente resistiva.

En tercer lugar se calculará la impedancia del transformador. Como el transformador es de $S=400$ KVA, el valor de U_{cc} es de 6 %.

$$Z_t = U_{cc}/100 \times V_s^2 / S$$

Por lo cual la Z_t será igual a $0,02646 \Omega$.

Por último deberemos de tener en cuenta la resistencia correspondiente a los automatismos de protección aguas arriba del cálculo realizado la cual será de $0,15j$ m Ω por elemento, al ser tres automatismos nuestra Z_{aut} tendrá un valor de $0,00045j \Omega$.

Entonces, con estos datos se puede calcular la intensidad de cortocircuito en el secundario del transformador:

$$Z_d = 6,6 \mu\Omega + j0,02965 \Omega$$

Aplicando la fórmula:

$$I_{CC_{max}} = \frac{C \times V_s}{Z_d \times \sqrt{3}} = 8178,31 \text{ A}$$

5.3. Cálculo de la intensidad de cortocircuito en el C.G.D.

Se parte de los datos obtenidos en el secundario del transformador en los que tenemos una impedancia $Z_d = 6,6 \mu\Omega + j0,02965 \Omega$, que recoge la impedancia de la red, la de la acometida al C.T. y la del propio C.T. A lo que se añade la impedancia de las protecciones y la de la acometida al Cuadro General de Distribución (siendo esta última de cobre $\rho=0,017 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$).

Cálculo:



CÁLCULOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

$$Z_d = 6,6 \mu\Omega + j0,02965 \Omega$$

$$Z_{aut} = 3 \times j0,15m\Omega = j0,45 m\Omega$$

$$Z_l = \rho \times \text{Longitud} / \text{Sección} = 0,177 m\Omega$$

$$X_l = 0,08 m\Omega/m = 0,08 m\Omega/m \times 10m = j 0,8 m\Omega$$

Utilizando estos resultados obtenemos una nueva Z_d .

$$Z_d = 0,0008\Omega + j0,03063\Omega \rightarrow [Z_d] = 0,03063 \Omega$$

Aplicando la fórmula para obtener la intensidad de cortocircuito:

$$I_{CC_{max}} = \frac{C \times V_s}{Z_d \times \sqrt{3}} = 7847,47 \text{ A}$$



5.4. Cálculo de la intensidad de cortocircuito en el cuadro general de distribución y en los cuadros auxiliares.

5.4.1. Cálculo de I_{cc} max del CGD

CUADRO GENERAL	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	I _{cc} Max	PdC (kA)	I _{cc} Min	I _{adm} (A)	I _n (A)	Curva
CUADRO AUXILIAR 1	36.9	10	230	2487,77	6	1820,05	76	32	D
CUADRO AUXILIAR 2	17.5	2,5	230	1548,89	6	1083,37	33	15	D
CUADRO AUXILIAR 3	37.5	16	400	3301,79	6	2515,85	105	100	D
CUADRO AUXILIAR 4	21.5	25	400	4361,98	6	3513,62	123	120	D
CUADRO AUXILIAR 5	25.5	16	400	4037,85	6	3196,67	105	100	D
CUADRO AUXILIAR 6	49.79	16	400	4254,31	6	3407,11	105	100	D
CUADRO AUXILIAR 7	23.5	6	230	2388,62	6	1739,07	57	40	D
CUADRO AUXILIAR 8	8.6	2,5	400	2607,13	6	1918,59	33	20	D
CUADRO AUXILIAR 9	14.9	6	230	3193,45	6	2419,93	57	40	D

**5.4.2. Cuadro auxiliar 1**

CUADRO 1	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A1. Enchufes	11,7	1,5	230	813,91	6	565,61	24	13	D
A2. Baño	10	1,5	230	922,904	6	647,03	24	2	D
A3. Vestuario	21	1,5	230	494,47	6	335,005	24	2	D
A4. Hall	20,4	1,5	230	508,19	6	344,72	24	2	D
A5. Pasillo	11	1,5	230	858,004	6	598,54	24	2	D
A6. Escalera	24	1,5	230	439,55	6	296,56	24	2	D

5.4.3. Cuadro auxiliar 2

CUADRO 2	L (m)	Seccion Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A7. Ilu. almacén	23,5	2,5	230	697,61	6	480,29	33	13	D
E1. Ilu. emergencia	73	1,5	230	154,78	6	102,14	24	2	C

**5.4.4. Cuadro auxiliar 3**

CUADRO 3	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A8. Tomas mesa trabajo	24,5	2,5	230	673,55	6	462,84	33	25	D
A9. Tomas mesa trabajo	26,3	2,5	400	702,76	6	472,76	33	32	C
A10. Soldadura 1	5,84	1,5	400	2387,3	6	1737,22	24	13	D
A11. Soldadura 2	9,5	1,5	400	1670,85	6	1175,03	24	13	D
A.12 Ilu. taller 1	22	2,5	230	737,11	6	509,09	33	13	D
E2. Ilu. emergencia	1	1,5	230	3170,48	6	2719,57	24	1	D

5.4.5. Cuadro auxiliar 4

CUADRO 4	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A13. Fresadora 1	17,5	2,5	400	1544,23	6	1079,57	33	25	D
A14. Dobladora	17,3	2,5	400	1558,40	6	1090,2	33	25	D
A15. Cizalla	4,3	1,5	400	2912,84	6	2175,1	24	25	D
A16. Fresadora 2	4,7	1,5	400	2755,30	6	2041,44	24	25	D
A17. Ilu. taller 2	30	4	230	840,18	6	585,1	45	20	D
E3. Ilu. emergencia	1	1,5	230	3170,48	6	2719,57	24	1	D

**5.4.6. Cuadro auxiliar 5**

CUADRO 5	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A18. Tronzadora 1	12,5	10	400	2759,96	6	2045,37	76	63	D
A19. Motor de puertas 1	22,8	1,5	230	459,56	6	310,50	24	6	D
A20. Motor de puertas 2	7,6	1,5	230	1138,04	6	812,06	24	6	D
A21. Ilu. taller 3	30,5	4	230	829,03	6	576,82	45	13	D
E4. Ilu. emergencia	14,9	1,5	230	665,89	6	457,3	24	1	D

5.4.7. Cuadro auxiliar 6

CUADRO 6	L (m)	Seccion Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A22. Tronzadora 2	4,2	10	400	2955,08	6	2211,29	76	63	D
A23. Motor puente grúa	12,8	1,5	400	1315,02	6	909,62	24	10	D
A24. Motor de puertas 3	7,6	1,5	230	1138,04	6	812,06	24	6	D
A25. Ilu. taller 4	29	4	230	863,39	6	602,4	45	13	D
E5. Ilu. emergencia	25	1,5	230	423,05	6	285,02	24	1	D

**5.4.8. Cuadro auxiliar 7**

CUADRO 7	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A26. Enchufes gerencia	28	2,5	230	640,41	6	438,91	33	20	C
A27. Ilu. Gerencia	34	1,5	230	319,29	6	213,38	24	3	D
A28. Ilu. pasillo	33,5	1,5	230	323,70	6	216,41	24	3	D

5.4.9. Cuadro auxiliar 8

CUADRO 8	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A29. Motor ascensor	29,3	1,5	400	636,87	6	427,17	24	6	D
A30. Aire acondicionado	11,5	1,5	230	825,38	6	574,11	24	13	D
A31. Enchufes oficina	23	2,5	230	710,29	6	489,52	33	20	C
E6. Ilu. emergencia	45	1,5	230	245,65	6	163,24	24	1	C

5.4.10. Cuadro auxiliar 9

CUADRO 9	L (m)	Sección Fase (mm ²)	V	Icc Max	PdC (kA)	Icc Min	Iadm (A)	In (A)	Curva
A32. Enchufes oficina	35	4	230	740,6	6	511,65	45	20	D
A33. Ilu. Oficinas	30	1,5	230	358,36	6	240,22	24	3	D
A34. Ilu. cuarto eléctrico	16,8	1,5	230	600,99	6	410,61	24	1	D



6. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

6.1. Introducción

Según la ITC-BT 18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y tal como está explicado en la memoria del presente proyecto, la diferencia de tensión entre masa y tierra no debe ser nunca superior a 24 voltios en lugares húmedos o de 50 voltios en lugares secos.

Con el objetivo de hacer más segura la instalación y aunque la nave industrial no sea un local especialmente húmedo, a la horade calcular la puesta a tierra se ha de tener en cuenta el valor de 24 voltios. Por tanto, la instalación estará protegida para que en caso de que cualquier masa pueda ponerse en tensión, esta no supere al valor de 24 voltios.

Según el estudio geotécnico publicado por los ayuntamientos de Laguna del Duero en colaboración con La Cistérniga, se obtienen los resultados de que el suelo está formado por arena arcillosa y calizas blandas, y en la zona de ubicación de nuestro proyecto la resistividad será de 200 Ω m. Correspondiéndose con la resistividad del terreno según la tabla 14.3 de la ITC-BT 18, para este tipo de terrenos.

La corriente máxima de disparo del interruptor diferencial más sensible, que se tendrá en cuenta será de 300 mA. Entonces, la resistencia del circuito de protección, entendiéndose éste desde la conexión a masa hasta el paso de tierra, deberá cumplir la siguiente expresión:

$$R \leq \frac{V_c}{I_s}$$

Dónde:

R: Resistencia de puesta a tierra Ω .

V_c: Tensión de contacto en V.

I_s: Sensibilidad del interruptor diferencial en A.

Por tanto:

$$R \leq \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

6.2. Instalación de puesta a tierra

El electrodo está formado por 4 picas de acero recubiertas de cobre de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud, situadas en un lado de la nave y unidas por medio



conductor de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección. Esta irá unida al mallazo metálico de cimentación a través de un conductor de cobre de 50 mm^2 de sección por medio de soldaduras aluminotérmicas, formando así una superficie equipotencial. Del cuadro de distribución general se unirá al conductor principal de tierra a través de un conductor de cobre de 50 mm^2 . Del cuadro de distribución general partirán las derivaciones a los cuadros auxiliares de distribución y de estos partirán los conductores de protección a los distintos receptores.

Una vez elegido cual va a ser la configuración de la instalación, como el número de picas, la sección de los conductores de unión de las picas, la sección de los conductores de unión de las picas, la naturaleza de los conductores, etc. se procede a verificar que la instalación cumple con las condiciones anteriormente expuestas, es decir, que la resistencia de tierra sea inferior a 80Ω , con lo que quedará limitada la tensión de contacto.

Calcularemos el valor de la resistencia de tierra en el caso del defecto a tierra más desfavorable, es decir, cuando la corriente de defecto sea mayor. Ya que los contactos peligrosos se producen con la maquinaria de la nave, hemos de buscar la línea con menor resistencia a tierra, que es la línea con mayor corriente de defecto, que en este caso será la máquina de línea, Tronzadora número 1, del cuadro auxiliar 5. Por tanto habrá que calcular la resistencia del conductor de esa línea, que va desde el cuadro de distribución general, hasta ese cuadro.

La resistencia del conductor se calcula con la siguiente expresión:

$$R = \frac{L}{S \cdot \sigma}$$

Donde:

-R= Resistencia del conductor en Ω .

- σ = Conductividad del material conductor, en este caso la del cobre. $56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$.

-L= Longitud del conductor.

-S= Sección del conductor en mm^2 .

La resistencia R_1 , entre el cuadro general de distribución y el auxiliar es de:

$$R_1 = \frac{L}{S \cdot \sigma} = \frac{25,5}{10 \cdot 56} = 0,0456 \Omega$$



La resistencia 2, entre el cuadro de distribución y la máquina es de:

$$R_2 = \frac{L}{S \cdot \sigma} = \frac{12,5}{4 \cdot 56} = 0.0558 \Omega.$$

La resistencia del conductor será la suma de ambas:

$$R_t = R_1 + R_2 = 0.1014 \Omega.$$

La resistencia de una pica vertical se obtiene de la siguiente expresión:

$$R_{\text{pica}} = \frac{\rho}{L}$$

Dónde:

- R_{pica} = Resistividad de la pica en Ω .

- ρ = Resistividad del terreno, en nuestro caso 200 $\Omega \cdot \text{m}$.

- L = Longitud de la pica en m.

Por lo que:

$$R_{\text{pica}} = \frac{\rho}{L} = \frac{200}{2} = 100 \Omega.$$

Las cuatro picas que forman la instalación de puesta a tierra se encuentran en paralelo, por lo que la resistencia del conjunto es de:

$$R_{\text{total picas}} = \frac{R_{\text{pica}}}{4} = \frac{100}{4} = 25 \Omega$$



La resistencia del conductor que une las 4 picas será de:

$$R_{\text{conductor}} = 2 \frac{\rho}{L} = 2 \frac{200}{12,5} = 32 \Omega$$

La resistencia total del mallazo de puesta a tierra, será la que forman la resistencia de las picas y la resistencia del conductor que las une. En el caso más desfavorable, será si se considera que estas dos resistencias se encuentran en serie, por lo que la resistencia total de puesta a tierra será el resultado de la suma de ambas:

$$R_{\text{mallazo}} = R_{\text{total picas}} + R_{\text{conductor}} = 25 + 32 = 57 \Omega.$$

La resistencia total de la puesta a tierra para la línea más desfavorable será la suma de la resistencia del conductor de dicha línea, más la resistencia del mallazo.

$$R_{\text{total}} = R_{\text{mallazo}} + R_{\text{conductor}} = 57 + 0.0558 = 57.0558 \Omega.$$

Como podemos visualizar, la instalación de puesta a tierra propuesta al principio es correcta, ya que estamos muy por debajo de los 80 Ω que se establecieron como límite máximo.

7. COMPENSACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

7.1. Cálculo de la potencia reactiva a instalar

Se ha decidido mejorar el factor de potencia hasta un valor de 0,97 para aprovechar las ventajas que conlleva poseer un factor muy cercano a 1. Como tenemos los datos de potencia activa y factor de potencia de la nave se calcula la potencia reactiva a instalar.

Potencia activa: 188969 W.

Intensidad: 418,01 A.

$\cos \varphi: 0.92 \rightarrow \varphi = 23.07^\circ$

$$Q = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \sin \varphi = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 418,01 \cdot \sin 23.07 = 113.483,62 \text{ Var.}$$



El objetivo es corregir el f.d.p. hasta 0,97, por lo que la potencia reactiva que tiene que tener la batería de condensadores será:

$$\cos \varphi: 0.97 \rightarrow \varphi=14,07^\circ$$

$$Q=\sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \operatorname{sen} \varphi=\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 418,01 \cdot \operatorname{sen} 14,07=70.405,25 \text{ Var.}$$

$$Q_{\text{batería}}=Q_{\text{f.d.p.}=0.9}-Q_{\text{f.d.p.}=0.97}=113.483,62-70.405,25=43.078,37 \text{ Var.}$$

7.2. Cálculo de la sección del conductor que une la batería

Para hallar la intensidad que va a circular por el cable que alimenta la batería de condensadores, se aplica la fórmula de la potencia reactiva:

$$Q=\sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \operatorname{sen} \varphi$$

Dónde:

- $\operatorname{sen} \varphi=1$ (Batería de condensadores).
- Q = Potencia reactiva de los conductores.
- V = tensión nominal, 400V.

Despejo:

$$I=\frac{43.078,37 \text{ Var}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1}=62,18 \text{ A.}$$

Con este valor nos vamos a la tabla del R.E.B.T. correspondiente, en este caso la tabla 19.2 de la ITC-BT 19, para conductores unipolares en contacto mutuo indica una sección de 10 mm^2 .



7.3. Cálculo de la protección de la batería de condensadores

El cálculo del interruptor automático se basa en la intensidad consumida por la batería de condensadores. Este valor debe ser multiplicado por un coeficiente de seguridad especificado en la ITC-BT 48 del R.E.B.T. donde se establece que los aparatos de mando y protección deben soportar en régimen permanente de 1,5 a 1,8 veces la intensidad nominal, en este caso aplicaremos un coeficiente de 1,6:

$$I = I_n \cdot 1,6 = 62,18 \cdot 1,6 = 99,48 \text{ A.}$$

La intensidad de cortocircuito será la de entrada del C.G.D. $I_{cc} = 8178,31 \text{ A}$. Por lo tanto el interruptor magnetotérmico queda definido por:

-Interruptor automático magnetotérmico: Sección: $1 \times 16 \text{ mm}^2$

Calibre = 100 A.

PdC = 10kA.

III+N 400 V

Curva C

8. CÁLCULOS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

8.1. Intensidad de alta tensión

La intensidad primaria I_p en un transformador trifásico es el valor que circulará por el devanado primario cuando el transformador funcione a su potencia nominal y viene determinada por la expresión:

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

Dónde:

-S: Potencia del transformador, 400 kVA.

-U: Tensión compuesta primaria en kV= 13,2kV.



- I_p : Intensidad primaria en A.

Sustituyendo se obtiene un valor de 17,76 A, que es la intensidad total primaria. Por lo tanto con este valor se puede seleccionar los fusibles adecuados en el lado de Media Tensión.

8.2. Intensidad de baja tensión

En un sistema trifásico la intensidad secundaria I_s , viene determinada por:

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

Dónde:

-S: Potencia del transformador, 400 kVA.

-U: Tensión compuesta primaria en kV= 0,4 kV.

- I_s : Intensidad secundaria en A.

- W_{fe} : Pérdidas en el hierro. (Según fabricante 1550 W).

- W_{cu} : Pérdidas en los arrollamientos (Según fabricante 8100 W).

Sustituyendo tenemos que la intensidad en el lado de baja tensión es de 563,42 A.

Con este dato también se puede calcular los fusibles de protección.

8.3. Cortocircuitos

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en el lado de alta tensión se utiliza como dato de partida el valor de la potencia de cortocircuito en el punto de la instalación suministrado por IBERDROLA, en este caso este valor es de 350 MVA y la tensión de servicio. Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión se utilizan como datos la potencia del transformador, su tensión de cortocircuito y su tensión secundaria.



8.3.1. Corriente de cortocircuito en el lado de alta tensión

La corriente de cortocircuito en el lado de alta tensión se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

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

Dónde:

- S_{cc} : potencia de cortocircuito de la red, en este caso 350 MVA.
- U : Tensión primaria, en este caso 13,2 kV.
- I_{ccp} : Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

Sustituyendo se obtiene que la intensidad de cortocircuito en el lado de alta tensión es de 15,31 kA., es decir, esta será la intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de alta tensión.

8.3.2. Corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión

Para obtener el valor de la intensidad de cortocircuito secundaria se debe saber cuál será la tensión de cortocircuito, es decir, la tensión que es preciso aplicar al primario para que estando cerradas en cortocircuito los bornes del secundario, se alcance en dicho secundario su intensidad nominal. Según la tabla de características de los transformadores que aparece en la norma UNE 20138 esta tensión, la cual se expresa de forma porcentual será del 6%.

La corriente de cortocircuito del lado de baja tensión se obtiene con la siguiente fórmula:

$$I_{ccs} = \frac{S}{U_s \cdot \frac{U_{cc}}{100} \cdot \sqrt{3}}$$

Dónde:

- S : Potencia del transformador, 400 KVA.



-Ucc: Tensión porcentual de cortocircuito del transformador, en este caso es del 6%.

-Us: Tensión secundaria del transformador, 400 V.

-Iccs: Intensidad de cortocircuito secundaria en kA.

Sustituyendo se obtiene que la intensidad de cortocircuito en el lado de baja tensión es de 9,62 kA.

8.4. Conexión celdas – transformador

La intensidad nominal que ha de soportar el cable es de:

$$I = \frac{P}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{400}{13,200 \cdot \sqrt{3}} = 17,5 \text{ A}$$

Se ha decidido colocar conductores unipolares de cobre de 50 mm² de sección, que en condiciones de instalación soporta 188 A, y provoca una caída de tensión despreciable, cumpliendo así con los criterios de calentamiento y de caída de tensión. El aislamiento será XLPE.

8.4.1. Conexión del secundario del transformador al cuadro de BT

La intensidad nominal que tienen que soportar los cables que unen el secundario del transformador con el cuadro de Baja Tensión del CT es:

$$I = \frac{P}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{400 \text{ kV}}{400 \cdot \sqrt{3}} = 577,35 \text{ A}$$

Se ha decidido instalar 3 conductores por fase de cobre de 120 mm² de sección, que en condiciones normales soporta 295 A (295 A x 3 = 885 A ≥ 577,35) y provoca una caída de tensión despreciable, cumpliendo así con los criterios de calentamiento y de caída de tensión. El aislamiento será también de XLPE.



8.5. Dimensión del embarrado

Como resultado de los ensayos que han sido realizados a las celdas fabricadas por Schneider Electric no son necesarios los cálculos teóricos ya que con los certificados de ensayo ya se justifican los valores que se indican tanto en esta memoria como en las placas de características de las celdas.

8.5.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene como objeto verificar que no se supera la máxima densidad de corriente admisible por el elemento conductor cuando por el circule una corriente igual a la corriente nominal máxima.

Para las celdas modelo SM6 seleccionadas para este proyecto se ha obtenido la correspondiente certificación que garantiza cumple con la especificación citada mediante el protocolo de ensayo 51249139XA realizado por VOLTA.

8.5.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica

La comprobación por sollicitación electrodinámica tiene como objeto verificar que los elementos conductores de las celdas incluidas en este proyecto son capaces de soportar el esfuerzo mecánico derivado de un defecto de cortocircuito entre fase.

Para las celdas modelo SM6 seleccionadas para este proyecto se ha obtenido la correspondiente certificación que garantiza cumple con la especificación citada mediante el protocolo de ensayo 51249068XA realizado por VOLTA.

El ensayo garantiza una resistencia electrodinámica de 40kA.

8.5.3. Comprobación por sollicitación térmica. Sobreintensidad térmica admisible.

La comprobación por sollicitación térmica tiene como objeto comprobar que por motivo de la aparición de un defecto o cortocircuito no se producirá un calentamiento excesivo del elemento conductor principal de las celdas que pudiera así dañarlo.

Para las celdas modelo SM6 seleccionadas para este proyecto se ha obtenido la correspondiente certificación que garantiza cumple con la especificación citada mediante el protocolo de ensayo 51249068XA realizado por VOLTA.



El ensayo garantiza una resistencia térmica de 16 kA 1 segundo.

8.6. Selección de las protecciones de alta y baja tensión

Los transformadores han de estar protegidos tanto en Alta como en Baja Tensión. En AT la protección la efectúan las celdas asociadas a los transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

Alta Tensión

La protección en AT del transformador se realiza utilizando un relé de protección asociado al transformador y mediante una celda de interruptor con fusibles, siendo estos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (muy inferiores a los tiempos de corte de los interruptores diferenciales), ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuito por toda la instalación.

No obstante, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra sobrecargas, que tendrán que ser evitada por el relé de protección del transformador.

Los cortacircuitos fusibles son los limitadores de corriente, fundiéndose al paso de una determinada intensidad. De todas las formas esta protección debe permitir el paso de la puna de corriente producida en la conexión del transformador en vacío, soportar la intensidad en servicio continuo, sobrecargas eventuales y cortar las intensidades de defecto en los bornes del secundario del transformador.

Como regla práctica, simple y comprobada, que tiene en cuenta la conexión en vacío del transformador y evita el envejecimiento del fusible, se puede verificar que la intensidad que hace fundir al fusible en 0,1 segundos es siempre superior o igual a 14 veces la intensidad nominal del transformador.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia del transformador a proteger. En nuestro caso tendremos un transformador de 400 KVA, por lo tanto el calibre de los fusibles de la celda de protección general será de 40 A.



8.7. Dimensionado de la ventilación del centro de transformación

Las rejillas de ventilación de los edificios prefabricados EHC están diseñadas y dispuestas sobre las paredes de manera que la circulación del aire ventile eficazmente la sala del transformador. El diseño se ha realizado cumpliendo los ensayos de calentamiento según la norma UNE-EN 62271-102, tomando como base de ensayo los transformadores de 1000 KVA según la norma UNE 21428-1. Todas las rejillas de ventilación van provistas de una tela metálica mosquitero. El prefabricado ha superado los ensayos de calentamiento realizados en LCOE con número de informe 200506330341.

8.8. Dimensión del pozo apagafuegos

Al utilizar técnica de transformador encapsulado en resina epoxy, no es necesario disponer de un foso para la recogida de aceite, al no existir éste.

8.9. Instalación de puesta a tierra

8.9.1. Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno efectuada en el documento efectuado por Geocisa, en su estudio geotécnico, el cual incluimos en el anexo, podremos ver las características del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, tras lo cual recurrimos a las tablas de la ITC-RBT-18 dónde se determina una resistividad media superficial de nuestro terreno igual a 200 Ω m.

8.9.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y tiempo máximo correspondiente de eliminación de defecto

El neutro de la red de distribución en Media Tensión está conectado rígidamente a tierra. Por ello, la intensidad máxima de defecto dependerá de la resistencia de puesta a tierra de protección del Centro, así como de las características de la red de MT.

Para un valor de resistencia de puesta a tierra del Centro de 6.2 Ω , la intensidad máxima de defecto a tierra es 400 Amperios y el tiempo de desconexión del defecto es inferior a 0.7 segundos, según datos proporcionados por la Compañía Eléctrica suministradora (IBERDROLA). Los valores de K y n para calcular la tensión máxima de contacto aplicada según MIE-RAT 13 en el tiempo de defecto proporcionado por la compañía son:



$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Dónde:

- Vca: Tensión aplicada en V.
- T: Duración de la falta de segundos.
- K y n: Constantes, en función del tiempo, ver tabla.

T	K	n	Vca
0,9 ≥ t > 0,1	72	1	$\frac{K}{t^n}$
3 ≥ t > 0,9	78,5	0,18	$\frac{K}{t^n}$
5 ≥ t > 3			64 V
t > 5			50 V

Tabla 1. Coeficientes para cálculo de toma a tierra.

En nuestro caso tomamos los valores K = 72 y n = 1.

Los valores de la impedancia de puesta a tierra del neutro son característicos de cada red, y los proporciona la compañía suministradora.

Rn=0 Ω y Xn=25,4 Ω

La intensidad máxima de defecto se producirá en el caso hipotético de que la resistencia de puesta a tierra del C.T. sea nula. Por lo tanto:

$$I_d(\text{máx}) = \frac{U_s(\text{máx})}{Z_n \cdot \sqrt{3}} = \frac{13200}{25,4 \cdot \sqrt{3}} = 300,04 \text{ A}$$

8.9.3. Diseño de la instalación de puesta a tierra

Tierra de protección



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

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA, conforme a las características del centro de transformación objeto del presente cálculo, siendo, entre otras, las siguientes:

Para la tierra de protección optaremos por un sistema de las características que se indican a continuación:

- Identificación: código 5/48 del método de cálculo de tierras de UNESA.

- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.0311 \Omega/(\Omega m).$$

$$K_p = 0.00456 V/(\Omega mA).$$

- Descripción:

Estará constituida por 4 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 8.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m y la separación entre cada pica y la siguiente será de 12 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 36 m, dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

Tierra de servicio

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

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:



- Identificación: código 5/48 del método de cálculo de tierras de UNESA.

- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.0311 \Omega/(\Omega m).$$

$$K_p = 0.00456 V/(\Omega mA).$$

- Descripción:

Estará constituida por 4 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm y una longitud de 8.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0.5 m y la separación entre cada pica y la siguiente será de 12.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 36 m, dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37 Ω . Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de Baja Tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA, no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 Voltios (37 x 0,650).

Existirá una separación mínima entre las picas de la tierra de protección y las picas de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de Baja Tensión. Dicha separación está calculada en el apartado 8.9.8.

8.9.4. Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra

Tierra de protección

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del Centro (R_t), y tensión de defecto correspondiente (U_d), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t :



$$R_t = K_r \cdot \rho$$

- Tensión de defecto, Ud:

$$U_d = I_d \cdot R_t .$$

Siendo:

$$-\Omega = 200 \Omega m.$$

$$-K_r = 0.0311 \Omega / (\Omega m).$$

$$-I_d = 400 A \text{ (dato de compañía)}$$

Se obtienen los siguientes resultados:

$$R_t = 6.2 \Omega$$

$$U_d = 2488 V$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada (U_d), por lo que deberá ser como mínimo de 4000 Voltios.

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Alta Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro, y por ende no afecten a la red de Baja Tensión.



Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

Tierra de servicio

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0.0311 \cdot 200 = 6.2 \, \Omega.$$

Vemos que es inferior a 37 Ω .

8.9.5. 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 rejas de ventilación 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 éstas serán prácticamente nulas.

Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, por la expresión:

$$U_p = K_p \cdot \sigma \cdot I_d = 0.00456 \cdot 200 \cdot 400 = 364,8 \, \text{V}.$$

8.9.6. Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación

El piso del Centro estará constituido por un mallazo electrosoldado con redondos, de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del Centro. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esté sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo



inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm de espesor como mínimo.

El edificio prefabricado de hormigón EHC estará construido de tal manera que, una vez fabricado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldadura eléctrica.

Esta armadura equipotencial se conectará al sistema de tierras de protección (excepto puertas y rejillas, que como ya se ha indicado no tendrán contacto eléctrico con el sistema equipotencial; debiendo estar aisladas de la armadura con una resistencia igual o superior a 10.000 ohmios a los 28 días de fabricación de las paredes).

Así pues, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que su valor será prácticamente nulo.

No obstante, y según el método de cálculo empleado, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, que se obtiene mediante la expresión:

$$U_p \text{ acceso} = U_d = R_t \cdot I_d = 6.2 \cdot 400 = 2488 \text{ V.}$$

8.9.7. Cálculo de las tensiones aplicadas

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar, según el reglamento MIE-RAT, será:

$$U_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Dónde:

- U_{ca} = Tensión máxima de contacto aplicada en Voltios.

- K = 72.

- n = 1.

- t = Duración de la falta en segundos: 0.7 s

Lo que nos da un resultado de: $U_{ca} = 102,86 \text{ V.}$



Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso al Centro, emplearemos las siguientes expresiones:

$$U_p (\text{exterior}) = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{6 \cdot \sigma}{1000} \right)$$

$$U_p (\text{acceso}) = 10 \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{3 \cdot \sigma \cdot 3 \cdot \sigma \cdot h}{1000} \right)$$

Siendo:

- Up = Tensiones de paso en Voltios.
- K = 72.
- n = 1.
- t = Duración de la falta en segundos: 0.7 s
- σ = Resistividad del terreno.
- σ · h = Resistividad del hormigón = 3.000 Ω.m

Obtenemos que: $U_p (\text{exterior}) = 2262,9 \text{ V}$ y que $U_p (\text{acceso}) = 10902,9 \text{ V}$.

Como vemos los valores obtenidos en el apartado anterior son inferiores al máximo admisible.

$$U_p = 364,8 \text{ V} < U_p (\text{exterior}) = 2262,9 \text{ V}.$$

$$U_d = 2488 \text{ V} < U_p (\text{acceso}) = 10902,9 \text{ V}.$$

8.9.8. Investigación de tensiones transferibles al exterior

Al no existir medios de transferencia de tensiones al exterior no se considera necesario un estudio previo para su reducción o eliminación.

No obstante, con el objeto de 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 $D_{mín}$, entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, determinada por la expresión:



$$D_{\text{mín}} = \frac{\sigma \cdot I_d}{2000 \cdot \pi}$$

Dónde:

$$-\sigma = 200 \Omega \text{m.}$$

$$-I_d = 400 \text{ A.}$$

Obtenemos que el valor de dicha distancia será de 12,73 m.

8.9.9. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo

No se considera necesario la corrección del sistema proyectado. No obstante, si el valor medido de las tomas de tierra resultara elevado y pudiera dar lugar a tensiones de paso o contacto excesivas, se corregirían estas mediante la disposición de una alfombra aislante en el suelo del Centro, o cualquier otro medio que asegure la no peligrosidad de estas tensiones.



PLANOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO Nº 3: PLANOS

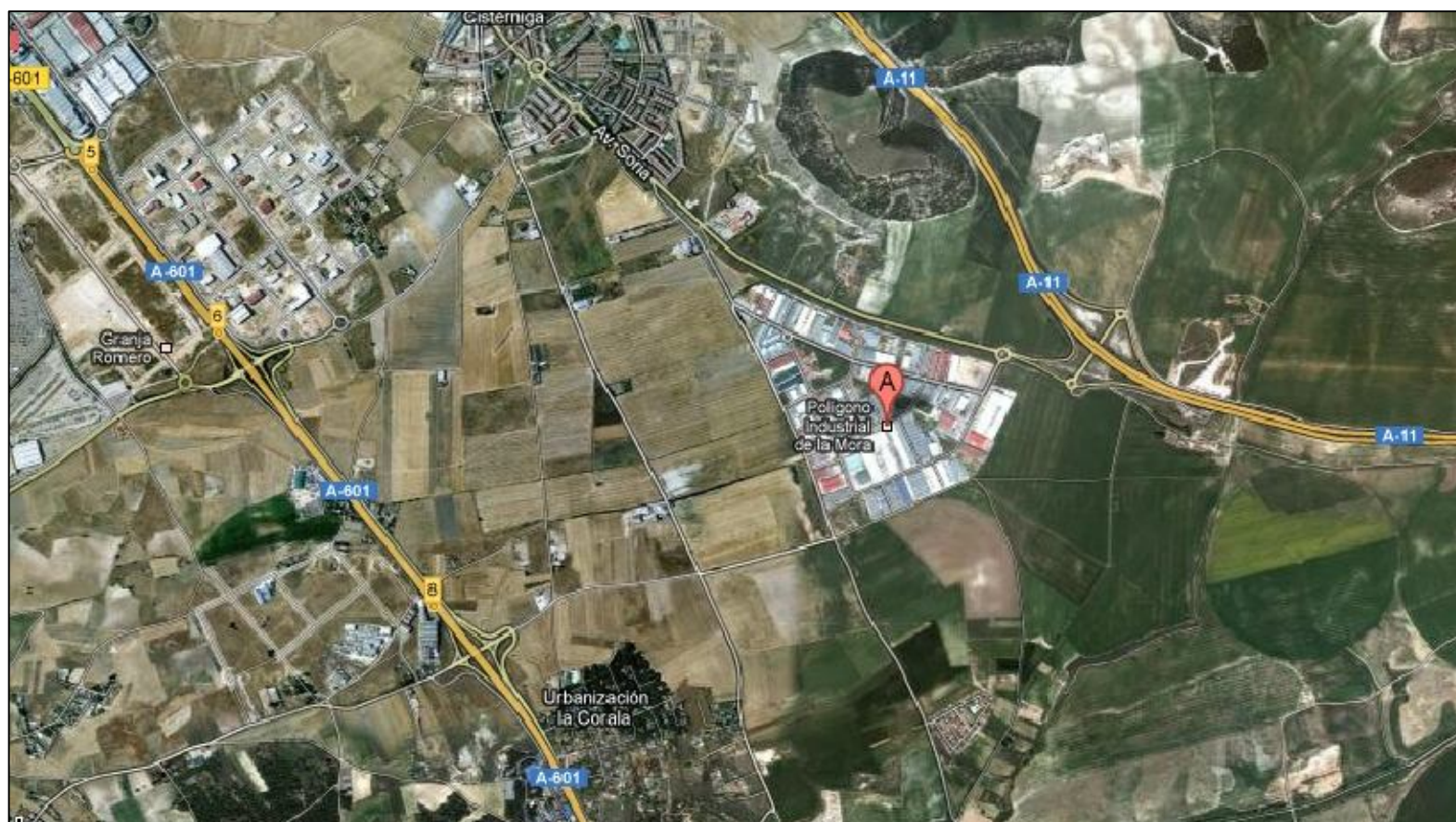


PLANOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

PLANOS DE LAS INSTALACIONES



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UBICACIÓN

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

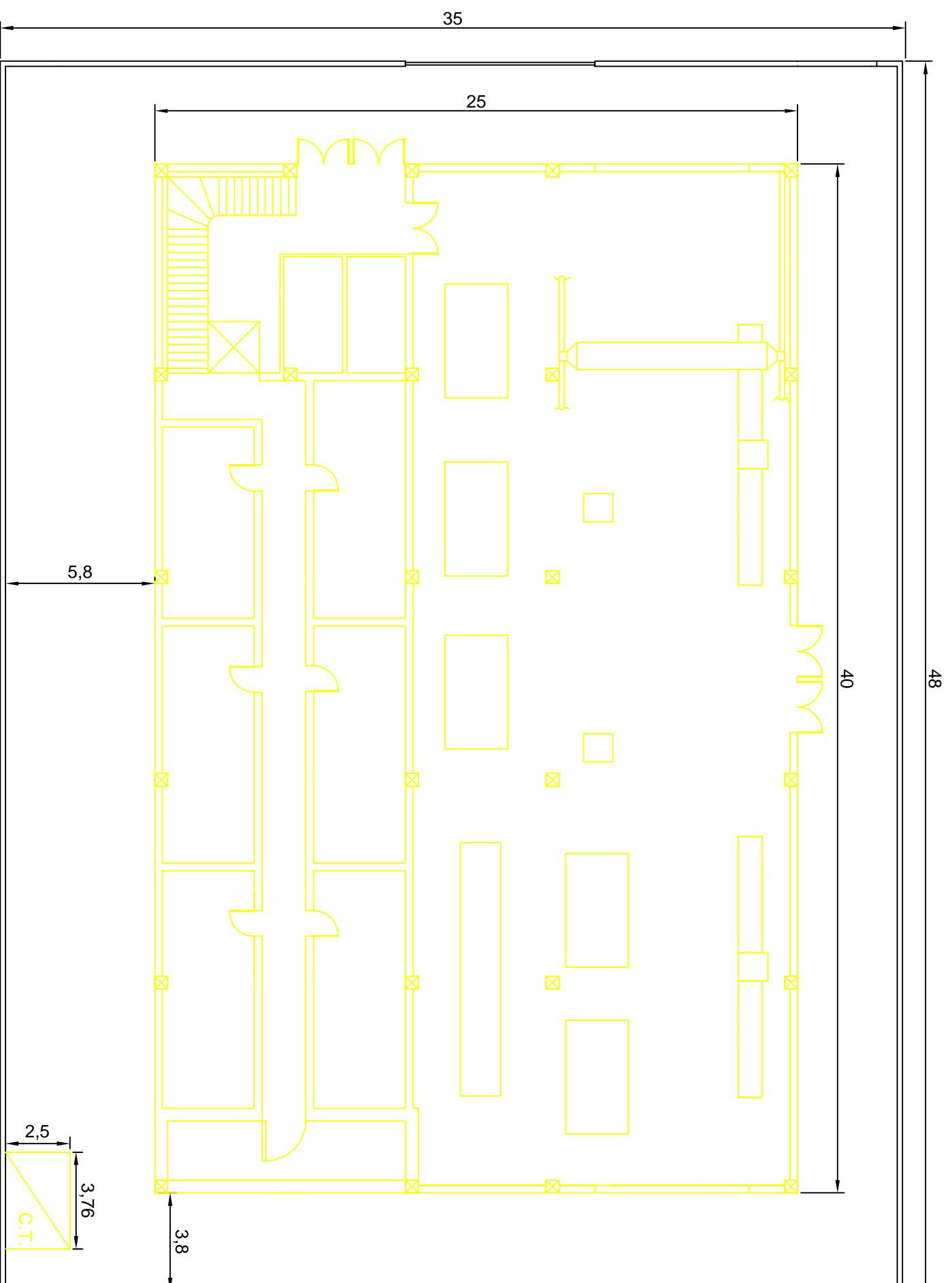
FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
1

REALIZADO: MUÑOZ DÍAZ, DAVID
 PRIETO VICENTE, FERNANDO

ESCALA:
N/E

FIRMA:



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
PARCELA

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
2

ESCALA:
1:200

FIRMA:

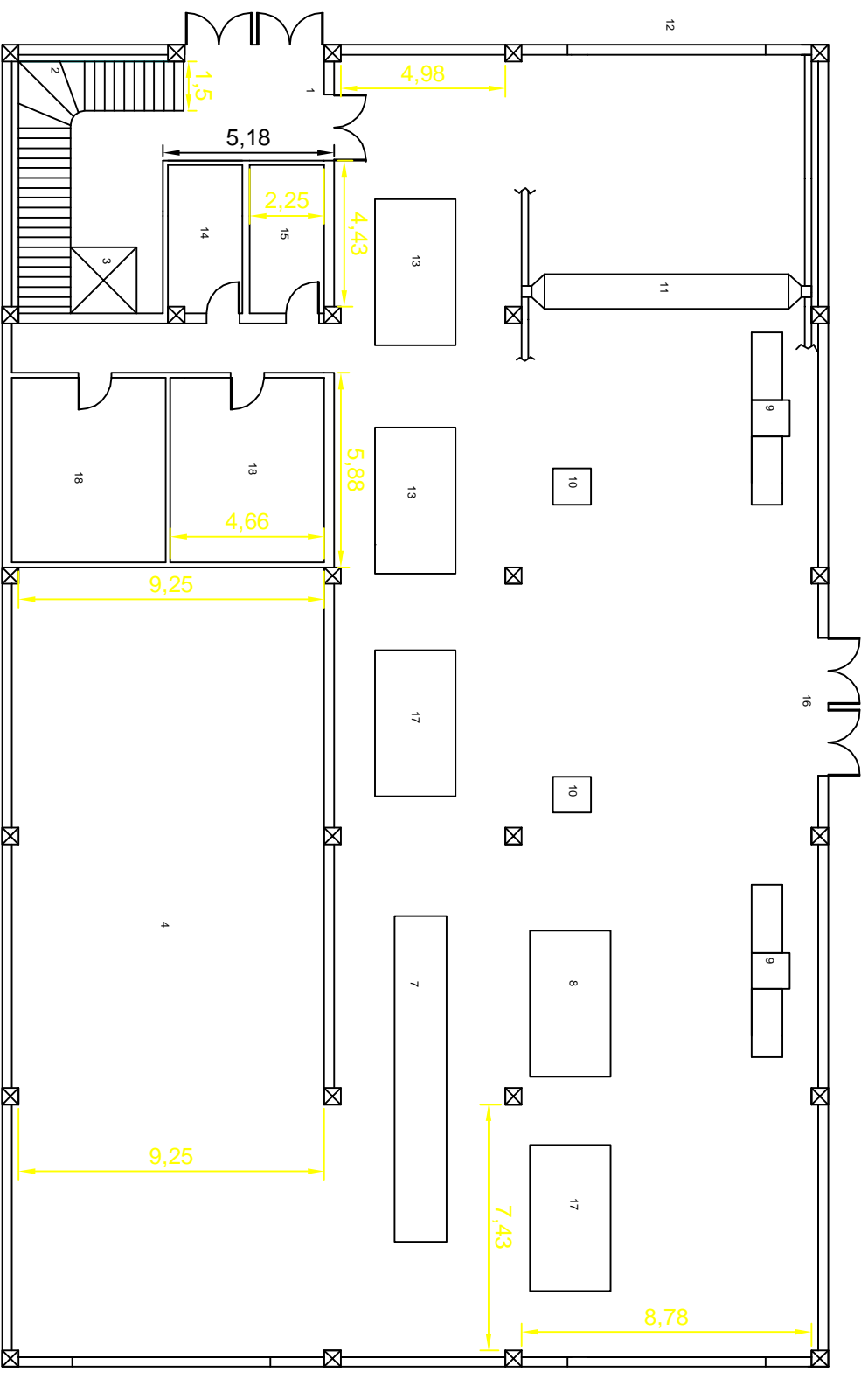


Tabla de objetos y superficies

Número	Definición
1	Puertas de acceso a escalera
2	Escaleras
3	Ascensor
4	Almohad (289 m ²)
5	Puerta de acceso a almacén
6	Puerta trasera de acceso a taller
7	Dobladora
8	Cizalla
9	Tornuzadoras
10	Equipos de soldadura
11	Puente guía
12	Puerta de acceso a taller
13	Mesas de trabajo
14	WC masculino
15	WC femenino
16	Puertas de emergencia
17	Fresadoras
18	Vestuarios

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
DISTRIBUCIÓN PLANTA BAJA

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
3

ESCALA:
1:200

FIRMA:

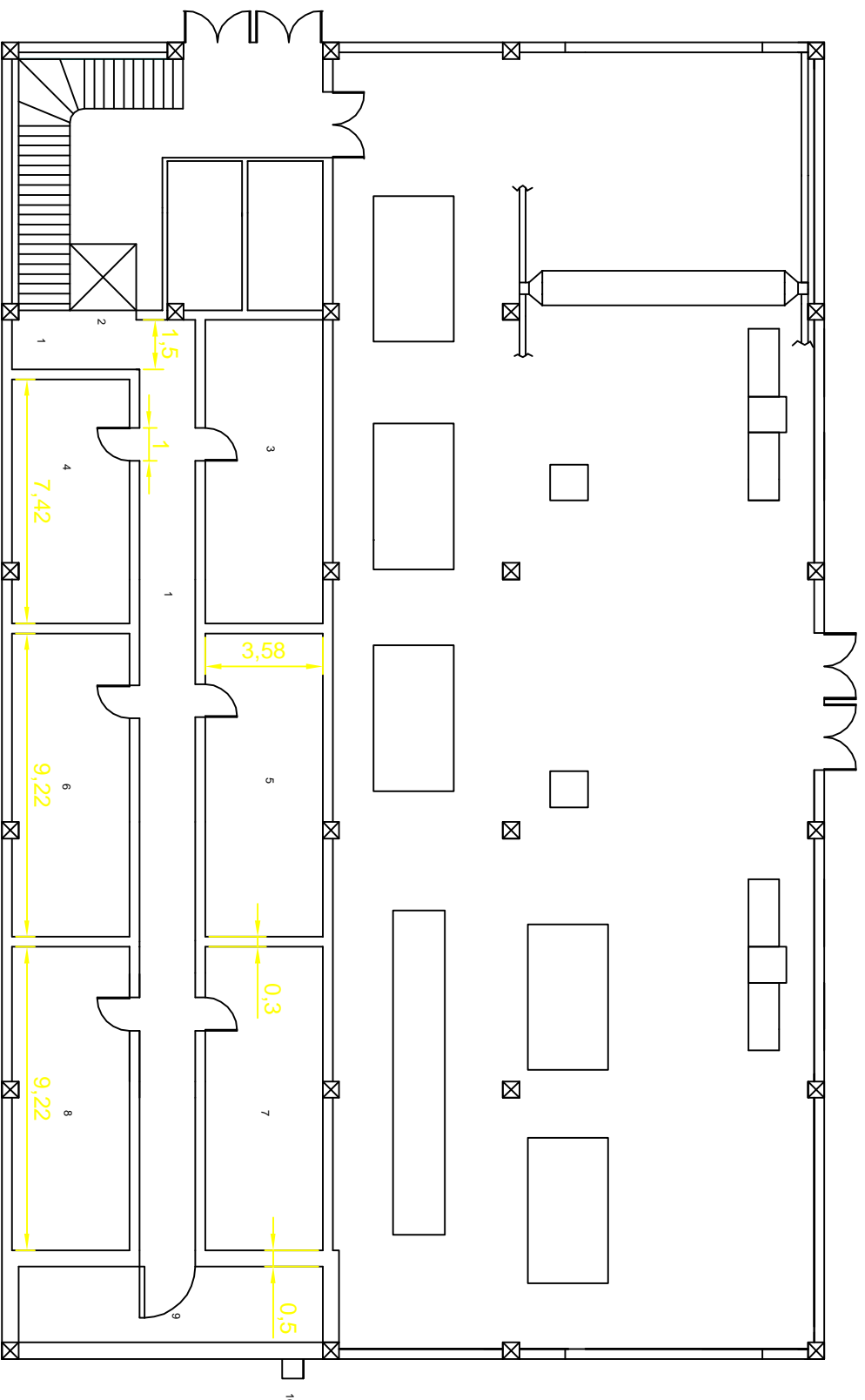


Tabla de objetos y superficies	
Numero	Definición
1	Pasillo
2	Puerta de ascensor
3	Gerencia (33m ²)
4	Recepción para clientes (26m ²)
5	Secretaría (38m ²)
6	Oficina 1 (33m ²)
7	Archivo e impresión (33m ²)
8	Oficina 2 (33m ²)
9	Cuarto eléctrico (72m ²)
10	Aire acondicionado

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACION FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
DISTRIBUCIÓN PLANTA SUPERIOR

**TECNOLOGÍA
 ELECTRICA**

REALIZADO:
**MUÑOZ DÍAZ, DAVID
 PRIETO VICENTE, FERNANDO**

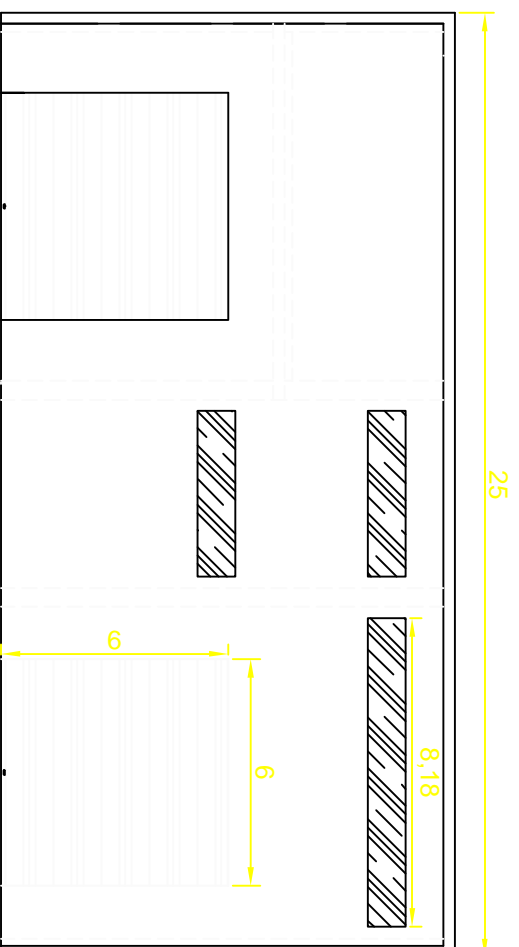
FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
4

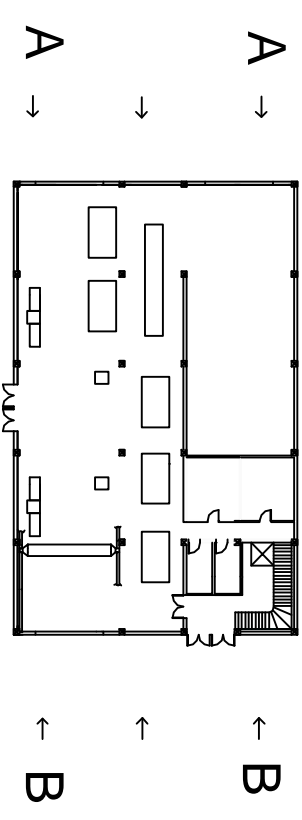
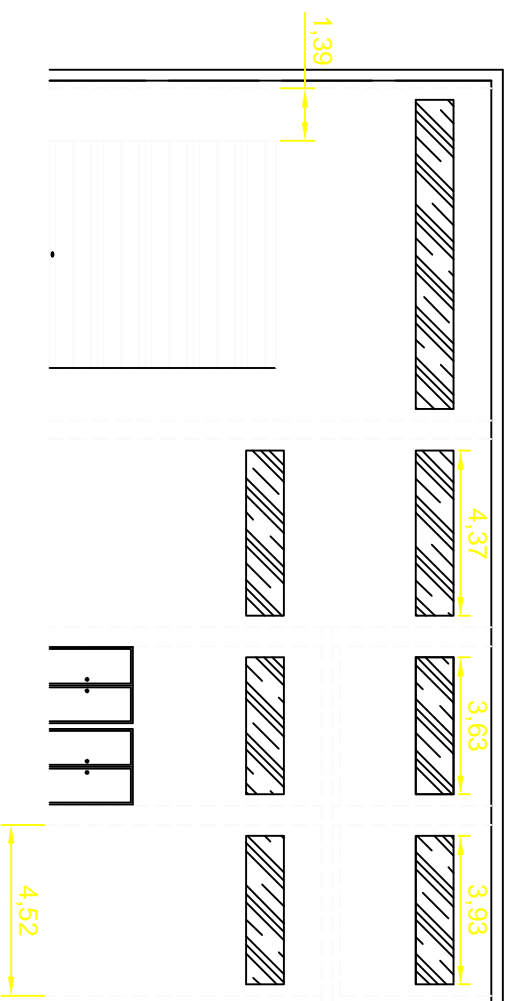
ESCALA:
1:200

FIRMA:

A-A



B-B



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
FACHADA PRINCIPAL Y TRASERA

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

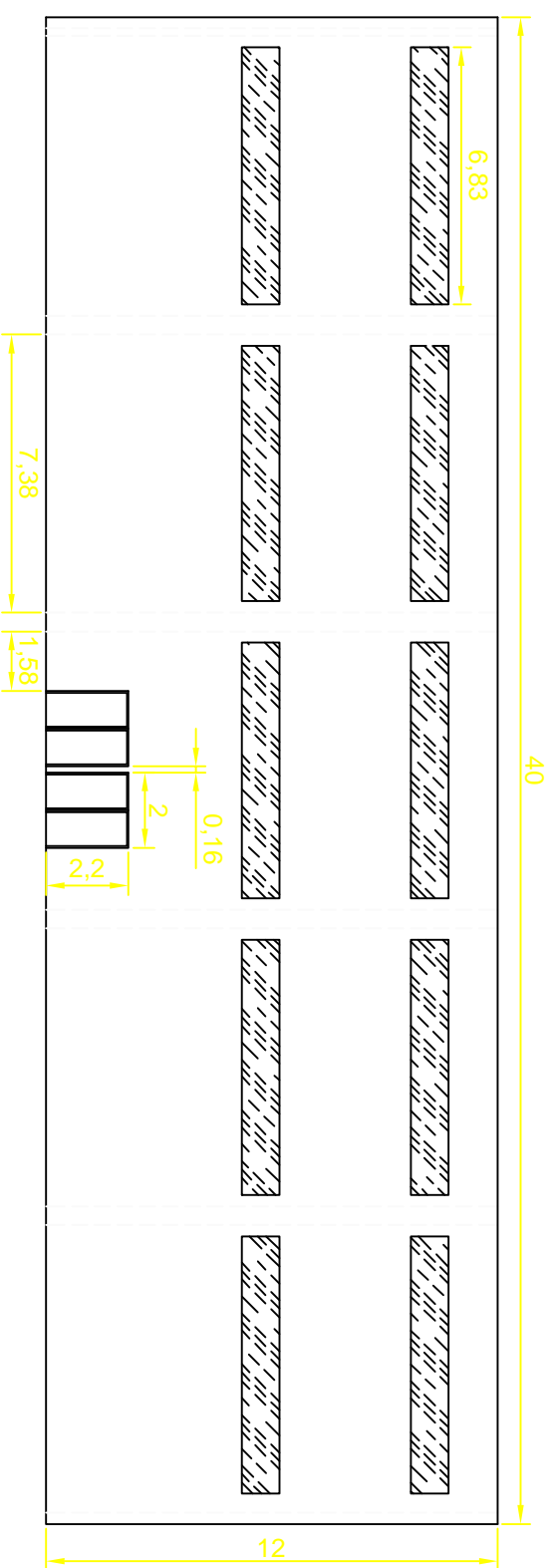
FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
5

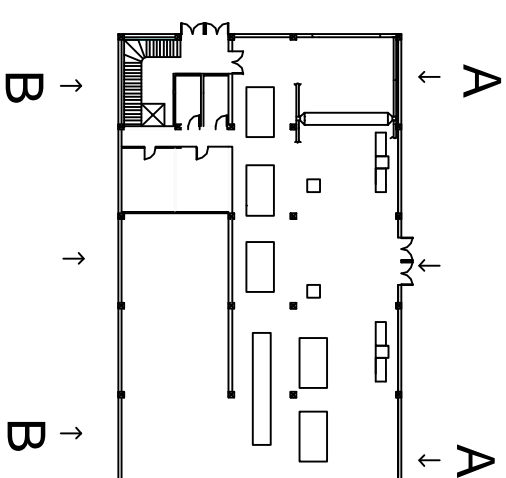
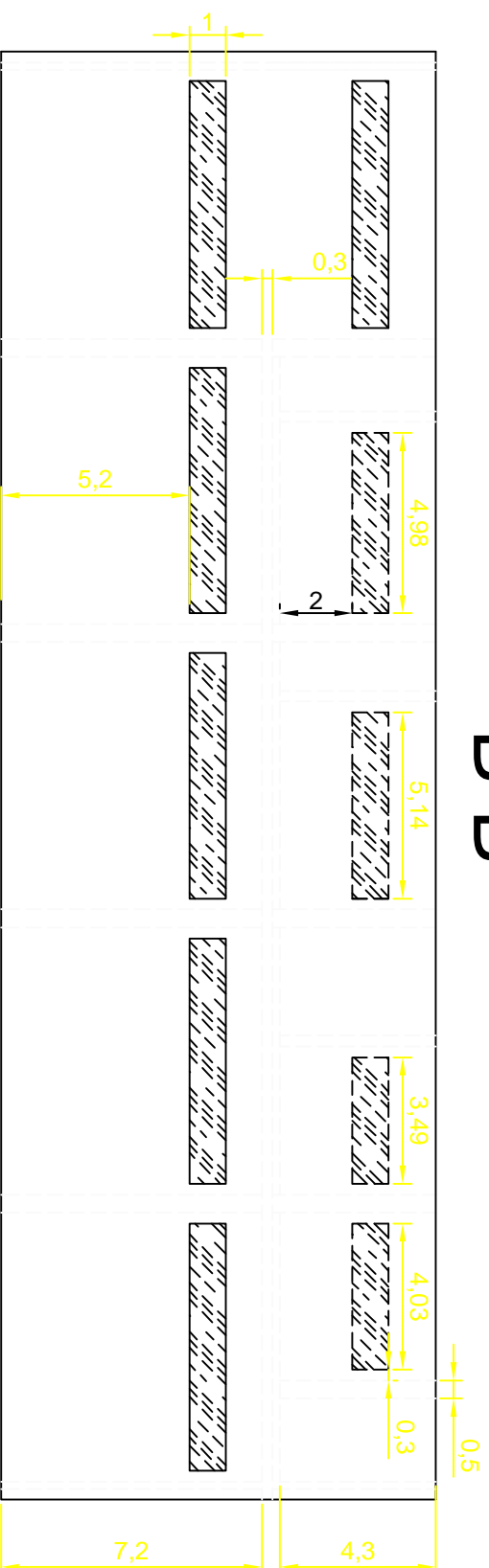
ESCALA:
1:200

FIRMA:

A-A



B-B



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
EN NAVE INDUSTRIAL**

PLANO:
LATERALES

**TECNOLOGÍA
ELECTRICA**

REALIZADO:
**MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO**

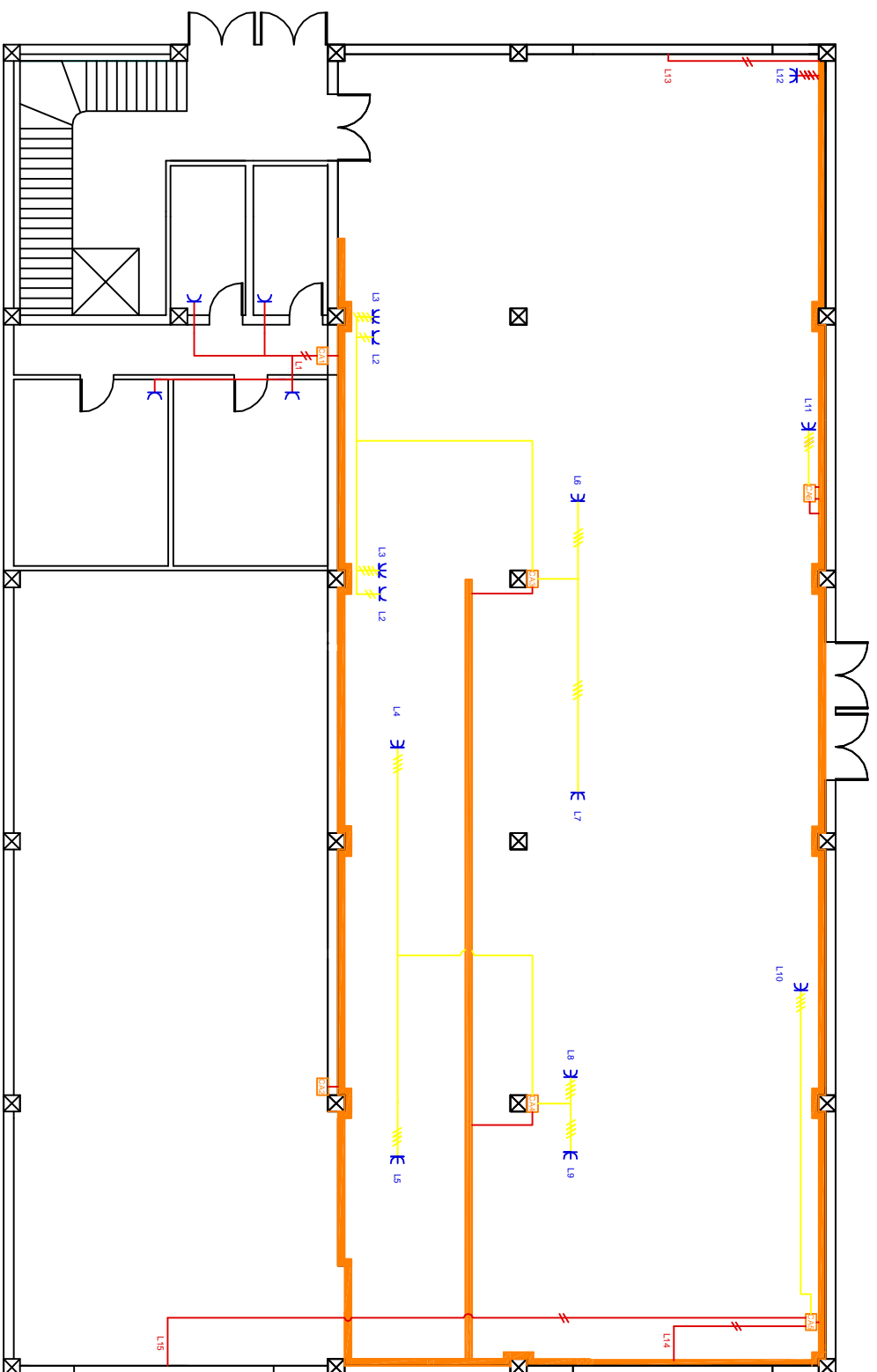
FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
6

ESCALA:
1:200

FIRMA:

Leyenda



- L1 Enchufes zona baños
- L2 Toma monofásica mesas de trabajo
- L3 Toma trifásica mesas de trabajo
- L4 Toma trifásica para fresadora 1
- L5 Toma trifásica para dobladora
- L6 Toma trifásica de equipo de soldador 1
- L7 Toma trifásica de equipo de soldador 2
- L8 Toma trifásica cizalla
- L9 Toma trifásica fresadora 2
- L10 Toma trifásica tronzoadora 1
- L11 Toma trifásica tronzoadora 2
- L12 Toma trifásica para motores de puente grúa
- L13, L14, Línea de alimentación de motores de puertas
- L15



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
CIRCUITOS DE FUERZA, PLANTA BAJA

**TECNOLOGÍA
ELECTRICA**

FECHA:
JUNIO-2013

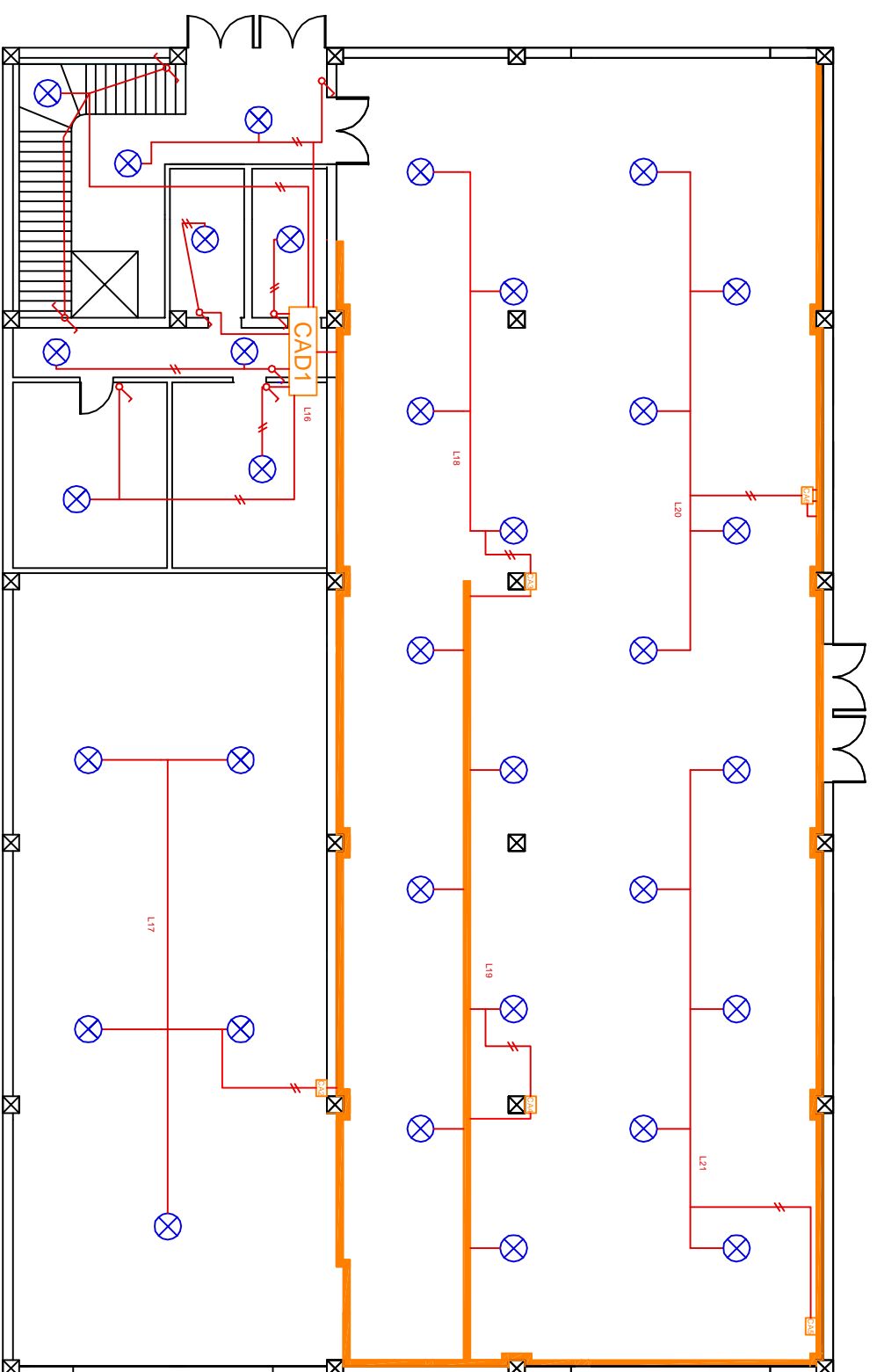
Nº PLANO:
7

REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**

ESCALA:
1:200

FIRMA:

PRIETO VICENTE, FERNANDO



Leyenda

- L16 Iluminación zona baños y hall
- L17 Línea secundaria de iluminación, zona almacén
- L18 Línea de iluminación de taller 1
- L19 Línea de iluminación de taller 2
- L20 Línea de iluminación de taller 3
- L21 Línea de iluminación de taller 4

- Cuadro auxiliar de distribución
- Lámpara
- Enchufe trifásico
- Enchufe monofásico
- Canaleta de transporte de cable
- Tubo de transporte de cable
- Roza subterránea
- Commutador
- Interruptor

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
ILUMINACIÓN Y MANDO, PLANTA BAJA

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

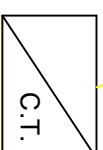
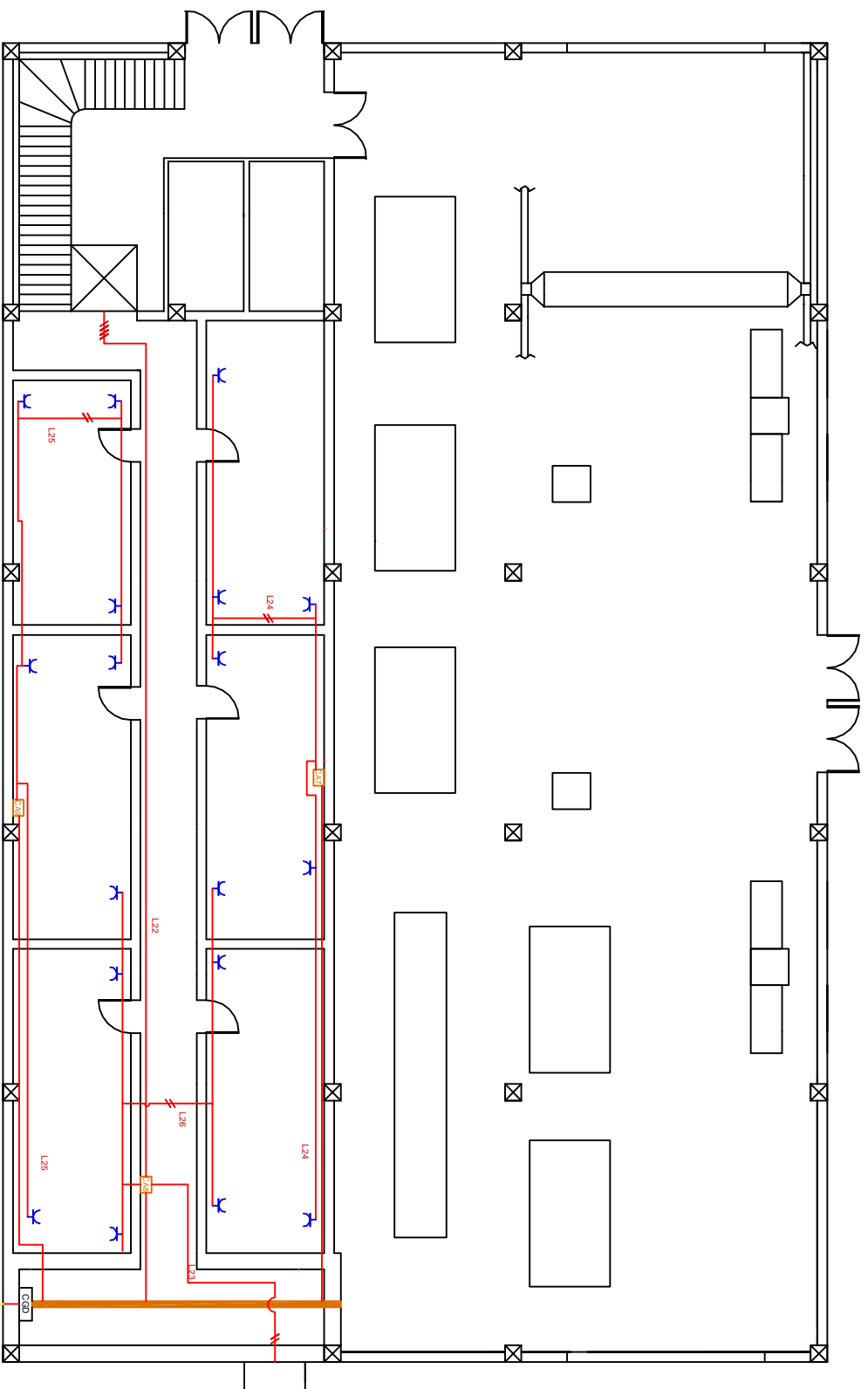
REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
8

ESCALA:
1:200

FIRMA:



Linea C.C.O.
L=10 m
3x2x25 mm² / 230 mm² Ca.
Nº de 405 V

Entrada transformador

Leyenda

L22	Motor de ascensor
L23	Bomba de aire acondicionado
L24	Enchufes zona gerencia
L25	Enchufes zona recepción de clientes
L26	Enchufes zona de archivos y oficina

	Cuadro auxiliar de distribución
	Lámpara
	Enchufe trifásico
	Enchufe monofásico
	Canaleta de transporte de cable
	Tubo de transporte de cable
	Roza subterránea

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
 ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACION FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
CIRCUITOS DE FUERZA, PLANTA SUPERIOR

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

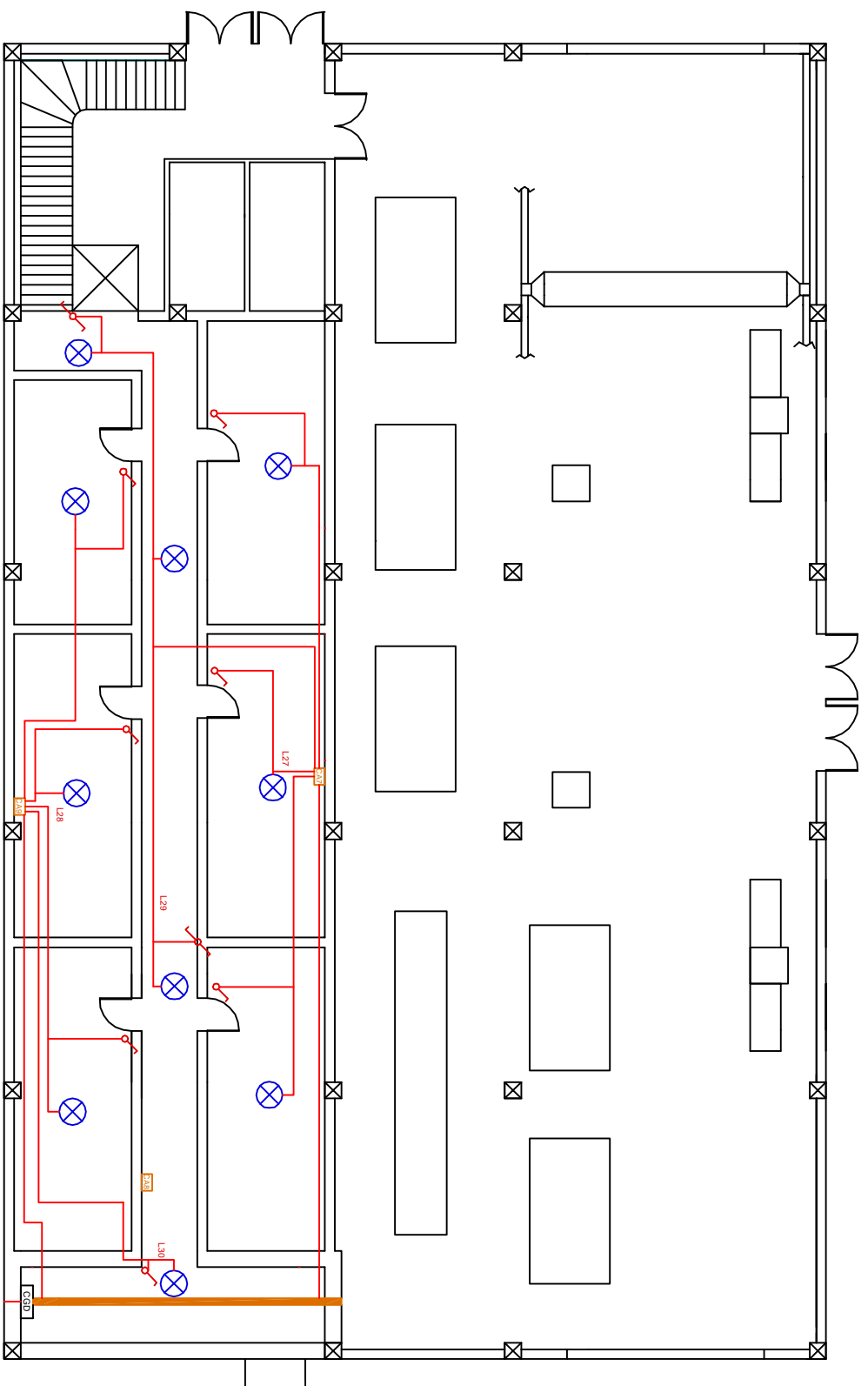
Nº PLANO:
9

REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**

ESCALA:
1:200

FIRMA:

PRIETO VICENTE, FERNANDO



Leyenda

- L27 Iluminación zona de gerencia
- L28 Iluminación zona de oficinas
- L29 Iluminación pasillo
- L30 Iluminación cuarto eléctrico

- Cuadro auxiliar de distribución
- Lámpara
- Enchufe trifásico
- Enchufe monofásico
- Canaleta de transporte de cable
- Tubo de transporte de cable
- Roza subterránea
- Comutador
- Interruptor

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
ILUMINACIÓN Y MANDO, PLANTA SUPERIOR

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**
PRIETO VICENTE, FERNANDO

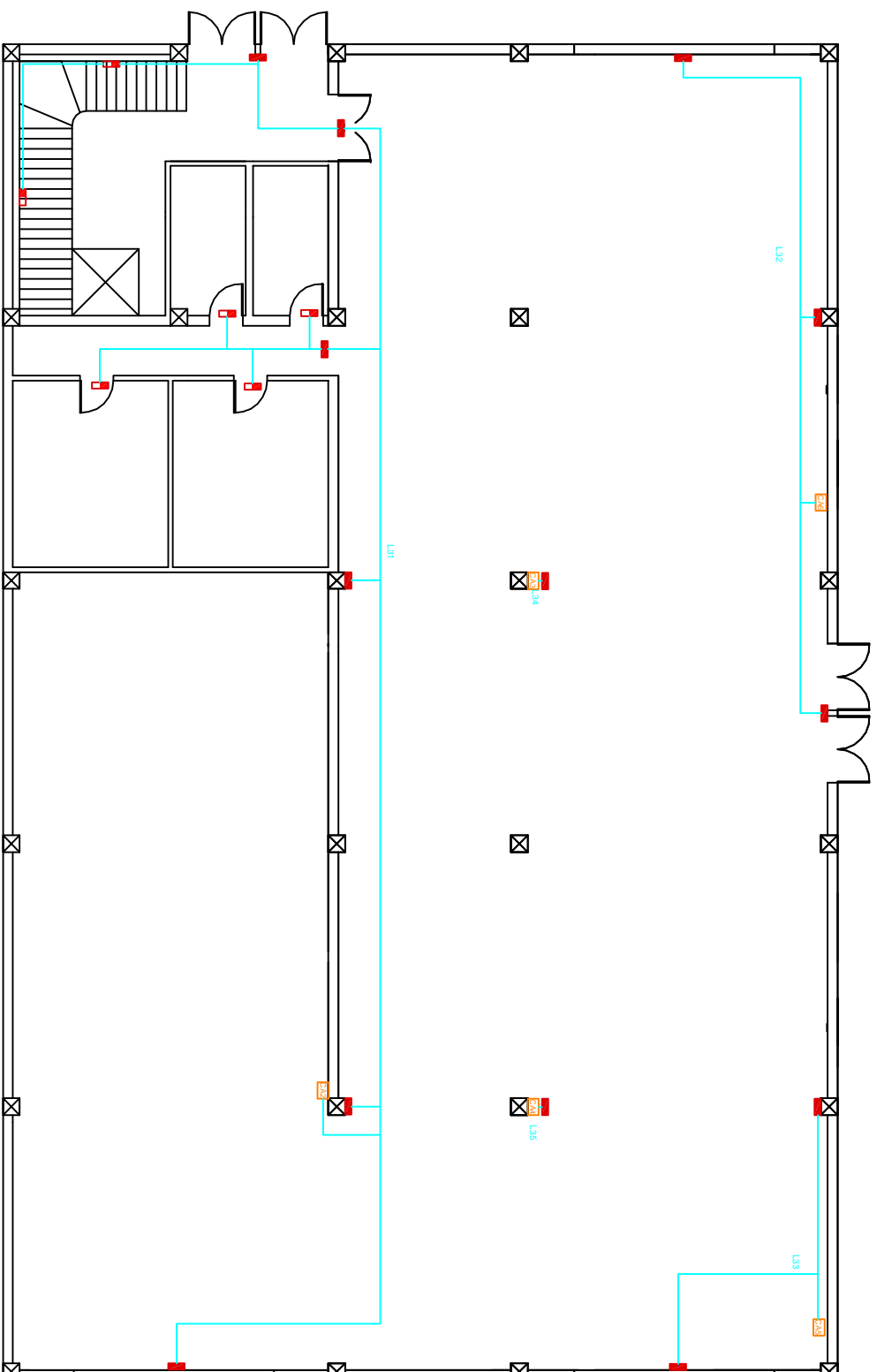
FECHA:
JUNIO-2013






Nº PLANO:
10

ESCALA:
1:200

FIRMA:

Leyenda



	C3061510, Legrand, 100 lum, 6W
	C3061516, Legrand, 500 lum, 11W
	Alimentación de luminaria de luz de emergencia
	L31, L32 L33, L34 y L35
	Líneas de alimentación de alumbrado de emergencia

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
EMERGENCIAS

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

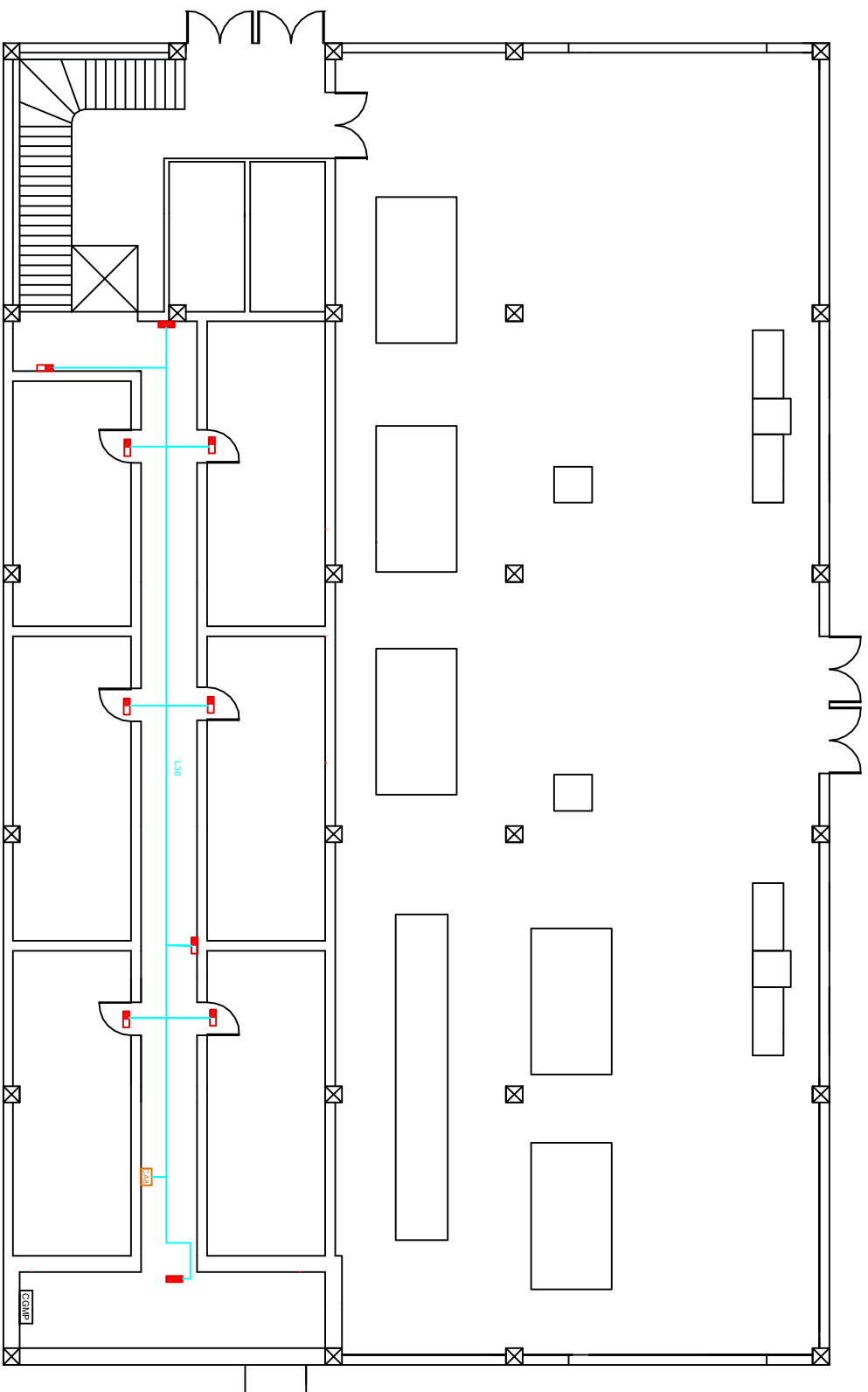
REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

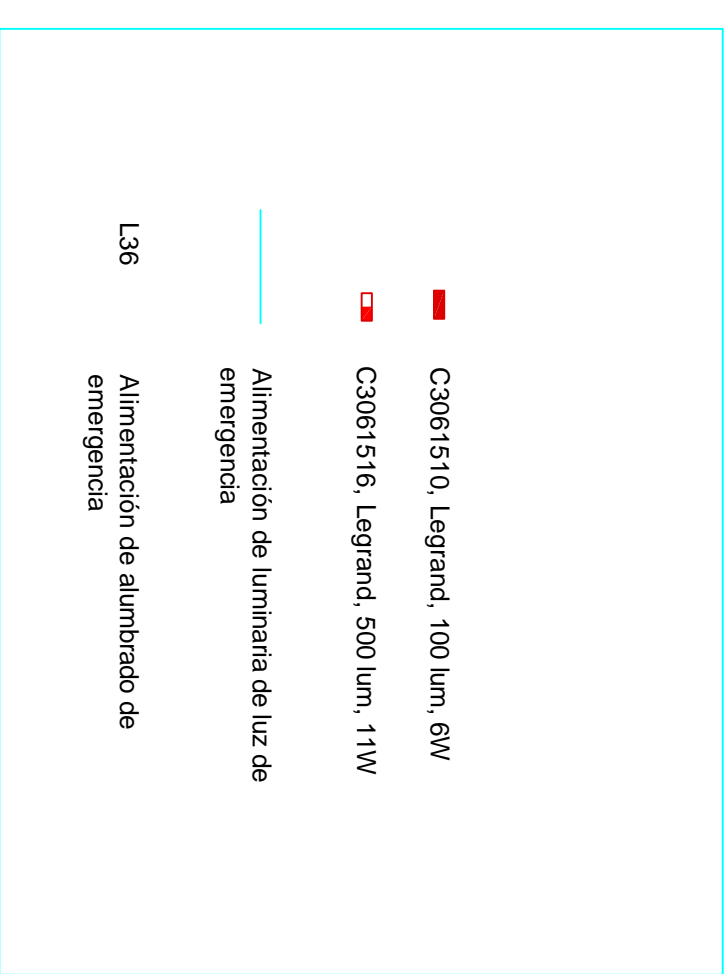
Nº PLANO:
11

ESCALA:
1:200

FIRMA:



Leyenda



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
 ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
CIRCUITO DE ALUMBRADO DE EMERGENCIA 2

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

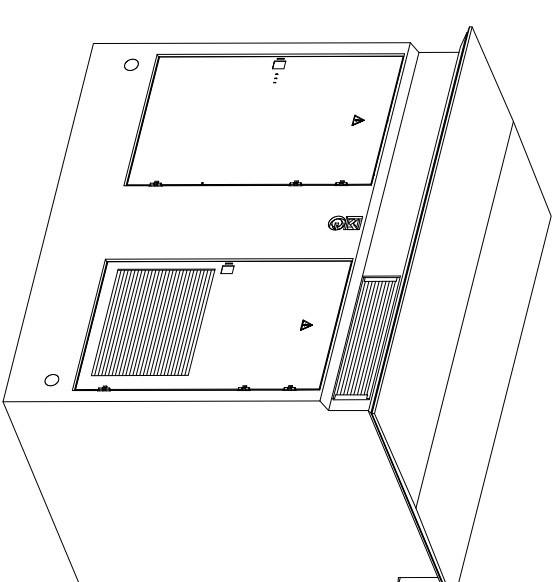
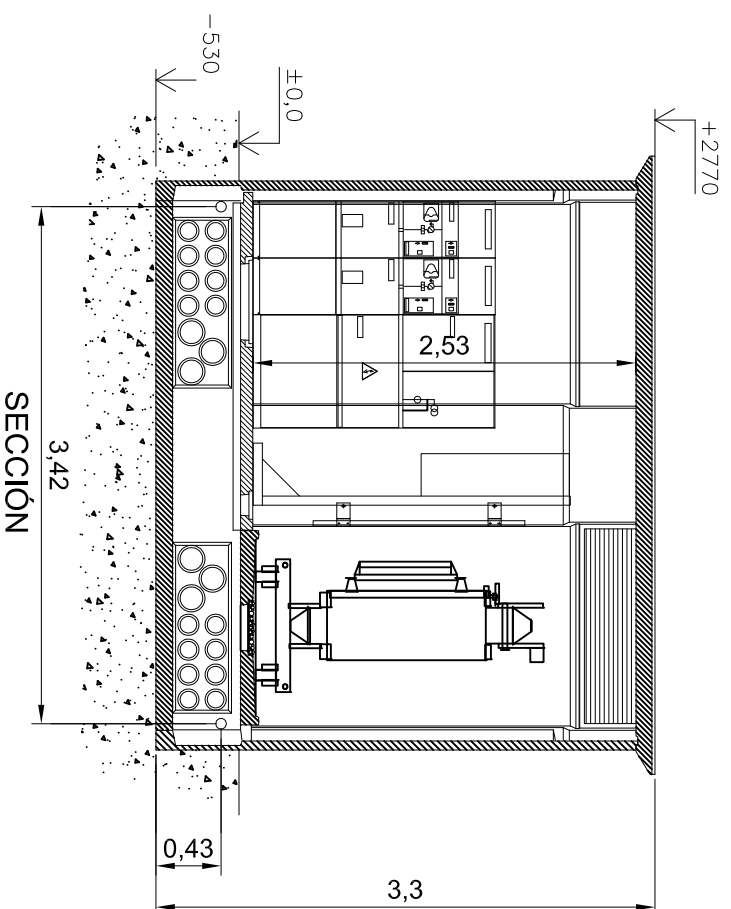
REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
12

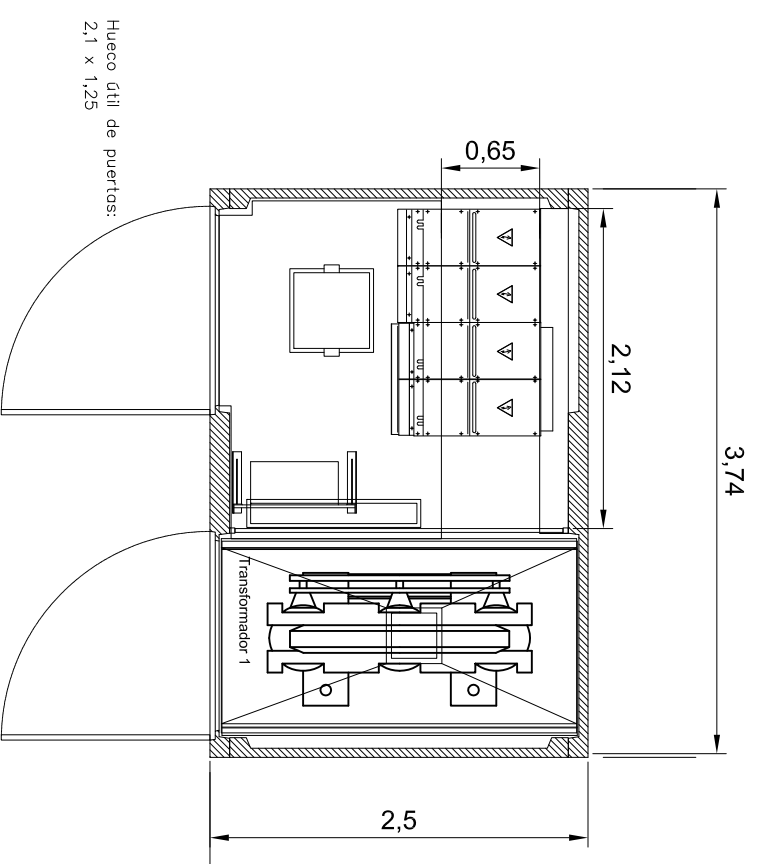
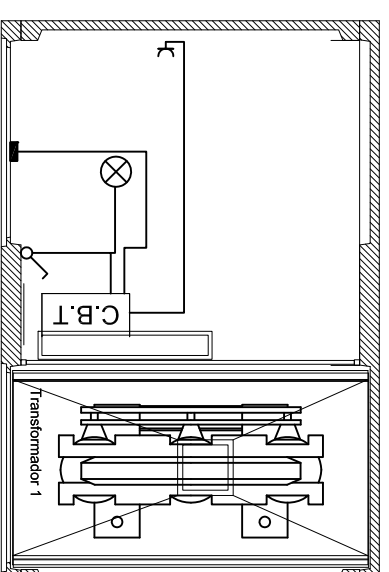
ESCALA:
1:200

FIRMA:



Leyenda

■	C3061516, Legrand, 500 lum, 11W
⊗	Lámpara
—	Tubo de transporte de cable
⋈	Enchufe monofásico
⏏	Interruptor



PLANTA

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

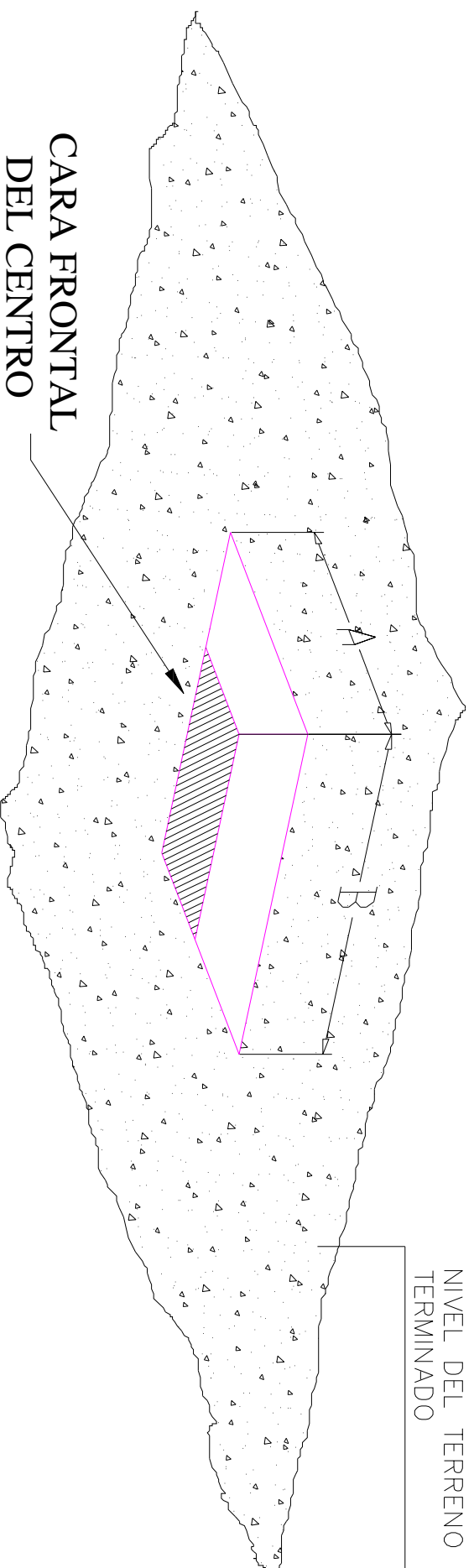
REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
13

ESCALA:
1:50

FIRMA:



NIVEL DEL TERRENO TERMINADO

DIMENSIONES MINIMAS DE EXCAVACION

TIPO PREFABRICADO	DIMENSIONES (EN METROS)	
	A	B
EHC-3	3.50	4.50

CARA FRONTAL DEL CENTRO
VISTA DE LA EXCAVACION

SITUAR EL MODULO DE HORMIGON CENTRADO EN LA EXCAVACION, DEJANDO 50 cm. POR SU FRENTE Y SU PARTE POSTERIOR, PARA PERMITIR LA EXTRACCION DE LOS UTILES DE IZADO.

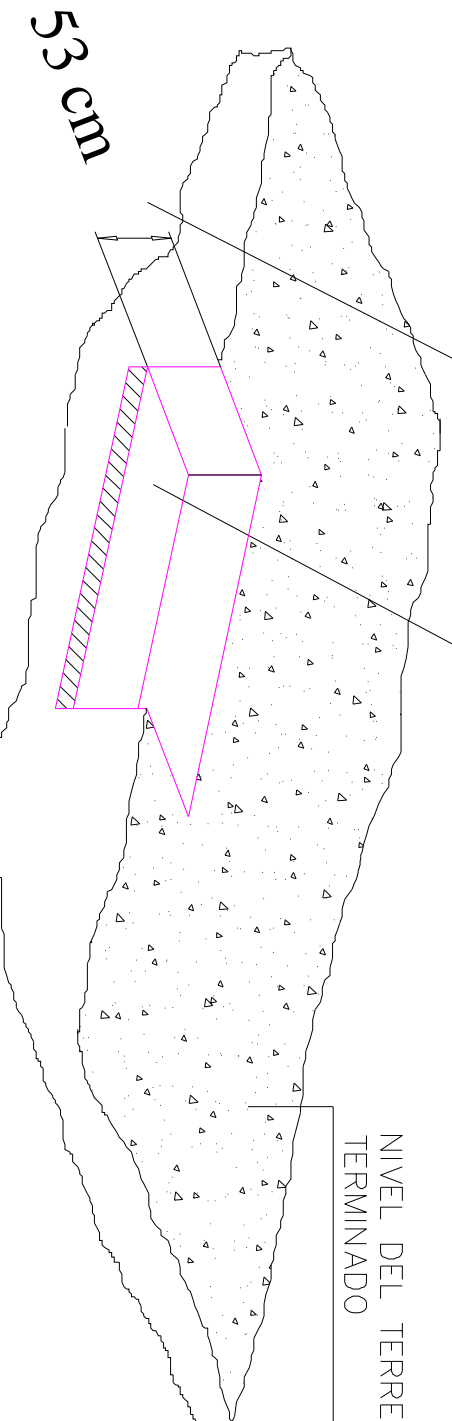
CONDICIONES QUE EL CLIENTE DEBERA CUMPLIR CON ANTERIORIDAD A LA INSTALACION:

- Deberá existir un camino hasta la zona de ubicación del centro suficiente para el acceso de un camión-grúa de características: PMA=47 T; TARA=16 T; CARGA=31 T.
- La zona de ubicación del centro poseerá un espacio libre que permita una distancia entre el eje longitudinal o transversal del foso y el eje longitudinal del vehículo pesado más alejado de 7 m. si se emplea camión-grúa y de 14 m. si se utiliza góndola más grúa, de forma que no existan obstáculos que impidan la descarga de los materiales y el montaje del centro. (Ver catálogo. Para distancias menores, consultar)
- El lecho de arena de 150 milímetros de espesor mínimo, será por cuenta del cliente, y deberá estar realizado con anterioridad a la instalación del centro según se indica en el dibujo superior.

UNA VEZ COLOCADO EL LECHO DE ARENA LA ALTURA DE LA EXCAVACION SERA DE 55 CENTIMETROS.

LECHO DE ARENA DE RIO LAVADA Y NIVELADA DE 15 CENTIMETROS (MINIMO)

NIVEL DEL TERRENO TERMINADO



SECCION DEL FOSO

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
FOSO

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

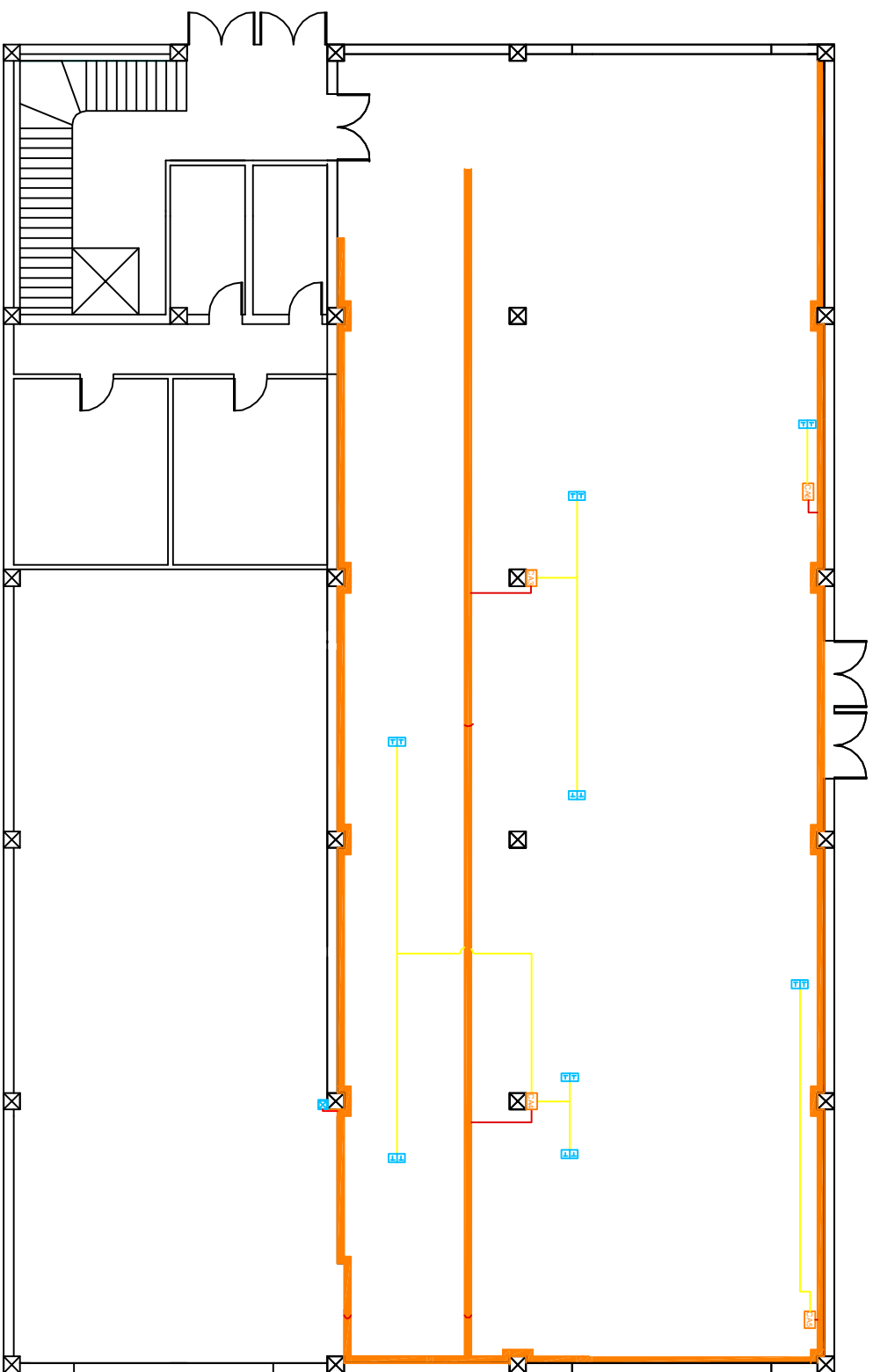
REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

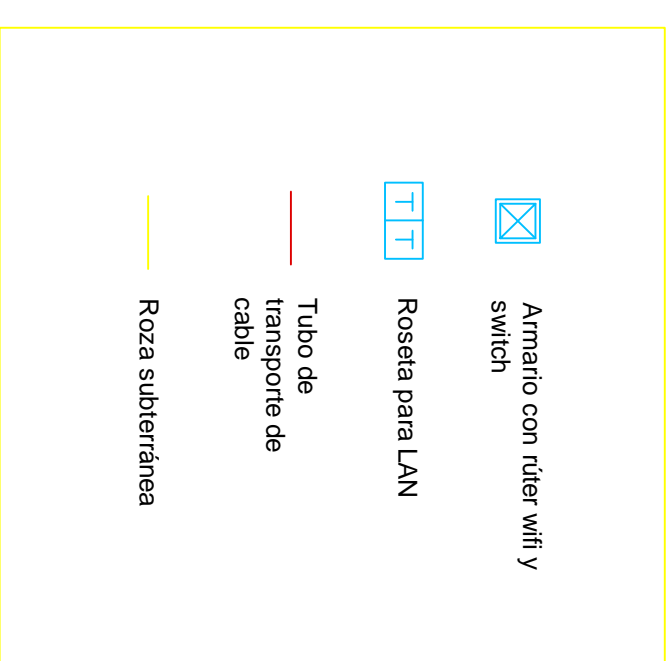
Nº PLANO:
14

ESCALA:
1:50

FIRMA:



Leyenda



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
RED LOCAL

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
15

ESCALA:
1:200

FIRMA:

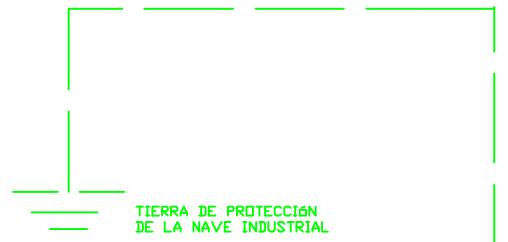
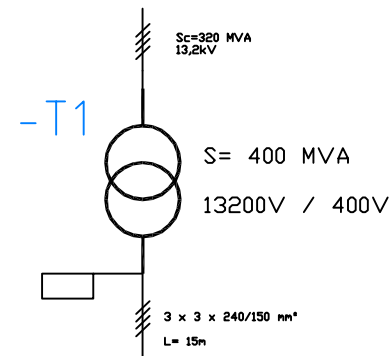


PLANOS

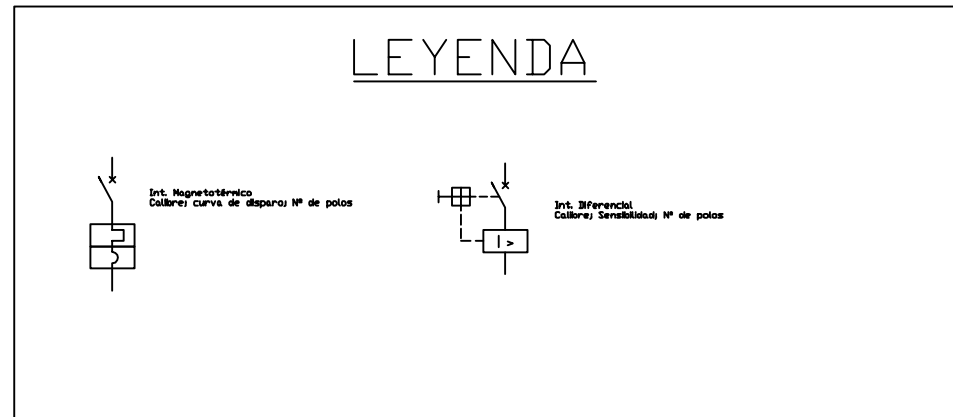
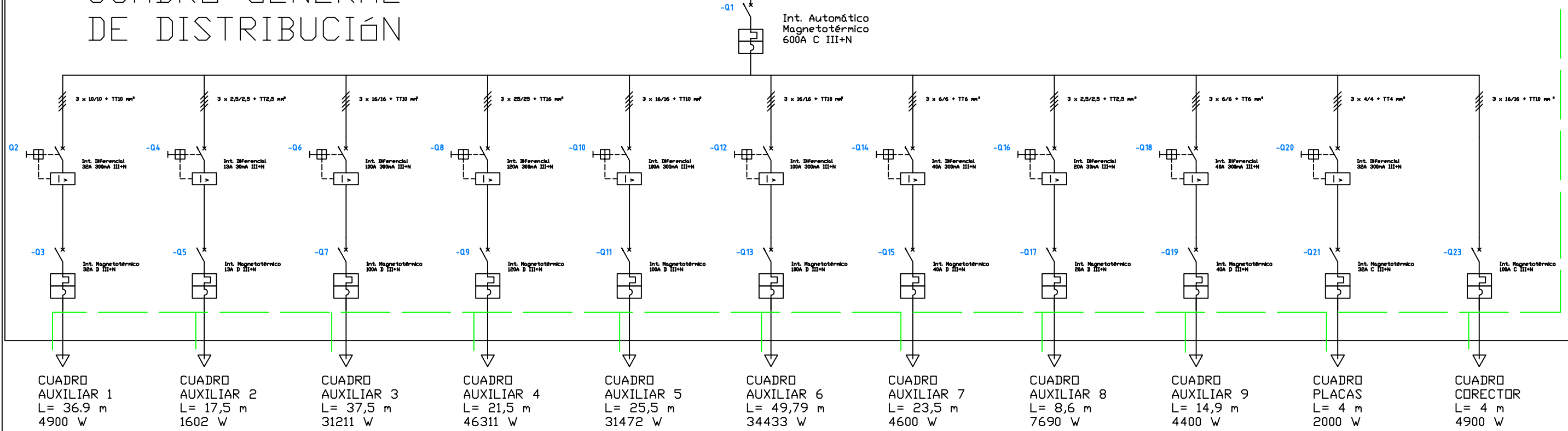


ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIFILARES



CUADRO GENERAL DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO GENERAL

TECNOLOGÍA ELECTRICIA

FECHA:
JUNIO-2013

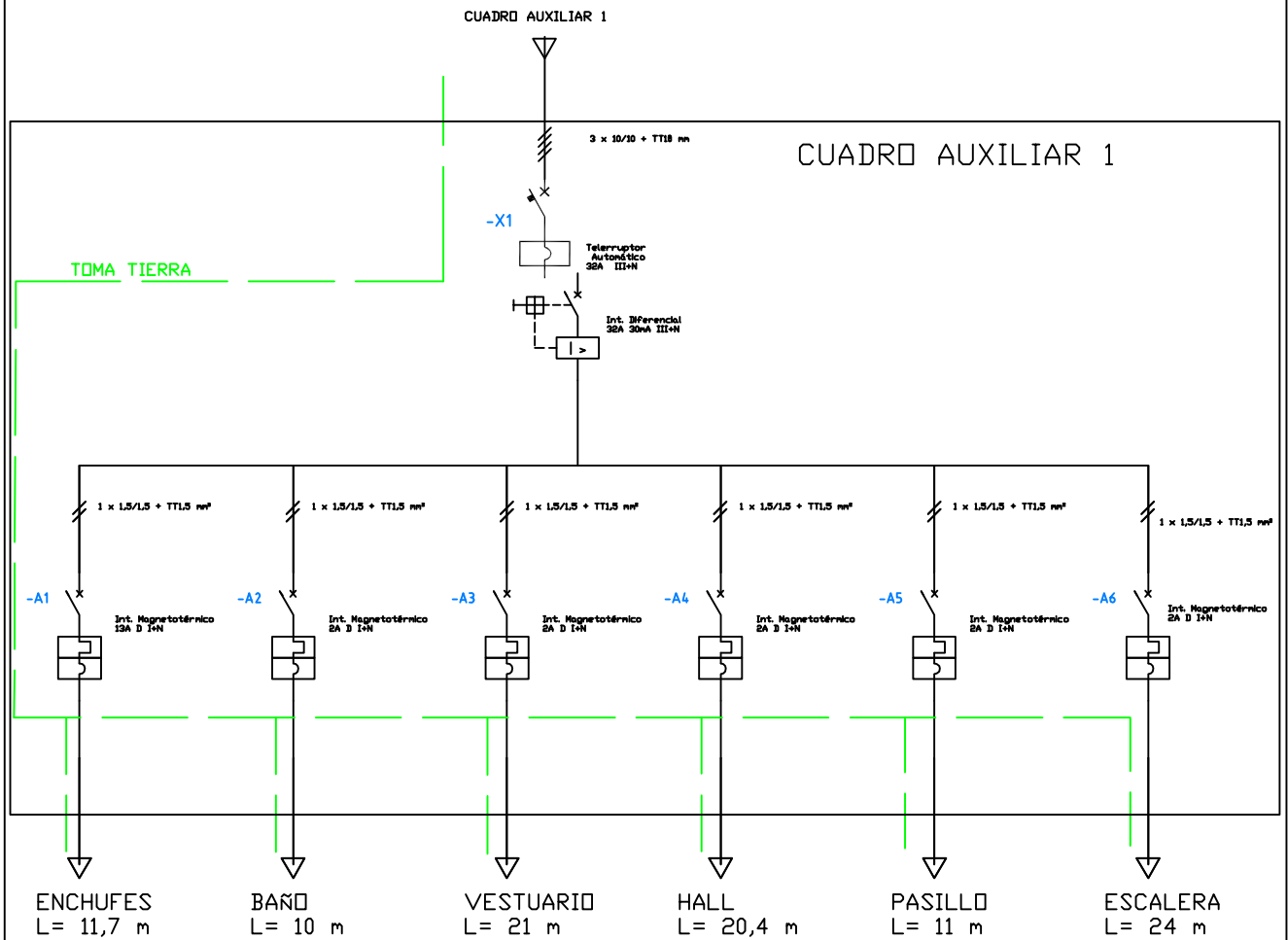
Nº PLANO:
16

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

ESCALA:
N/E

FIRMA:

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
CUADRO AUXILIAR 1

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

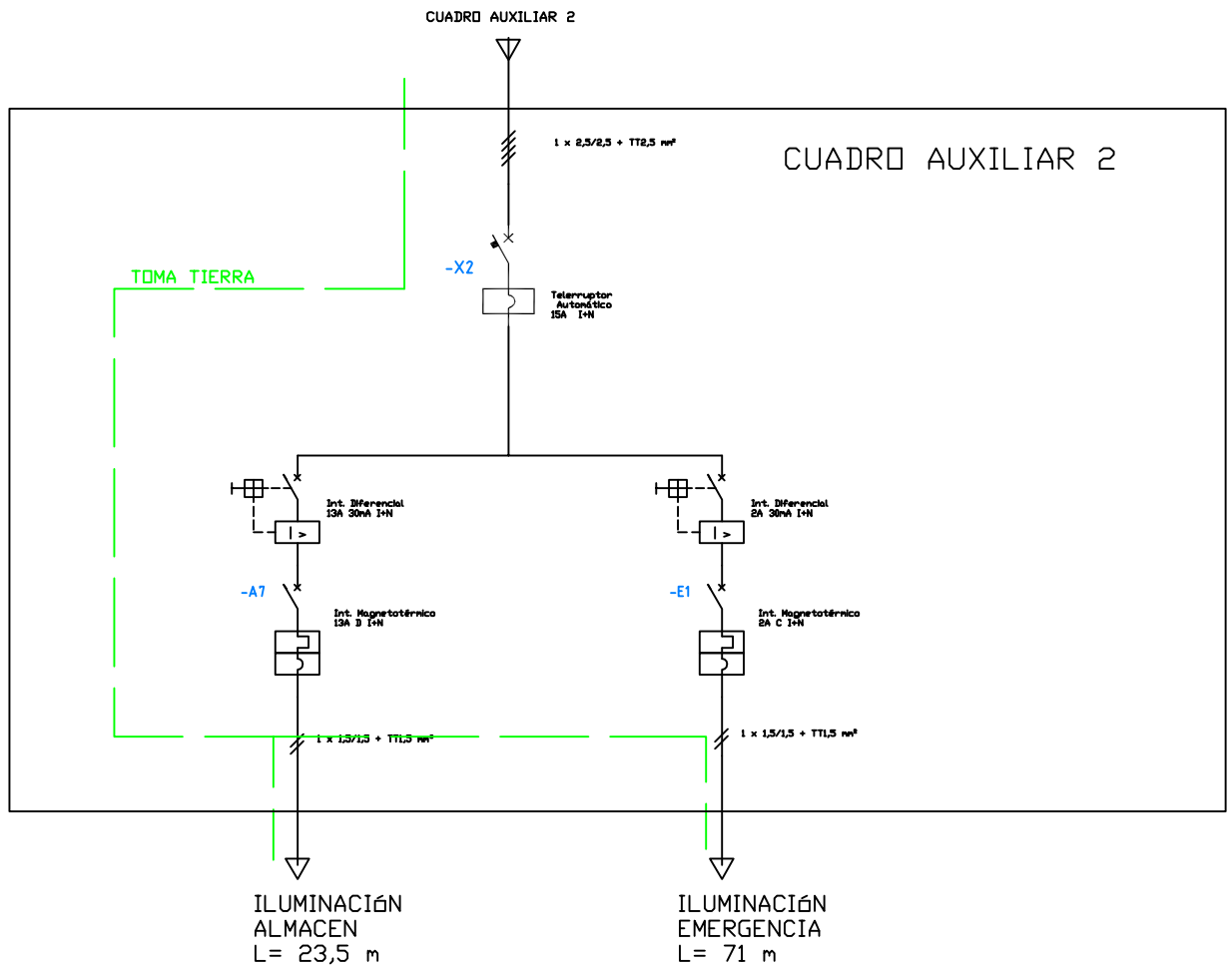
Nº PLANO:
17

REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**
PRIETO VICENTE, FERNANDO

ESCALA:
N/E

FIRMA:

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 2

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

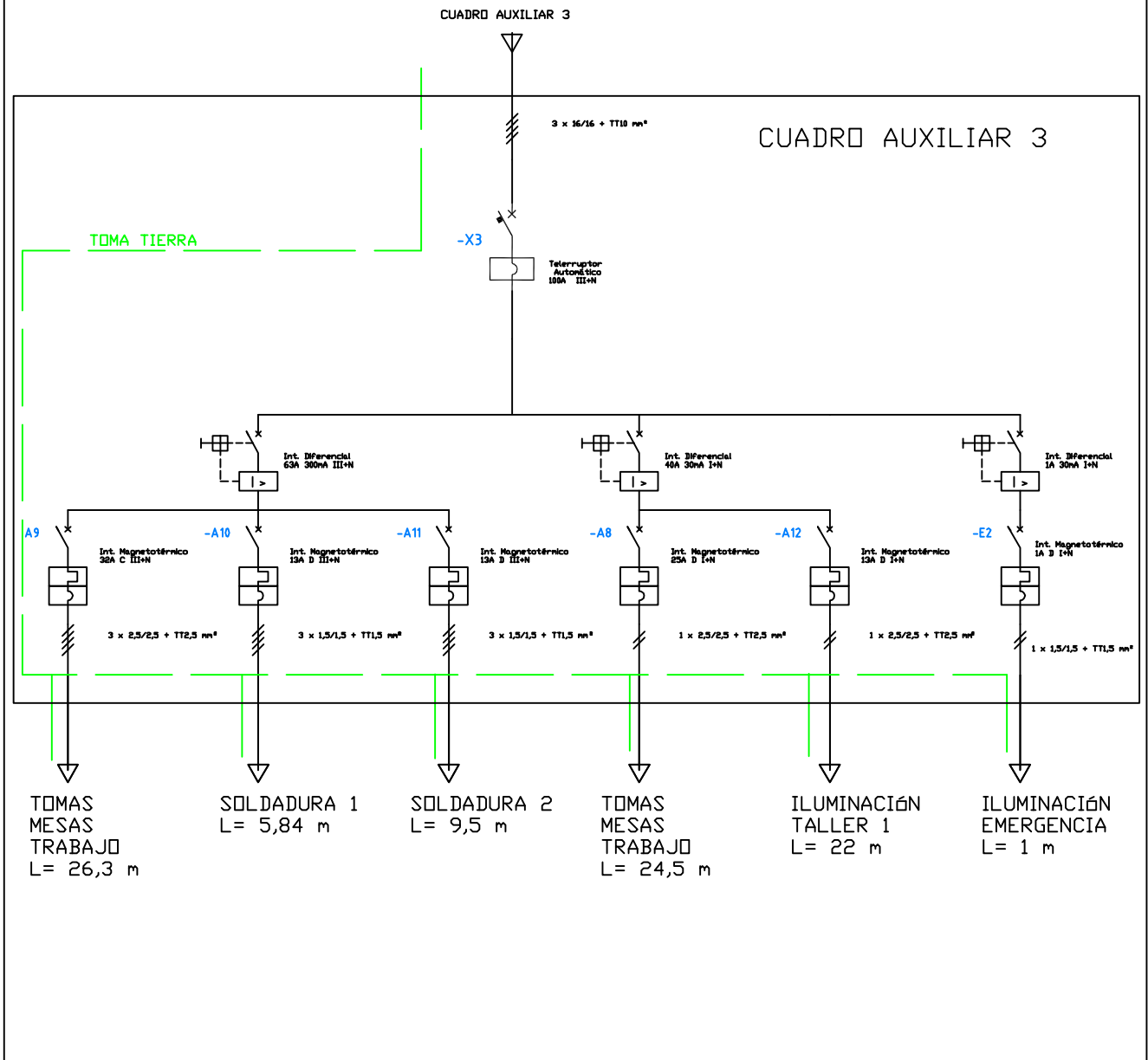
Nº PLANO:
18

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

ESCALA:
N/E

FIRMA:

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 3

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

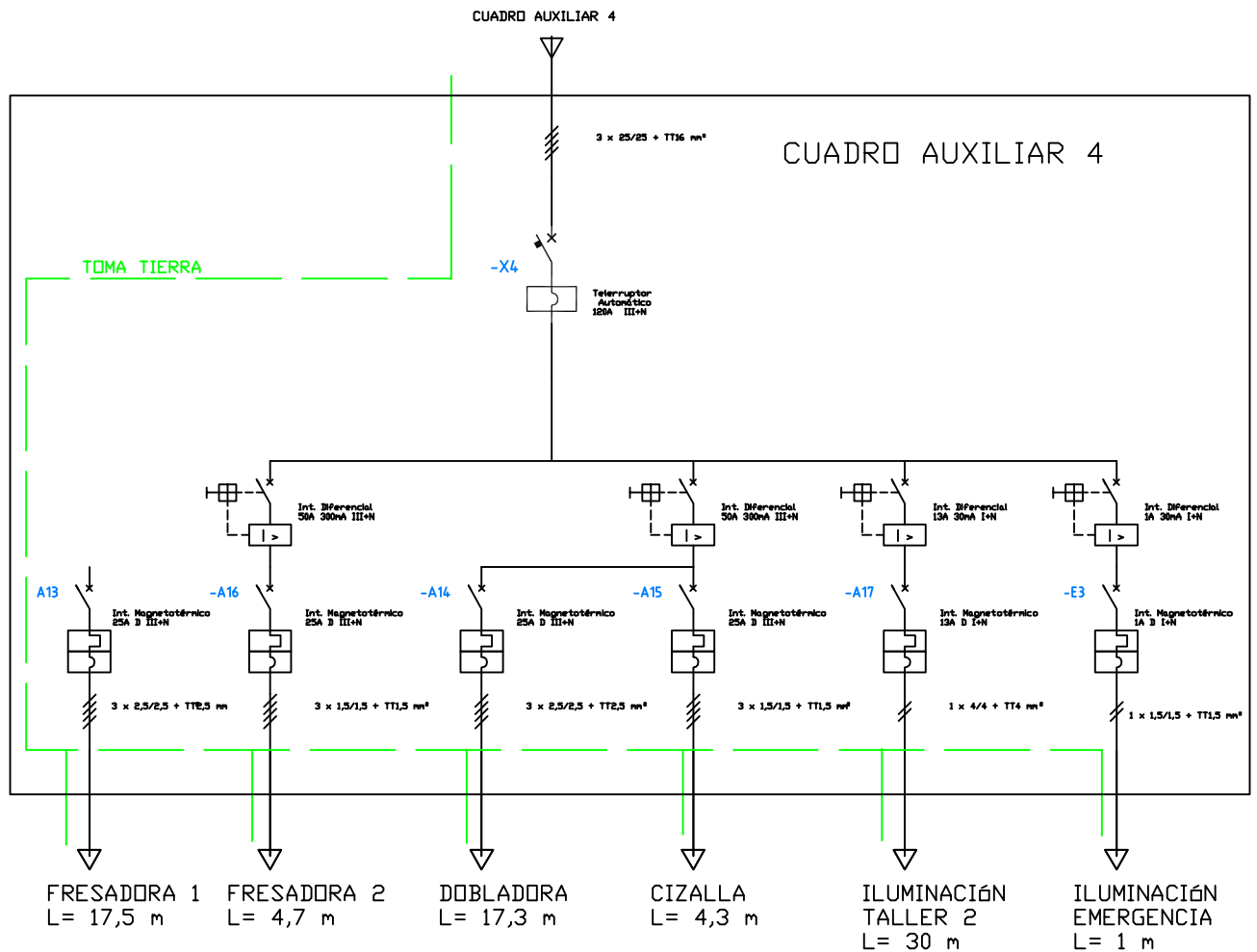
Nº PLANO:
19

ESCALA:
N/E

FIRMA:

REALIZADO: MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 4

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

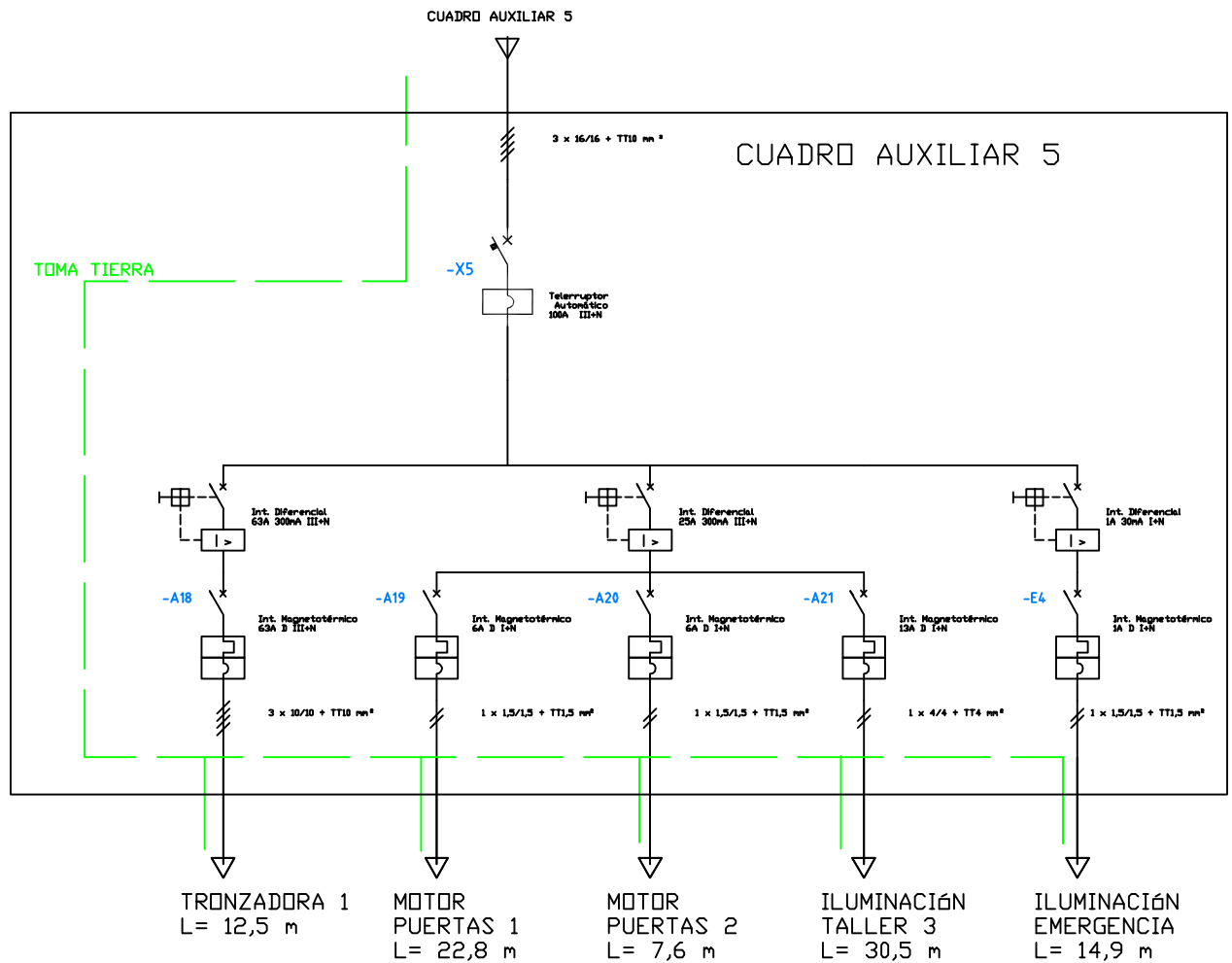
Nº PLANO:
20

ESCALA:
N/E

FIRMA:

REALIZADO: **MUÑOZ DÍAZ, DAVID**
PRIETO VICENTE, FERNANDO

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 5

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

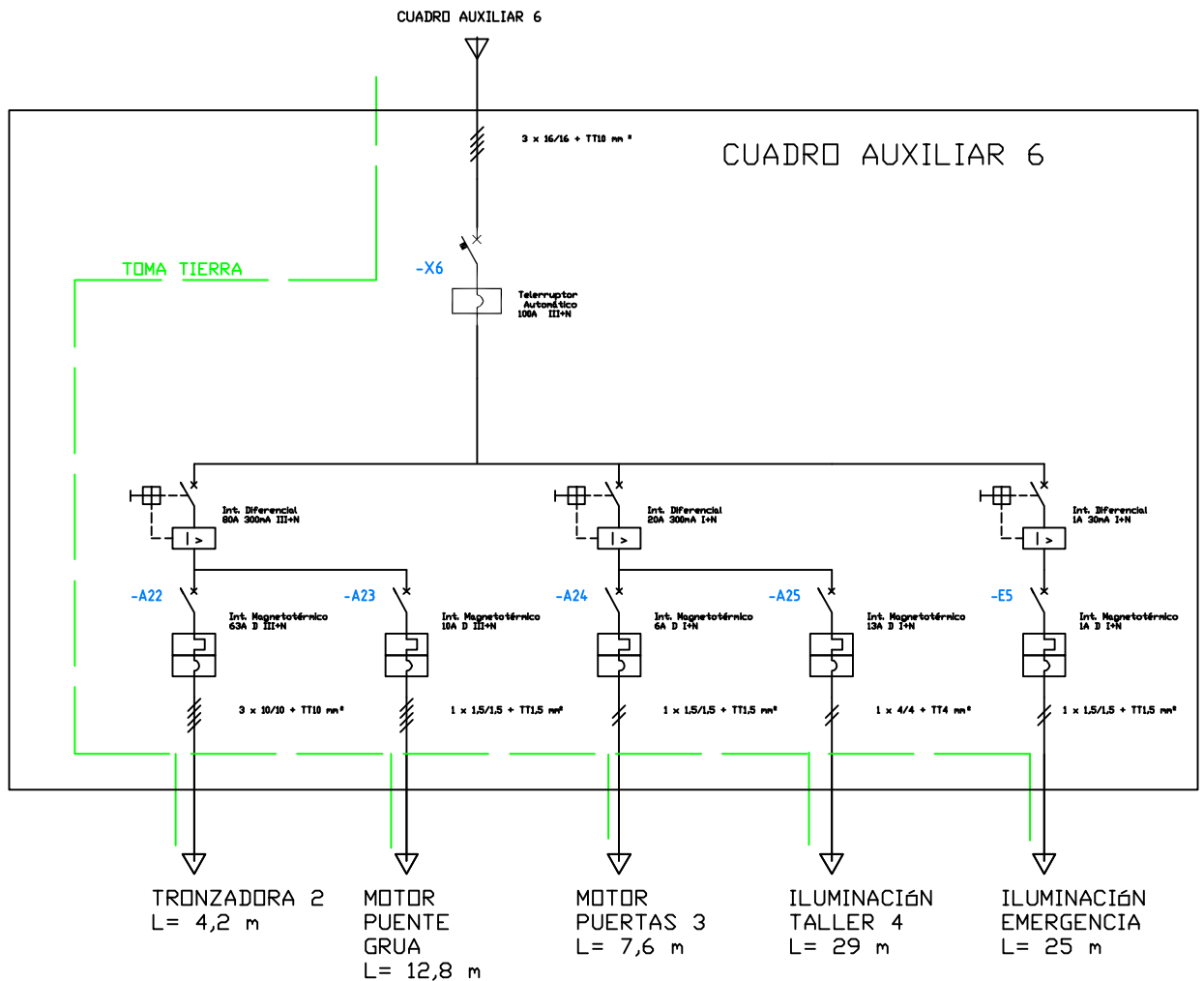
Nº PLANO:
21

ESCALA:
N/E

FIRMA:

REALIZADO: MUÑOZ DÍAZ, DAVID
 PRIETO VICENTE, FERNANDO

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 6

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

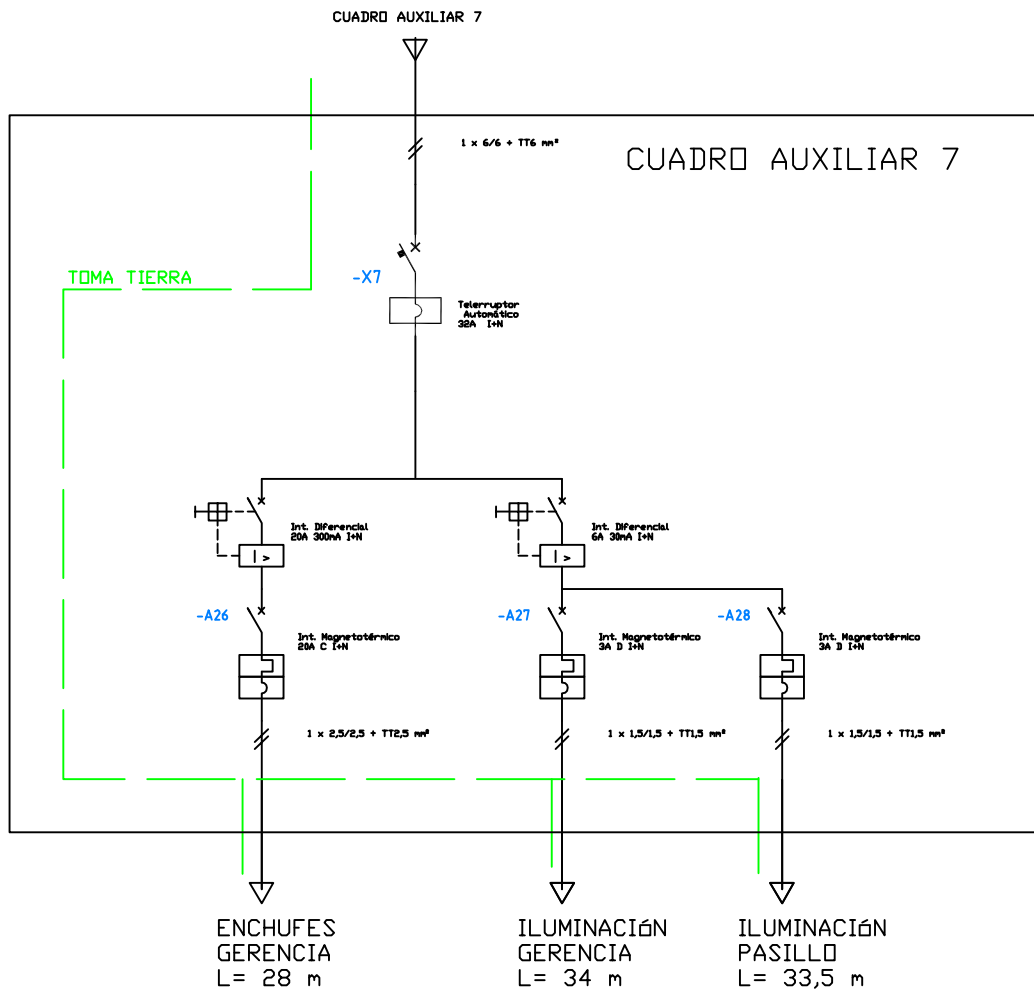
Nº PLANO:
22

ESCALA:
N/E

FIRMA:

REALIZADO: MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 7

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

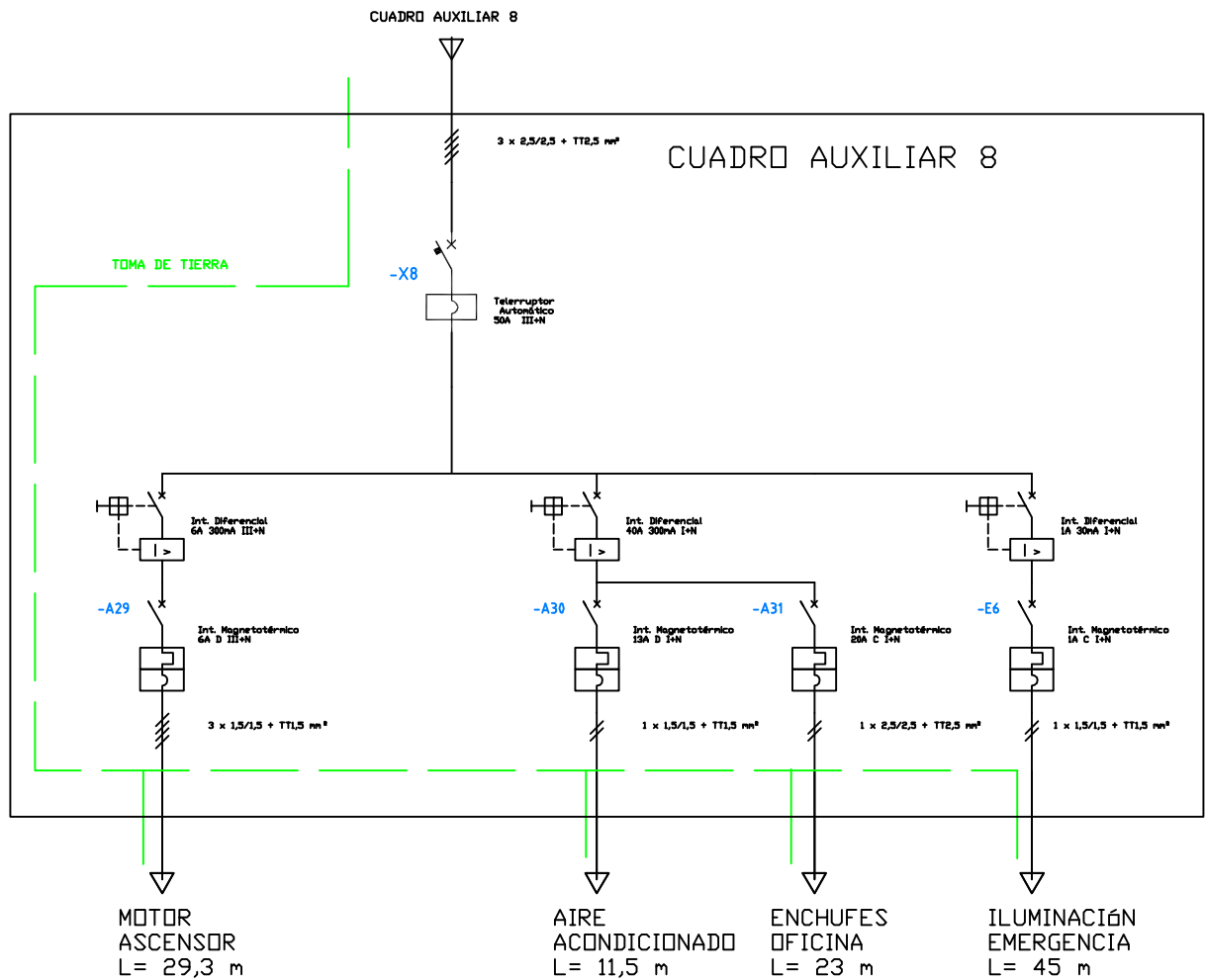
Nº PLANO:
23

REALIZADO:
MUÑOZ DÍAZ, DAVID
PRIETO VICENTE, FERNANDO

ESCALA:
N/E

FIRMA:

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TITULO PROYECTO:
**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
 EN NAVE INDUSTRIAL**

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 8

**TECNOLOGÍA
 ELECTRICA**

FECHA:
JUNIO-2013

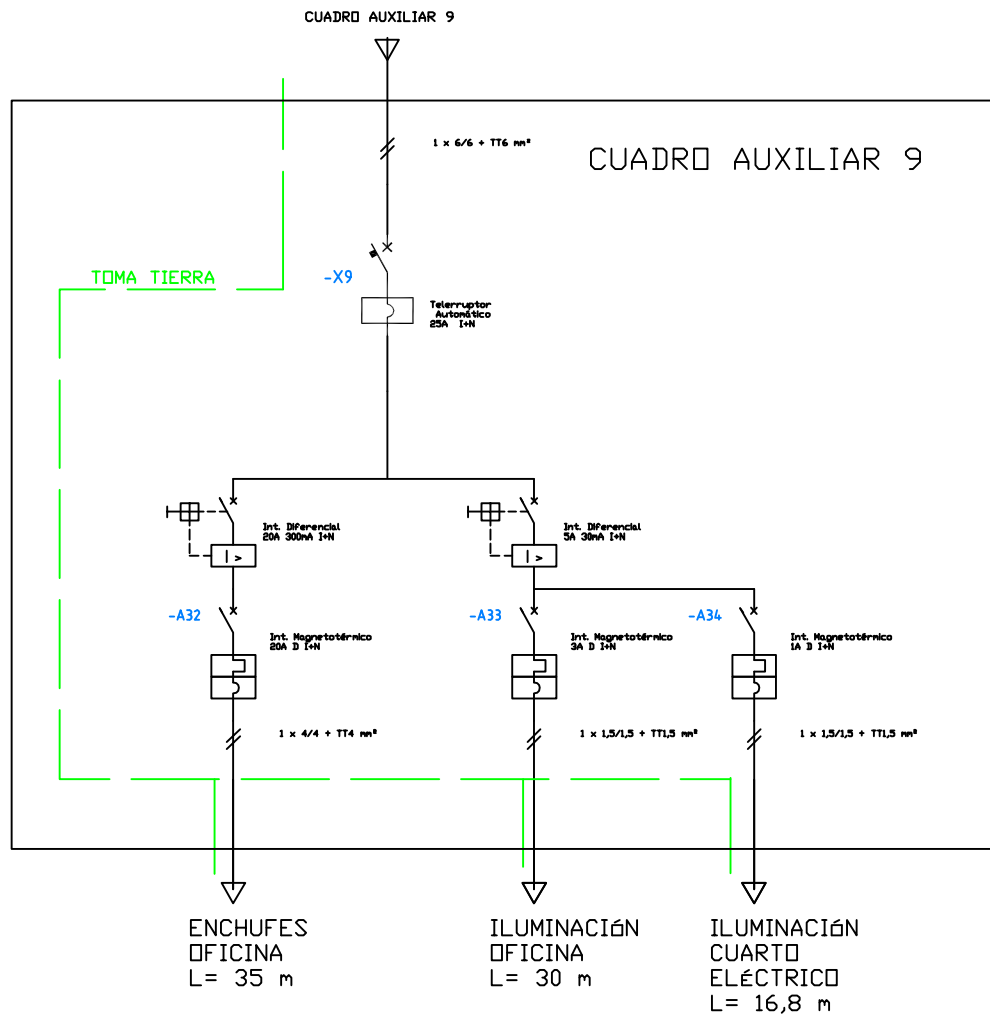
Nº PLANO:
24

ESCALA:
N/E

FIRMA:

REALIZADO: MUÑOZ DÍAZ, DAVID
 PRIETO VICENTE, FERNANDO

DE CAJA AUXILIAR DE DISTRIBUCIÓN



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

TÍTULO PROYECTO:
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN NAVE INDUSTRIAL

PLANO:
UNIFILAR CUADRO AUXILIAR 9

TECNOLOGÍA
ELECTRICA

FECHA:
JUNIO-2013

Nº PLANO:
25

REALIZADO: MUÑOZ DÍAZ, DAVID
 PRIETO VICENTE, FERNANDO

ESCALA:
N/E

FIRMA:



PRESUPUESTO



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO

Nº 4:

PRESUPUESTO



ÍNDICE

1.	PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	1
1.1.	Elementos estructurales	1
1.2.	Elementos eléctricos.....	1
1.3.	Cableado	2
2.	PRESUPUESTO DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	3
2.1.	Alumbrado de emergencia	3
2.2.	Cables.....	3
2.3.	Canalizaciones	4
2.4.	Corrector de factor de potencia.....	5
2.5.	Interruptores y tomas de corriente.....	5
2.6.	Toma a tierra.....	5
2.7.	Cuadros	6
2.8.	Protecciones.....	6
2.8.1.	Magnetotérmicos	6
2.8.2.	Diferencial	7
2.8.3.	Telerruptor o seccionador	8
2.9.	Centro de transformación.....	9
2.9.1.	Obra civil	9
2.9.2.	Aparamenta de alta tensión	9
2.9.3.	Transformadores	10
2.9.4.	Equipos de baja tensión.....	11
2.9.5.	Sistema de puesta a tierra	11
2.9.6.	Varios	11
2.10.	Mano de obra	12
3.	RESUMEN DE PRESUPUESTO.....	12
3.1.	Presupuesto instalación fotovoltaica.....	12
3.2.	Presupuesto aparamenta en nave	13
3.3.	Presupuesto centro de transformación.....	13
3.4.	Mano de obra.....	13
3.5.	Total proyecto	14

**1. PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA****1.1. Elementos estructurales**

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Carriles Hilti	8,21	€/m	34	Ud	279,14 €
Elementos de unión (tornillos, etc.)	0,25	€/ud	1000	Ud	250 €
Chapas de unión	3,70	€/ud	260	Ud	277,5 €
Suma total de elementos estructurales					806,64 €

1.2. Elementos eléctricos

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Panel fotovoltaico Kyocera	479€	€/ud	64	Ud	30656 €
Inversor SMA,	2367,91	€/ud	2	Ud	4735,82 €
Fusibles ABB, 15A	15,25	€/ud	4	Ud	61 €
Interruptores automáticos magnetotérmico ABB 32A, pdc 6kA, 4p, C	228	€/ud	1	Ud	228 €
Interruptor diferencial ABB, 32A, 4p	276,88	€/ud	1	Ud	276,8 €
Contador bidireccional Domotax	213,15	€/ud	1	Ud	213,15 €
Cajas de protecciones CC, ABB	22	€/ud	4	Ud	88 €
Cajas de protecciones CA, ABB	34	€/ud	2	Ud	68 €
Descargadores ABB	230,5	€/ud	6	Ud	1383 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Seccionador 15A, ABB	123,8	€/ud	4	Ud	495,2 €
Embarrado, ABB	24	€/ud	4	Ud	96 €
Magnetotérmico, 20A, pdc 6kA, 1p, C, ABB	38,31	€/ud	2	Ud	76,62
Diferencial 25A, ABB, 1p	43,53	€/ud	2	Ud	87,06 €
Armario de medida, ABB	152,1	€/ud	1	Ud	152,1 €
Magnetotérmico, 40A, pdc 6kA, 4p, C, ABB	228,83	€/ud	1	Ud	228,83 €
Diferencial 40A, ABB, 4p	140,96	€/ud	1	Ud	140,96
Suma total de elementos eléctricos.					38986,54 €

1.3. Cableado

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Canaleta, ABB	3,75	€/m	60	m	225 €
Cable Prysmian, 4 mm ²	0,48	€/m	320	Ud	153,6 €
Cable Prysmian, 1,5 mm ²	0,30	€/ud	8	Ud	2,40 €
Suma total cableado					241 €

Presupuesto total instalación fotovoltaica, cableado y protecciones: Cuarenta mil treinta y tres con cincuenta y cuatro Euros.

**2. PRESUPUESTO DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN****2.1. Alumbrado de emergencia**

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Lámpara de emergencia y señalización Legrand	54,50	€/ud	14	Ud	763 €
Lámpara de emergencia y señalización Legrand	65,30	€/ud	15	Ud	979,5 €
Suma total de alumbrado de emergencia					1742,5 €

2.2. Cables

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 4x240 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	356,8	€/m	10	m	3568 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 4x25 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	52,72	€/m	21	m	1107,12 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 4x16 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	34,04	€/m	120	m	4084,8 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 4x10 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	21,82	€/m	40	m	872,8 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 4x2,5 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	6,12	€/m	75	m	459 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 4x1,5 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	4,02	€/m	71	m	285,42 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 2x10 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	11,8	€/m	40	m	472 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 2x6 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	7,35	€/m	41	m	301,35 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 2x4 mm ² de sección y aislamiento Afumex y cubierta de PVC	5,07	€/m	135	m	684,45 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 2x2,5 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	3,5	€/m	148	m	518 €
Cable Prysmian, 0,6/1 kV, RV de 1x1,5 mm ² de sección y aislamiento XLPE y cubierta de PVC	2,36	€/m	450	m	1062 €
Cable coaxial de red, Alpha Wire	4,02	€/m	70	m	281,4 €
Suma total de cables					13.696,34 €

2.3. Canalizaciones

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Arqueta de 100x200 mm	12,36	€/m	50	m	618 €
Bandeja perforada de acero galvanizado 400x100 mm	35,68	€/m	130	m	4638,4 €
Cable Prysmian, de x10 mm ² de sección, cubierto de PVC	2,98	€/m	550	m	1639 €
Suma total de canalizaciones					6895,4 €

**2.4. Corrector de factor de potencia**

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Batería de condensadores, CIRVAC VR6, 400/50 Hz, 150 kVA	5900	€/ud	1	Ud	5932 €
Magnetotérmico, 100A, pdc 10 kA, 4p, C, ABB	353,43	€/ud	1	Ud	353,43 €
Suma total corrector de f.d.p					6285,43 €

2.5. Interruptores y tomas de corriente

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Interruptor unipolar, ABB	3,81	€/ud	15	Ud	57,15 €
Conmutador unipolar, ABB	4,55	€/ud	4	Ud	18,2 €
Toma monofásica, ABB	3,59	€/ud	33	Ud	118,47 €
Toma trifásica, ABB	8,04	€/ud	4	Ud	32,16 €
Suma total interruptores y tomas de corrientes					226 €

2.6. Toma a tierra

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Pica de tierra de alma de acero y baño de cobre, 2 metros y diámetro 14 mm	25,6	€/ud	4	Ud	102,4 €
Caja de seccionamiento de tierra, Uriarte	50	€/ud	1	Ud	50 €
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 50 mm ²	31,55	€/m	130	m	4101,5 €
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 16 mm ²	10,14	€/m	21	m	212,94 €
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 10 mm ²	7,34	€/m	180	m	1321,2 €
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 6 mm ²	4,35	€/m	41	m	178,35 €
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 4 mm ²	3,12	€/m	135	m	421,2 €
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 2,5 mm ²	2,68	€/m	148	m	396,64 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Conductor Prysmian, de cobre desnudo de 1,5 mm ²	2,04	€/m	520	m	1060,8 €
Total puesta a tierra					7845,03 €

2.7. Cuadros

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Armario para cuadro general metálico Merlin Gerin, 600x1380 mm, de 24 módulos.	3920	€/ud	1	Ud	3920 €
Armario para cuadro auxiliar, Merlin Gerin, 600x1380mm, 24 módulos	812	€/ud	6	Ud	4872 €
Armario para cuadro auxiliar, Merlin Gerin, 600x1080mm, 20 módulos	31,55	€/m	3	m	94,65 €
Total cuadros					8886,65 €

2.8. Protecciones

2.8.1. Magnetotérmicos

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Magnetotérmico, 600A, pdc 10 kA, 4p, C, ABB	2823	€/ud	1	Ud	2823 €
Magnetotérmico, 125A, pdc 10 kA, 4p, C, ABB	396,18	€/ud	1	Ud	396,18 €
Magnetotérmico, 120A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	312,02	€/m	1	Ud	312,02 €
Magnetotérmico, 100A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	253,39	€/m	3	Ud	760,17 €
Magnetotérmico, 32A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	261,21	€/m	2	Ud	522,42
Magnetotérmico, 32A, pdc 6 kA, 4p, C, ABB	165,15	€/m	2	Ud	330,3 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Magnetotérmico, 13A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	181,98	€/ud	3	Ud	545,94 €
Magnetotérmico, 40A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	131,7	€/ud	2	Ud	263,4 €
Magnetotérmico, 20A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	124,22	€/ud	2	Ud	248,44 €
Magnetotérmico, 13A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	125,46	€/ud	7	Ud	878,22 €
Magnetotérmico, 2A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	55,46	€/ud	6	Ud	332,76 €
Magnetotérmico, 2A, pdc 6 kA, 2p, C, ABB	48,48	€/ud	1	Ud	48,49 €
Magnetotérmico, 25A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	125,33	€/ud	2	Ud	250,66 €
Magnetotérmico, 1A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	63,91	€/ud	5	Ud	319,55 €
Magnetotérmico, 1A, pdc 6 kA, 2p, C, ABB	61,5	€/ud	1	Ud	61,5 €
Magnetotérmico, 25A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	246,39	€/ud	4	Ud	985,56 €
Magnetotérmico, 20A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	124,22	€/ud	2	Ud	248,44 €
Magnetotérmico, 20A, pdc 6 kA, 2p, C, ABB	102,65	€/ud	2	Ud	205,3 €
Magnetotérmico, 63A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	298,91	€/ud	2	Ud	597,82 €
Magnetotérmico, 6A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	114,44	€/ud	3	Ud	343,32 €
Magnetotérmico, 10A, pdc 6 kA, 4p, D, ABB	221,48	€/ud	1	Ud	221,48 €
Magnetotérmico, 3A, pdc 6 kA, 2p, D, ABB	55,46	€/ud	3	Ud	166,38 €
Total magnetotérmicos					28861,35 €

2.8.2. Diferencial

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Diferencial, 32A, 4p, sensibilidad 30 mA, ABB	225,40	€/ud	2	Ud	450,8 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Diferencial, 32A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	216,39	€/ud	1	Ud	216,39 €
Diferencial, 13A, 4p, sensibilidad 30 mA, ABB	168,91	€/ud	1	Ud	168,91 €
Diferencial, 100A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	233,35	€/ud	4	Ud	933,4 €
Diferencial, 120A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	552,71	€/ud	1	Ud	552,71€
Diferencial, 40A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	199,78	€/ud	2	Ud	399,56 €
Diferencial, 20A, 4p, sensibilidad 30 mA, ABB	172,32	€/ud	1	Ud	172,32 €
Diferencial, 13A, 2p, sensibilidad 30 mA, ABB	170,04	€/ud	2	Ud	340,08 €
Diferencial, 2A, 2p, sensibilidad 30 mA, ABB	100,85	€/ud	1	Ud	100,85 €
Diferencial, 63A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	201,64	€/ud	2	Ud	403,28 €
Diferencial, 40A, 2p, sensibilidad 30 mA, ABB	204,03	€/ud	1	Ud	204,03€
Diferencial, 40A, 2p, sensibilidad 300 mA, ABB	194,81	€/ud	1	Ud	194,81€
Diferencial, 1A, 2p, sensibilidad 30 mA, ABB	86,3	€/ud	5	Ud	431,5 €
Diferencial, 50A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	223,23	€/ud	2	Ud	446,46 €
Diferencial, 20A, 2p, sensibilidad 300 mA, ABB	207,8	€/ud	3	Ud	623,4 €
Diferencial, 6A, 2p, sensibilidad 30 mA, ABB	210,55	€/ud	2	Ud	421,1 €
Diferencial, 6A, 4p, sensibilidad 300 mA, ABB	177,9	€/ud	1	Ud	177,9 €
Total diferencial					6237,14 €

2.8.3. Telerruptor o seccionador

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Telerruptor, 32A, 3p, ABB	95,53	€/ud	4	Ud	382,12 €
Telerruptor, 16A, 1p, ABB	29,7	€/ud	1	Ud	29,7 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Telerruptor, 25A, 2p, ABB	70,65	€/ud	1	Ud	70,65 €
Telerruptor, 32A, 1p, ABB	75,4	€/ud	1	Ud	75,4
Seccionador, 100A, 3p, ABB	202	€/ud	3	Ud	606 €
Seccionador, 120A, 3p, ABB	238,88	€/ud	1	Ud	238,88 €
Total seccionador y telerruptor					1402,75 €

Total protecciones: Treinta y seis mil quinientos uno con veinticuatro Euros.

2.9. Centro de transformación

2.9.1. Obra civil

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. Edificio de hormigón compacto EHC , de dimensiones exteriores 3.760 x 2.500 y altura útil 2.535 mm.	9.908,00	€/ud	1	Ud	9.908 €
Ud. Excavación de un foso de dimensiones 3.500 x 4.500 mm. para alojar el edificio prefabricado compacto EHC3, con un lecho de arena nivelada de 150 mm.	1.258	€/ud	1	Ud	1.258 €
Total obra civil					11166 €

2.9.2. Aparata de alta tensión

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. Cabina de interruptor de línea Schneider Electric con interruptor-seccionador en SF6 de 400A con mando CIT manual, seccionador de puesta a tierra y juego de barras tripolar	2.778	€/ud	1	Ud	2.778 €



Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. Cabina ruptofusible Schneider Electric con interruptor-seccionador en SF6 con mando CI1 manual, bobina de apertura, fusibles con señalización fusión y seccionador p.a.t.	3.500	€/ud	1	Ud	3.500 €
Ud. Cabina de medida Schneider Electric equipada con tres transformadores de intensidad y tres de tensión, entrada y salida por cable seco	7.593 €	€/ud	1	Ud	7.593 €
Total aparata de alta tensión					13.871 €

2.9.3. Transformadores

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. Transformador trifásico reductor de Schneider Electric Potencia nominal: 400 kVA. Relación: 13.2/0.42 KV. Tensión secundaria vacío: 420 V. Tensión cortocircuito: 6%. Grupo conexión: Dyn11.	14.555	€/ud	1	Ud	14.555 €
Ud. Juego de puentes III de cables AT unipolares de aislamiento seco RHZ1, aislamiento 12/20 kV, de 95 mm ² en Al con sus correspondientes elementos de conexión.	1.019	€/ud	1	Ud	1.019 €
Ud. Juego de puentes de cables BT unipolares de aislamiento seco 0.6/1 kV de Al, de 3x240mm ²	1.100	€/ud	1	Ud	1.100 €
Ud. Equipo de sondas PTC y Convertidor Z, para protección térmica de transformador	199	€/ud	1	Ud	199 €
Total transformadores					16.873 €

**2.9.4. Equipos de baja tensión**

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. Cuadro contador tarifador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación.	5.325	€/ud	1	Ud	5.325€
Total equipos de baja tensión					5.325 €

2.9.5. Sistema de puesta a tierra

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. de tierras exteriores código 5/48 Unesa, incluyendo 4 picas de 8,00 m. de longitud, cable de cobre desnudo, cable de cobre aislado de 0,6/1kV	1.826	€/ud	2	Ud	3.652€
Ud. tierras interiores para poner en continuidad con las tierras exteriores, formado por cable de 50mm ² de Cu.	989	€/ud	1	Ud	989€
Total sistema de puesta a tierra					4.641€

2.9.6. Varios

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Ud. Extintor de eficacia equivalente 89B	146	€/ud	1	Ud	146€
Ud. Banqueta aislante para maniobrar aparata.menta.	189	€/ud	1	Ud	189€
Ud. Placa reglamentaria PRIMEROS AUXILIOS	16	€/ud	1	Ud	16 €
Ud. Placa reglamentaria PELIGRO DE MUERTE	16	€/ud	2	Ud	32 €
Total varios					383 €

**2.10. Mano de obra**

Concepto	Precio unitario	Unidad	Cantidad	Unidad	Precio total
Oficial de primera electricista para instalación del centro de transformación	15,20	€/h	80	h	1216€
Oficial de segunda electricista para instalación del centro de transformación	10,63	€/h	80	h	850,4€
Oficial de primera instalador para el montaje de estructuras de placas solares	15,20	€/h	24	h	364,8€
Oficial de tercera instalador para el montaje de estructuras de placas solares	10,63	€/h	24	h	255,12€
Maquinista obra civil	240	€/h	1	h	240€
Resto personal obra civil (albañilería, etc)	10,63	€/h	16	h	170,08€
Total mano de obra					3097,32 €

Presupuesto total centro de transformación, montaje de elementos y obra civil: ciento treinta y nueve mil novecientos ochenta y siete con dieciocho euros.

3. RESUMEN DE PRESUPUESTO**3.1. Presupuesto instalación fotovoltaica**

Descripción Partida	Total Partida (€)
Elementos estructurales	806,64
Elementos eléctricos	38986,54
Cableado	241
Total	40033,54



3.2. Presupuesto aparamenta en nave

Descripción Partida	Total Partida (€)
Alumbrado de emergencia	1742,5
Cables	13696,34
Canalizaciones	6895,4
Corrector de facto de potencia	6285,43
Interruptores y tomas de corriente	226
Puesta a tierra	7845,03
Cuadros	8886,65
Magnetotérmicos	28861,35
Diferenciales	6237,14
Telerruptores y seccionadores	1402,75
Total	82078,59

3.3. Presupuesto centro de transformación

Descripción Partida	Total Partida (€)
Obra civil	11166
Aparamenta de alta tensión	13871
Transformadores	16873
Equipos de baja tensión	5325
Sistema de puesta a tierra	4641
Varios	383
Total	52259

3.4. Mano de obra

Descripción Partida	Total Partida (€)
Mano de obra	3097,32
Total	3097,32



3.5. Total proyecto

Concepto	Importe (€)
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	180020,72
10% GASTOS GENERALES	18002,07
6% BENEFICIO INDUSTRIAL	10801,24
SUMA PARCIAL	208824,03
21% I.V.A.	43853,05
Total	223873,77

Presupuesto total instalación con I.V.A.

Doscientos veintitrés mil ochocientos setenta y tres con setentaisiete Euros.



PLIEGO DE
CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO Nº 5: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	OBJETO DEL PLIEGO	1
3.	DISPOSICIONES TÉCNICAS A TENER EN CUENTA.....	1
4.	CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES	2
4.1.	Caminos y accesos	2
4.2.	Replanteo	2
4.3.	Comienzo de la obra, ritmo de ejecución de los trabajos	2
4.4.	Orden de los trabajos	3
4.5.	Facilidades para otros contratistas	3
4.6.	Ampliación del proyecto por causas imprevistas de fuerza mayor	3
4.7.	Prórroga por causa de fuerza mayor	3
4.8.	Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra	4
4.9.	Condiciones generales de ejecución de los trabajos.....	4
4.10.	Obras ocultas	4
4.11.	Trabajos defectuosos	4
4.12.	Vicios ocultos	5
4.13.	De los materiales y de los aparatos, su procedencia.....	5
4.14.	Presentación de muestras.....	5
4.15.	Materiales no utilizables	5
4.16.	Materiales y aparatos defectuosos	6
4.17.	Gastos ocasionados por pruebas y ensayos.....	6
4.18.	Limpieza de las obras	6
4.19.	Obras sin prescripciones	7
5.	CONDICIONES FACULTATIVAS.....	7
5.1.	Dirección facultativa.....	7
5.2.	El constructor	8
5.3.	Verificación de los documentos del proyecto	9
5.4.	Plan de seguridad e higiene	9



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

5.5.	Oficina en la obra	9
5.6.	Libro de órdenes, asistencias e incidencias	10
5.7.	Representación del contratista	10
5.8.	Presencia del constructor en la obra	11
5.9.	Trabajos no estipulados expresamente	11
5.10.	Interpretaciones y modificaciones de los documentos del proyecto	11
5.11.	Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa	12
5.13.	Faltas del personal	12
5.14.	Documentación necesaria	13
6.	CONDICIONES ECONÓMICAS	13
6.1.	Principio general.....	13
6.2.	Fianzas.....	13
6.3.	Fianza provisional.....	14
6.4.	Ejecución de trabajos con cargo a la fianza	14
6.5.	Su devolución en general.....	14
6.6.	Devolución de fianza en caso de recepciones parciales.....	15
6.7.	De los precios	15
6.7.1.	Composición de los precios unitarios.....	15
6.7.2.	Precios de contrata. Importe de contrata.	16
6.7.3.	Precios contradictorios	16
6.7.4.	Reclamaciones aumento de precios por causas diversas.....	17
6.7.5.	Formas tradicionales de medir o de aplicar los precios	17
6.7.6.	Revisión de los precios contratados.....	17
6.8.	Acopio de materiales.....	17
7.	CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA EJECUCIÓN Y MONTAJE DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN.....	18
7.1.	Condiciones generales	18
7.2.	Canalizaciones eléctricas	18
7.2.1.	Conductores aislados bajo tubos protectores	19
7.2.2.	Conductores aislados fijados directamente sobre las paredes.....	26
7.2.3.	Conductores aislados enterrados.....	27



7.2.4.	Conductores aislados directamente empotrados en estructuras...	27
7.2.5.	Conductores aislados en el interior de la construcción.	27
7.2.6.	Conductores aislados bajo canales protectoras.	28
7.2.7.	Conductores aislados bajo molduras.	29
7.2.8.	Conductores aislados en bandeja o soporte bandejas.....	30
7.2.9.	Canalizaciones no eléctricas.	31
7.2.10.	Accesibilidad a las instalaciones.	31
7.3.	Conductores.	31
7.3.1.	Materiales.	32
7.3.2.	Dimensionado.	33
7.3.3.	Identificación de las instalaciones.....	34
7.3.4.	Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica.	34
7.4.	Cajas de empalme.	35
7.5.	Mecanismos y tomas de corriente.	35
7.6.	Aparamenta de mando y protección.	36
7.6.1.	Cuadros eléctricos	36
7.6.2.	Interruptores automáticos.....	37
7.6.3.	Guardamotores.	38
7.6.4.	Fusibles.	39
7.6.5.	Interruptores diferenciales.	39
7.6.6.	Seccionadores.....	41
7.6.7.	Embarrados.	41
7.7.	Receptores de alumbrado.....	42
7.8.	Receptores a motor.	43
7.9.	Puestas a tierra.....	47
7.9.1.	Uniones a tierra. Tomas de tierra.	47
7.10.	Inspecciones y pruebas en fábrica.....	50
7.11.	Control.....	50
7.12.	Seguridad.....	51
7.13.	Limpieza.....	52
7.14.	Mantenimiento.....	52



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

7.15. Criterios de medición.....	52
8. CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA EJECUCIÓN Y MONTAJE DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	53
8.1. Generalidades	5
8.2. Diseño	55
8.2.1. Diseño del generador fotovoltaico.....	55
8.2.2. Componentes y materiales	57
8.2.3. Recepción y pruebas.....	65
8.2.4. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	66



1. INTRODUCCIÓN

Como cualquier instalación nueva, la nuestra tendrá que estar condicionada a respetar una serie de normativas y condiciones técnicas. Las normativas a seguir ya han sido descritas anteriormente, en este apartado nos vamos a centrar en las condiciones técnicas que afectan a nuestra instalación. Nuestra instalación fotovoltaica, como su centro de transformación y punto de anclaje a red, tendrán que seguir unas condiciones técnicas. En este documento tendremos las condiciones técnicas para particulares, de alta tensión hasta 30 KV y de baja tensión que afectan a nuestra instalación. Respecto a la instalación fotovoltaica tomaremos como base el pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, realizado por el IDAE, concretamente el documento es PCT-C-REV. Hablaremos también sobre las condiciones económicas y facultativas, que deben ser aplicadas para realizar el proyecto dentro de la normativa y utilizar el personal debidamente adecuado.

2. OBJETO DEL PLIEGO

El presente Pliego de Condiciones regirá en la ejecución de las obras que son objeto del presente proyecto, y obliga a todos los agentes intervinientes en el proceso constructivo y en el posterior mantenimiento.

Este documento consta de:

- Condiciones técnicas generales.
- Condiciones facultativas.
- Condiciones económicas.
- Condiciones técnicas para la ejecución y montaje de instalaciones eléctricas en baja tensión.

3. DISPOSICIONES TÉCNICAS A TENER EN CUENTA

Junto a las especificaciones del presente Pliego y siempre que no impongan contradicciones al mismo, serán de aplicación todas las disposiciones, normas y reglamentos que tienen relación con la construcción, cuya relación está editada por el Ministerio de Fomento y Obras Públicas en el índice “Relación de Normas de la Edificación y Urbanismo”, integrándose sus prescripciones en este Pliego.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Por otra parte, también se asumen como propias, todas las especificaciones y homologaciones, que las diferentes compañías suministradoras tienen editadas para la construcción de redes de estas tipologías.

4. CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES

4.1. Caminos y accesos

El constructor dispondrá por su cuenta los accesos a la obra y el cerramiento o vallado de ésta.

El ingeniero podrá exigir su modificación o mejora.

4.2. Replanteo

El constructor iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de anteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se considerarán a cargo del contratista e incluido en su oferta.

El constructor someterá el replanteo a la aprobación de la dirección facultativa y una vez esta haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada por la misma, siendo responsabilidad del constructor la omisión de este trámite.

4.3. Comienzo de la obra, ritmo de ejecución de los trabajos

El constructor dará comienzo a las obras en el plazo marcado por el pliego de condiciones particulares desarrollándolas en la forma necesaria para que dentro de los periodos parciales en aquél señalados, queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el contrato.

Obligatoriamente y por escrito, el contratista deberá dar cuenta a la dirección facultativa del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.



4.4. Orden de los trabajos

En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en que, por circunstancias de orden técnico, la dirección facultativa estime conveniente su variación.

4.5. Facilidades para otros contratistas

De acuerdo con lo que requiera la dirección facultativa, el contratista general deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás contratistas que intervengan en la obra. Ello sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre contratista por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos.

En caso de litigio, ambos contratistas estarán a lo que resuelva la dirección facultativa.

4.6. Ampliación del proyecto por causas imprevistas de fuerza mayor

Cuando sea preciso por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose las instrucciones dadas por la dirección facultativa en tanto se formula o se tramita el proyecto reformado.

El constructor está obligado a realizar con su personal y sus materiales lo que la dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamientos, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente, anticipando de momento este servicio, cuyo importe le será consignado en un presupuesto adicional o abonado directamente, de acuerdo con lo que se convenga.

4.7. Prórroga por causa de fuerza mayor

Si por causa de fuerza mayor, o independientemente de la voluntad del constructor, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorga una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable de la dirección facultativa. Para ello, el constructor expondrá, por escrito dirigido a la dirección facultativa, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originara en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.



4.8. Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra

El contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obras estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la dirección facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiere proporcionado.

4.9. Condiciones generales de ejecución de los trabajos

Todos los trabajos se ejecutarán con escrita sujeción al proyecto, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad por escrito entregue la dirección facultativa al constructor, dentro de las limitaciones presupuestarias y de conformidad con lo especificado.

4.10. Obras ocultas

De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación del edificio, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, entregándose: uno al ingeniero, otro al aparejador y el tercero al contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

4.11. Trabajos defectuosos

El constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las condiciones generales y particulares de índole técnica del pliego de condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.

Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva del edificio, es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que le exonere de responsabilidad el control que compete al aparejador, ni tampoco el hecho de que estos trabajos haya sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre se entenderán extendidas y abonadas a buena cuenta.



Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando la dirección facultativa advierta vicios o defectos en los trabajos ejecutados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones perpetuadas, ya sean en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y antes de verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas sean demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata.

4.12. Vicios ocultos

Si la dirección facultativa tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos.

Los gastos que se ocasionen serán de cuenta del constructor, siempre que los vicios existan realmente, en caso contrario serán a cargo de la propiedad.

4.13. De los materiales y de los aparatos, su procedencia

El constructor tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas las clases en los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el pliego particular de condiciones técnicas perpetúe una procedencia determinada.

Obligatoriamente, y antes de proceder a su empleo o acopio, el constructor deberá presentar a la dirección facultativa una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se especifiquen todas las indicaciones sobre marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.

4.14. Presentación de muestras

A petición de la dirección facultativa, el constructor le presentará las muestras de los materiales siempre con la antelación prevista en el calendario de obra.

4.15. Materiales no utilizables

El constructor, a su costa, transportará y colocará, agrupándolos ordenadamente y en el lugar adecuado, los materiales procedentes de las excavaciones, derribos, etc., que no sean utilizables en la obra.



Se retirará de ésta o se llevarán al vertedero, cuando así estuviese establecido en el pliego de condiciones particulares vigente en la obra.

Si no hubiese perpetuado nada sobre el particular, se retirarán de ella cuando así lo ordene la dirección facultativa, pero acordado previamente con el constructor su justa tasación, teniendo en cuenta el valor de dichos materiales y los gastos de su transporte.

4.16. Materiales y aparatos defectuosos

Cuando los materiales, elementos de instalaciones o aparatos no fuesen de la calidad prescrita en este pliego, o no tuvieran la preparación en él exigida o, en fin, cuando la falta de prescripciones formales de aquél, se reconociera o demostrara que no era adecuado para su objeto, la dirección facultativa dará orden al constructor de sustituirlos por otros que satisfagan las condiciones o llenen el objeto a que se destinen.

Si a los quince días de recibir el constructor orden de que retire los materiales que no estén en condiciones, no ha sido cumplida, podrá hacerlo la propiedad cargando los gastos a la contrata.

Si los materiales, elementos de instalaciones o aparatos fueran defectuosos, pero aceptables a juicio de la dirección facultativa, se recibirán pero con la rebaja del precio que aquel determine, a no ser que el constructor prefiera sustituirlos por otros en condiciones.

4.17. Gastos ocasionados por pruebas y ensayos

Todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras, serán de cuenta de la contrata. Igualmente, todo ensayo que no haya resultado satisfactorio o que no ofrezcan las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo del mismo.

4.18. Limpieza de las obras

Es obligación del constructor mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca buen aspecto.



4.19. Obras sin prescripciones

En la ejecución de los trabajos que entran en la construcción de las obras y para los cuales no existan prescripciones consignadas explícitamente en este pliego ni en la restante documentación del proyecto, el constructor se atenderá, en primer término, a las instrucciones que dicte la dirección facultativa de las obras y, en segundo lugar, a las reglas y prácticas de la buena construcción.

5. CONDICIONES FACULTATIVAS

5.1. Dirección facultativa

Corresponde a la dirección facultativa:

-Comprobar la adecuación de la cimentación proyectada a las características reales del suelo.

-Efectuar el replanteo de la obra según el proyecto, preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del constructor.

-Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.

-Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.

-Redactar, cuando se requiera, el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y el plan de seguridad e higiene para la aplicación del mismo, así como comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.

-Realizar o disponer las pruebas y ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al constructor, impartándole, en su caso, las órdenes oportunas.

-Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad según las relaciones establecidas a las certificaciones valoradas y a la liquidación final de la obra.

-Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las instrucciones



complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución arquitectónica.

- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.
- Planificar, a la vista del proyecto, del contrato y aplicación, el control de calidad y económico de las obras.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de recepción.
- Redactar el documento de estudios y análisis del proyecto con arreglo a lo previsto en el artículo 1.4 de las tarifas de honorarios aprobadas por R.D 314/1979, de 19 de enero.
- Suscribir el certificado final de obra.

5.2. El constructor

Corresponde al constructor:

- Organizar los trabajos de construcción, redactando los planos de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.
- Elaborar, cuando se requiera, el plan de seguridad e higiene de la obra en aplicación de estudio correspondiente y disponer, en todo caso, la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo.
- Suscribir con la dirección facultativa, el acta de replanteo de la obra.
- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y los elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción el aparejador, los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el libro de órdenes y seguimientos de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

- Facilitar al aparejador, con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

5.3. Verificación de los documentos del proyecto

Antes de dar comienzo las obras, el constructor consignará por escrito que la documentación aportada le resulta para la comprensión de la totalidad de la obra contratada, o en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

5.4. Plan de seguridad e higiene

El constructor a la vista del proyecto de ejecución contenido, en su caso, el estudio de seguridad e higiene, presentará el plan de seguridad e higiene de la obra a la aprobación del aparejador de la dirección facultativa.

5.5. Oficina en la obra

El constructor habilitará en la obra una oficina en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse y consultarse los planos. En dicha oficina tendrá siempre el contratista a disposición de la dirección facultativa:

- El proyecto de ejecución completo, incluidos los complementos que en su caso redacte el arquitecto.
- La licencia de órdenes y asistencia.
- El plan de seguridad e higiene.
- El libro de incidencias.
- El reglamento y ordenanzas de seguridad e higiene en el trabajo.
- La documentación de los seguros.



Dispondrá además el constructor de una oficina para la dirección facultativa, convenientemente acondicionada para que en ella se pueda trabajar con normalidad a cualquier hora de la jornada.

5.6. Libro de órdenes, asistencias e incidencias

Con objeto de que en todo momento se pueda tener conocimiento exacto de la ejecución e incidencias de la obra, se llevará mientras dure la misma, el Libro de Órdenes, Asistencias e Incidencias que se ajustará a lo presente en el Decreto 11/03/71, en el que se reflejarán las visitas facultativas realizadas por la Dirección de la obra, incidencias surgidas y en general, todos aquellos datos que sirvan para determinar con exactitud si por la Contrata se han cumplido los plazos y fases de ejecución previstas para la realización del proyecto.

Los miembros de la dirección facultativa encargados de la dirección de las obras, irán dejando constancia mediante las oportunas referencias de sus visitas e inspecciones, de las incidencias que surjan en el transcurso de ellas y que obliguen a cualquier modificación en el proyecto, así como de las órdenes que necesite dar al contratista respecto a la ejecución de las obras, las cuales serán de obligado cumplimiento.

Las anotaciones en el Libro de Órdenes, Asistencias e Incidencias harán fe a efectos de determinar las posibles causas de resolución a incidencias del contrato. Sin embargo, cuando el contratista no estuviese conforme, podrá alegar en su descargo todas aquellas razones que abonen su postura, aportando las pruebas que estime pertinentes. El efectuar una orden a través del correspondiente asiento en este Libro, no será obstáculo para que cuando la dirección facultativa lo juzgue conveniente, se efectúe la misma también por oficio. Dicha orden se reflejará también en el Libro de Órdenes.

5.7. Representación del contratista

El constructor viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá el carácter de jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas decisiones competan a la contrata.

Serán sus funciones las del constructor según se especifica en el artículo 5.

Cuando la importancia de la obra lo requiera y así se consigne en el pliego de condiciones particulares de índole facultativa, el delegado del contratista será, un facultativo de grado superior o grado medio, según los casos.



El pliego de condiciones particulares determinará el personal facultativo o especialista que el constructor se obligue a mantener en la obra como mínimo, y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al arquitecto para ordenar la paralización de las obras, sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

5.8. Presencia del constructor en la obra

El jefe de obra, por sí o por medio de sus técnicos, o encargado estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al ingeniero o al aparejador, en las visitas que hagan a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándoles los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidación.

5.9. Trabajos no estipulados expresamente

Es obligación de la contrata el ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el ingeniero dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

En defecto de especificaciones en el pliego de condiciones particulares, se entenderá que requiere reformado de proyecto con consentimiento expreso de la propiedad, toda variación que suponga incremento de precios de alguna unidad de obra en más del 20% o del total del presupuesto en más de un 10%.

5.10. Interpretaciones y modificaciones de los documentos del proyecto

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los pliegos de condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al constructor, estando éste obligado a su vez a devolver lo originales, o las copias suscribiendo con



su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba, de la dirección facultativa.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el constructor, habrá que dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiere dictado, el cual dará al constructor el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

El constructor podrá requerir de la dirección facultativa, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

5.11. Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa

Las reclamaciones que el contratista quiere hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la dirección facultativa, sólo podrá presentarlas, a través del ingeniero, ante la propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los pliegos de condiciones correspondiente. Contra disposiciones de orden técnico del ingeniero o del aparejador, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al arquitecto, el cual podrá limitar su contestación el acuse de recibo, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

5.12. Recusación por el contratista de personal nombrado por ingeniero

El constructor no podrá recusar a los ingenieros, aparejadores o personal encargado por estos de la vigilancia de las obras, ni pedir que por parte de la propiedad se designen otros facultativos para los reconocimientos y mediciones.

Cuando se crea perjudicado por la labor de éstos, procederá de acuerdo con lo estipulado en el artículo precedente, pero sin que por esta causa puedan interrumpirse ni perturbarse la marcha de los trabajos.

5.13. Faltas del personal

El ingeniero, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

El contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el pliego de condiciones particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como contratista general de la obra.

5.14. Documentación necesaria

Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización Administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de Obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la Compañía Eléctrica suministradora.

6. CONDICIONES ECONÓMICAS

6.1. Principio general

Todos los que intervienen en el proceso de construcción tienen derecho a percibir puntualmente las cantidades devengadas por su correcta actuación con arreglo a las condiciones contractualmente establecidas.

La propiedad, contratista y los técnicos pueden exigirse recíprocamente las garantías adecuadas al cumplimiento de sus obligaciones de pago.

6.2. Fianzas

El contratista prestará fianza con arreglo a alguno de los siguientes procedimientos según se estipule:

Depósito previo, en metálico o valores, o aval bancario, por importe entre el 3% y el 10% del precio total de la contrata.

Mediante retención en las certificaciones parciales o pagos a cuenta en igual proporción.



6.3. Fianza provisional

En el caso de que la obra se adjudique por subasta pública, el depósito provisional para tomar parte de ella se especificará en el anuncio de la misma y su cuantía será de ordinario, y salvo estipulación distinta en el pliego de condiciones particulares vigente en la obra, de un 3% como mínimo, del total del presupuesto de contrata.

El contratista a quien se haya adjudicado la ejecución de una obra o servicio para la misma, deberá depositar en el punto y plazos fijados en el anuncio de la subasta o el que se determine en el pliego de condiciones particulares del proyecto, la fianza definitiva que señale y, en su defecto, su importe será el 10% de la cantidad de adjudicación de la obra, fianza que se puede sustituir en cualquiera de las formas especificadas anteriormente.

El plazo señalado en el párrafo anterior, y salvo condición expresa establecida en el pliego de condiciones particulares, no excederá de 30 días naturales a partir de la fecha en que se le comunique la adjudicación de la fianza a que se refiere el mismo párrafo. La falta de cumplimiento de este requisito dará lugar a que se declare nula la adjudicación, y el adjudicatario perderá el depósito provisional que hubiese hecho para tomar parte en la subasta.

6.4. Ejecución de trabajos con cargo a la fianza

Si el contratista se negase a hacer por cuenta los trabajos precisos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, el arquitecto director, en nombre y representación del propietario, los ordenará ejecutar a un tercero, o podrá realizarlos directamente por administración, abonando su importe con la fianza depositada, sin perjuicio de las acciones a que tenga derecho el propietario, en el caso de que el importe de la fianza no bastase para cubrir el importe de los gastos efectuados en las unidades de obra que no fuese de recibo.

6.5. Su devolución en general

La fianza retenida será devuelta al contratista en un plazo que no excederá de 30 días una vez firmada el acta de recepción definitiva de la obra. La propiedad podrá exigir que el contratista le acredite la liquidación y finiquito de sus deudas causadas por la ejecución de la obra, tales como salarios, suministros, subcontratas...



6.6. Devolución de fianza en caso de recepciones parciales

Si la propiedad, con la conformidad del ingeniero director, accediera a hacer recepciones parciales, tendrá derecho el contratista a que se le devuelva la parte proporcional de la fianza.

6.7. De los precios

6.7.1. Composición de los precios unitarios

El cálculo de los precios de las distintas unidades de obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Considerando: Costes directos:

-La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que interviene directamente en la ejecución de la unidad de obra.

-Los materiales, a los precios resultantes a pie de obra, que queden integrados en la unidad de que se trate, o que sean necesarios para su ejecución.

-Los equipos y sistemas técnicos de seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.

-Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tengan lugar por el accionamiento o funcionamiento de la maquinaria utilizadas en la ejecución de la unidad de obra.

-Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

Costes indirectos:

-Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificaciones de almacenes, talleres, pabellones temporales para los obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifran en un porcentaje de los costes directos.

Gastos generales:

-Los gastos generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas, se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (entre un 13% y un 17%).

Beneficio industrial:



-El beneficio industrial del contratista se establece en el 6% sobre la suma de las anteriores partidas.

Precio de la ejecución material:

-Se denominará al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del beneficio industrial.

Precio de contrata:

-El precio de contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial. El IVA gira sobre esta suma, pero no integra el precio.

6.7.2. Precios de contrata. Importe de contrata.

En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra aneja cualquiera se contratasen a riesgos y ventura, se entiende por precio de contrata el que importa el coste material, más el tanto por ciento sobre éste último precio en concepto de beneficio industrial de contratista. El beneficio se estima normalmente, en 6% salvo que en las condiciones particulares se establezca otro distinto.

6.7.3. Precios contradictorios

Se producirán precios contradictorios sólo cuando la propiedad por medio de la dirección facultativa decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista.

El contratista estará obligado a efectuar los cambios.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el dirección facultativa y el contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determine el pliego de condiciones particulares. Si subsiste la diferencia se acudirá, en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto, y en segundo lugar al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.

Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.



6.7.4. Reclamaciones aumento de precios por causas diversas

Si el contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencia a facultativas).

6.7.5. Formas tradicionales de medir o de aplicar los precios

En ningún caso podrá alegar el contratista los usos y costumbres del país respecto de la aplicación de los precios o de la forma de medir las unidades de obra ejecutadas, se estará a lo previsto en primer lugar, al pliego de condiciones técnicas, y en segundo lugar, al pliego general de condiciones particulares.

6.7.6. Revisión de los precios contratados

Contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance, en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el calendario, un montaje superior al 35% del importe total del presupuesto de contrato.

Caso de producirse variaciones en alza superiores a este porcentaje, se efectuará la correspondiente revisión de acuerdo con la fórmula establecida en el pliego de condiciones particulares, percibiendo el contratista la diferencia en más que resulte por la variación del IPC superior al 3%.

No habrá revisión de precios de las unidades que puedan quedar fuera de los plazos fijos en el calendario de la oferta.

6.8. Acopio de materiales

El contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la propiedad ordene por escrito.

Los materiales acopiados, una vez abonados por el propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el contratista.



7. CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA EJECUCIÓN Y MONTAJE DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN BAJA TENSIÓN.

7.1. Condiciones generales

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los materiales podrán ser sometidos a lo análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la Dirección Técnica, bien entendiendo que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la instalación.

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísimo calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

7.2. Canalizaciones eléctricas

Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes, enterrados, directamente empotrados en estructuras, en el interior de huecos de la construcción, bajo molduras, en bandeja o soporte de bandeja, según se indica en Memoria, Planos y Mediciones.

Antes de iniciar el tendido de la red de distribución, deberán estar ejecutados los elementos estructurales que hayan de soportarla o en los que vaya a ser empotrada: forjados, tabiquería, etc. Salvo cuando al estar previstas se hayan dejado preparadas las necesarias canalizaciones al ejecutar la obra previa, deberá replantearse sobre ésta en forma visible la situación de las cajas de mecanismos, de



registro y protección, así como el recorrido de las líneas, señalando de forma conveniente la naturaleza de cada elemento.

7.2.1. Conductores aislados bajo tubos protectores

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos.
- Tubo y accesorios no metálicos.
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos).

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN 50.086-2-1: Sistemas de tubos rígidos.
- UNE-EN 50.086-2-2: Sistemas de tubos curvables.
- UNE-EN 50.086-2-3: Sistemas de tubos flexibles.
- UNE-EN 50.086-2-4: Sistemas de tubos enterrados.

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Tubos en canalizaciones fijas en superficie.

En las canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos curvables. Sus características mínimas serán las indicadas a continuación:

<u>Característica</u>	<u>Código</u>	<u>Grado</u>
-Resistencia a la compresión	4	Fuerte
-Resistencia al impacto	3	Media
-Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
-Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
-Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
-Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
-Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D 1mm
-Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15 °.
-Resistencia a la corrosión de tubos metálicos	2	Protección interior y exterior media y compuestos
-Resistencia a la tracción	0	No declarada
-Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
-Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Tubos en canalizaciones empotradas.

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser rígidos, curvables o flexibles, con unas características mínimas a continuación:

1º/ Tubos empotrados en obras de fábrica (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción o canales protectoras de obra.

<u>Característica</u>	<u>Código</u>	<u>Grado</u>
-Resistencia a la compresión	2	Ligera
-Resistencia al impacto	2	Ligera
-Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

-Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
-Resistencia al curvado	1-2-3-5	Cualquiera
-Propiedades eléctricas	0	No declarada
-Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D 1mm
-Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15 °.
-Resistencia a la corrosión de tubos metálicos	2	Protección interior y exterior media y compuestos
-Resistencia a la tracción	0	No declarada
-Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
-Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

2º/ Tubos empotrados embebidos en hormigón o canalizaciones precableadas.

<u>Característica</u>	<u>Código</u>	<u>Grado</u>
-Resistencia a la compresión	3	Media
-Resistencia al impacto	3	Media
-Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
-Temperatura máxima de instalación y servicio	2	+ 90°C(+60°C canal. Precabl. Ordinarias)
-Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquier de las especificadas
-Propiedades eléctricas	0	No declaradas
-Resistencia a la penetración de objetos sólidos	5	Protegido contra el polvo
-Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
-Resistencia a la corrosión de tubos metálicos	2	Protección interior y exterior media y compuestos
-Resistencia a la tracción	0	No declarada
-Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
-Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Tubos en canalizaciones aéreas o con tubos al aire.

En las canalizaciones al aire, destinadas a la alimentación de máquinas o elementos de movilidad restringida, los tubos serán flexibles y sus características mínimas para instalaciones ordinarias serán las indicadas a continuación:

<u>Característica</u>	<u>Código</u>	<u>Grado</u>
-Resistencia a la compresión	4	Fuerte
-Resistencia al impacto	3	Media
-Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5 °C
-Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
-Resistencia al curvado	4	Flexible
-Propiedades eléctricas	½	Continuidad aislado
-Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D 1mm
-Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15 °.
- Resistencia a la corrosión de tubos metálicos	2	Protección interior y exterior media y compuestos
- Resistencia a la tracción	2	
- Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
- Resistencia a las cargas suspendidas	2	Ligera

Se recomienda no utilizar este tipo de instalación para secciones nominales de conductor superiores a 16 mm².

Tubos en canalizaciones enterradas.

Las características mínimas de los tubos enterrados serán las siguientes:

<u>Característica</u>	<u>Código</u>	<u>Grado</u>
-Resistencia a la compresión	NA	250 N/ 450 N/ 750 N
-Resistencia al impacto	NA	Ligero/ Normal / Normal
-Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
-Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
-Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera
-Propiedades eléctricas	0	No declaradas



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

-Resistencia a la penetración de objetos sólidos D 1mm	4	Contra objetos
-Resistencia a la penetración del agua	3	Contra el agua en forma de lluvia cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15 º.
-Resistencia a la corrosión de tubos metálicos	2	Protección interior y exterior media y compuestos
-Resistencia a la tracción	0	No declarada
-Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
-Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Notas:

-NA: No aplicable.

-Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal.

Se considera suelo ligero aquel suelo uniforme que no sea del tipo pedregoso y con cargas superiores ligeras, como por ejemplo, aceras, parques y jardines. Suelo pesado es aquel del tipo pedregoso y duro y con cargas superiores pesadas, como por ejemplo, calzadas y vías férreas.

Instalación.

Los cables utilizados serán de tensión asignada no inferior a 450/750 V.

El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y la sección de los conductores a conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

Para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrán en cuenta las prescripciones generales siguientes:

-El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se efectúa la instalación.

-Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

-Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se precise una unión estanca.

-Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los especificados por el fabricante conforme a la UNE-EN.

-Será posible fácil introducción y retirada de los conductores de los tubos después de colocarlos y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 15 metros. El número de curvas en ángulo situadas entre dos registros consecutivos no será superior a 3. Los conductores se alojarán normalmente en los tubos después de colocados éstos.

-Los registros podrán estar destinados únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.

-Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante y no propagador de la llama. Si son metálicas estarán protegidas contra la corrosión. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será al menos igual al diámetro del tubo mayor más un 50 % del mismo, con un mínimo de 40 mm. Su diámetro o lado interior mínimo será de 60 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas o racores adecuados.

-En los tubos metálicos sin aislamiento interior, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzcan condensaciones de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de los tubos mediante el sistema adecuado, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" de la que uno de los brazos no se emplea.

-Los tubos metálicos que sean accesibles deben ponerse a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada. En el caso de utilizar tubos metálicos flexibles, es necesario que la distancia entre dos puestos a tierra consecutiva de los tubos exceda de 10 metros.

No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o neutro.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Cuando los tubos se instalen en montaje superficial, se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:

-Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,50 metros. Se dispondrán fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos.

-Los tubos se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalan, curvándose o usando los accesorios necesarios.

-En alineaciones rectas, las desviaciones del eje del tubo respecto a la línea que une los puntos extremos no serán superiores al 2 por 100.

-Es conveniente disponer los tubos, siempre que sea posible, a una altura mínima de 2,50 metros sobre el suelo, con objeto de protegerlos de eventuales daños mecánicos.

Cuando los tubos se coloquen empotrados, se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:

-En la instalación de los tubos en el interior de los elementos de las construcciones, las rozas no pondrán en peligro la seguridad de las paredes o techos en que se practiquen. Las dimensiones de las rozas serán suficientes para que los tubos queden recubiertos por una capa de 1 centímetro de espesor, como mínimo. En los ángulos, el espesor de esta capa puede reducirse a 0,5 centímetros.

-No se instalarán entre forjado y revestimiento tubos destinados a la instalación eléctrica de las plantas inferiores.

-Para la instalación correspondiente a la propia planta, únicamente podrán instalarse, entre forjado y revestimiento, tubos que deberán quedar recubiertos por una capa de hormigón o mortero de 1 centímetro de espesor, como mínimo, además del revestimiento.

-En los cambios de dirección, los tubos estarán convenientemente curvados o bien provistos de codos o "T" apropiados, pero en este último caso sólo se admitirán los provistos de tapas de registro.

-Las tapas de los registros y de las cajas de conexión quedarán accesibles y desmontables una vez finalizadas la obra. Los registros y cajas quedarán enrasados con



la superficie exterior del revestimiento de la pared o techo cuando no se instalen en el interior de un alojamiento cerrado y practicable.

-En el caso de utilizarse tubos empotrados en paredes, es conveniente disponer los recorridos horizontales a 50 centímetros como máximo, de suelo o techos y los verticales a una distancia de los ángulos de esquinas no superior a 20 centímetros.

7.2.2. Conductores aislados fijados directamente sobre las paredes.

Estas instalaciones se establecerán con cables de tensiones asignadas no inferiores a 0,6/1 kV, provistos de aislamientos y cubierta (se incluyen cables armados o con aislamiento mineral).

Para la ejecución de las canalizaciones se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

-Se fijarán sobre las paredes por medio de bridas, abrazaderas, o collares de forma que no perjudiquen las cubiertas de los mismos.

-Con el fin de que los cables no sean susceptibles de doblarse por efectos de su propio peso, los puntos de fijación de los mismos estarán suficientemente próximos. La distancia entre dos puntos de fijación sucesivos, no excederá de 0,40 metros.

-Cuando los cables deben disponer de protección mecánica por el lugar y condiciones de instalación en que se efectúe la misma, se utilizarán cables armados. En caso de no utilizarse estos cables, se establecerá una protección mecánica complementaria sobre los mismos.

-Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada en la Norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.

-Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se podrán efectuar por la parte anterior o posterior a éstas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior de aquélla.

-Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas u otros dispositivos adecuados. La estanqueidad podrá estar asegurada con la ayuda de prensaestopas.

-Los empalmes y conexiones se harán por medio de cajas o dispositivos equivalentes provistos de tapas desmontables que aseguren a la vez la continuidad de



la protección mecánica establecida, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y permitiendo su verificación en caso necesario.

7.2.3. Conductores aislados enterrados.

Las condiciones para estas canalizaciones, en las que los conductores aislados deberán ir bajo tubo salvo que tengan cubierta y una tensión asignada 0,6/1 kV, se establecerán de acuerdo con lo señalado en la instrucciones ITC-BT-07 e ITC-BT-21.

7.2.4. Conductores aislados directamente empotrados en estructuras.

Para estas canalizaciones son necesarios conductores aislados con cubierta (incluidos cables armados o con aislamiento mineral). La temperatura mínima y máxima de instalación y servicio será de -5°C y 90°C respectivamente (polietileno reticulado o etileno-propileno).

7.2.5. Conductores aislados en el interior de la construcción.

Los cables utilizados serán de tensión asignada no inferior a 450/750 V.

Los cables o tubos podrán instalarse directamente en los huecos de la construcción con la condición de que sean no propagadores de la llama.

Los huecos en la construcción admisibles para estas canalizaciones podrán estar dispuestos en muros, paredes, vigas, forjados o techos, adoptando la forma de conductos continuos o bien estarán comprendidos entre dos superficies paralelas como en el caso de falsos techos o muros con cámaras de aire.

La sección de los huecos será, como mínimo igual a cuatro veces la ocupada por los cables o tubos, y su dimensión más pequeña no será inferior a dos veces el diámetro exterior de mayor sección de éstos, con un mínimo de 20 milímetros.

Las paredes que separen un hueco que contenga canalizaciones eléctricas de los locales inmediatos, tendrán suficiente solidez para proteger éstas contra acciones previsibles.

Se evitarán, dentro de lo posible, las asperezas en el interior de los huecos y los cambios de dirección de los mismos en un número elevado o de pequeño radio de curvatura.



La canalización podrá ser reconocida y conservada sin que sea necesaria la destrucción parcial de las paredes, techos, etc., o sus guarnecidos y decoraciones.

Los empalmes y derivaciones de los cables serán accesibles, disponiéndose para ellos las cajas de derivación adecuadas.

Se evitará que puedan producirse infiltraciones, fugas o condensaciones de agua que puedan penetrar en el interior del hueco, prestando especial atención a la impermeabilidad de sus muros exteriores, así como a la proximidad de tuberías de conducción de líquidos, penetración de agua al efectuar la limpieza de suelos, posibilidad de acumulación de aquélla en partes bajas del hueco, etc.

7.2.6. Conductores aislados bajo canales protectoras.

La canal protectora es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Los cables utilizados serán de tensión asignada no inferior a 450/750 V.

Las canales protectoras tendrán un grado de protección IP4X y estarán clasificadas como “canales con tapa de acceso que sólo pueden abrirse con herramientas”. En su interior se podrán colocar mecanismos tales como interruptores, tomas de corriente, dispositivos de mando y control, etc, siempre que se fijen de acuerdo con las instrucciones del fabricante. También se podrán realizar empalmes de conductores en su interior y conexiones a los mecanismos.

Las canalizaciones para instalaciones superficiales ordinarias tendrán unas características mínimas indicadas a continuación:

<u>Característica</u>	<u>Grado</u>	
<u>Dimensiones del lado mayor</u>	<u>16 mm</u>	<u>>16mm de la sección transversal</u>
- Resistencia al impacto	Muy ligera	Media
- Temperatura mínima de instalación y servicio	+15°C	-5°C
- Temperatura máxima de instalación y servicio	+ 60°C	+60°C
- Propiedades eléctricas	Aislante	Continuidad eléctrica/aislante
- Resistencia a la penetración	4	No inferior a 2 de objetos sólidos



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

- Resistencia a la penetración de agua No declarada
- Resistencia a la propagación No propagadora de la llama

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en las normas UNE-EN 501085.

Las canales protectoras para aplicaciones no ordinarias deberán tener unas características mínimas de resistencia al impacto, de temperatura mínima y máxima de instalación y servicio, de resistencia a la penetración de objetos sólidos y de resistencia a la penetración de agua, adecuadas a las condiciones del emplazamiento al que se destina; asimismo las canales serán no propagadoras de la llama. Dicha características serán conformes a las normas UNE-EN 50.085.

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.

Las canales con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada.

La tapa de las canales quedará siempre accesible.

7.2.7. Conductores aislados bajo molduras.

Estas canalizaciones están constituidas por cables alojados en ranuras bajo molduras. Podrán utilizarse únicamente en locales o emplazamientos clasificados como secos, temporalmente húmedos o polvorientos. Los cables serán de tensión asignada no inferior a 450/750 V.

Las molduras cumplirán las siguientes condiciones:

-Las ranuras tendrán unas dimensiones tales que permitan instalar sin dificultad por ellas a los conductores o cables. En principio, no se colocará más de un conductor por ranura, admitiéndose, no obstante, colocar varios conductores siempre que pertenezcan al mismo circuito y la ranura presente dimensiones adecuadas para ello.

Para la instalación de las molduras se tendrá en cuenta:

-Las molduras no presentarán discontinuidad alguna en toda la longitud donde contribuyen a la protección mecánica de los conductores. En los cambios de dirección, los ángulos de la ranuras serán obtusos.



-Las canalizaciones podrán colocarse al nivel del techo o inmediatamente encima de los rodapiés. En ausencia de éstos, la parte inferior de la moldura estará, como mínimo, a 10 cm por encima del suelo.

-En el caso de utilizarse rodapiés ranurados, el conductor aislado más bajo estará, como mínimo, a 1,5 cm por encima del suelo.

-Cuando no puedan evitarse cruces de estas canalizaciones con las destinadas a otro uso (agua, gas, etc.), se utilizará una moldura especialmente concebida para estos cruces o preferentemente un tubo rígido empotrado que sobresaldrá por una y otra parte del cruce. La separación entre dos canalizaciones que se crucen será, como mínimo de 1 cm en el caso de utilizar molduras especiales para el cruce y 3 cm, en el caso de utilizar tubos rígidos empotrados.

-Las conexiones y derivaciones de los conductores se hará mediante dispositivos de conexión con tornillo o sistemas equivalentes.

-Las molduras no estarán totalmente empotradas en la pared ni recubiertas por papeles, tapicerías o cualquier otro material, debiendo quedar su cuenta siempre al aire.

-Antes de colocar las molduras de madera sobre una pared, debe asegurarse que la pared está suficientemente seca; en caso contrario, las molduras se separarán de la pared por medio de un producto hidrófugo.

7.2.8. Conductores aislados en bandeja o soporte bandejas.

Sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta (incluidos cables armados o con aislamiento mineral), unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión. La anchura de las canaletas será de 100 mm como mínimo, con incrementos de 100 en 100 mm. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes. Todos los accesorios, como codos, cambios de plano, reducciones, uniones, soportes, etc., tendrán la misma calidad que la bandeja.

Las bandejas y sus accesorios se sujetarán a techos y parámetros mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.



No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio de soldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tortillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán cajas metálicas que se fijarán a las bandejas.

7.2.9. Canalizaciones no eléctricas.

En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia mínima de 3 cm. En caso de proximidad con conductos de calefacción, de aire caliente, vapor o humo, las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa y, por consiguiente, se mantendrán separadas por una distancia conveniente o por medio de pantalla calorífugas.

Las canalizaciones eléctricas no se situarán por debajo de otras canalizaciones que puedan dar lugar a condensaciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas, etc., a menos que se tomen las disposiciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas condensaciones.

7.2.10. Accesibilidad a las instalaciones.

Las canalizaciones deberán estar dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones. Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que mediante la conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

En toda la longitud de los pasos de canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables, estando protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad.

Las cubiertas, tapas o envolventes, mandos y pulsadores de maniobras de aparatos tales como mecanismos, interruptores, bases, reguladores, etc., instalados en los locales húmedos o mojados, serán de material aislante.

7.3. Conductores.

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en la Memoria, Planos y Mediciones.



7.3.1. Materiales.

Los conductores serán de los siguientes tipos:

- De 450/750 V de tensión nominal.
- Conductor: de cobre
- Formación: unipolares
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC).
- Tensión de prueba: 2.500 V.
- Instalación: bajo tubo.
- Normativa de aplicación: UNE 21.031.
- De 0,6/1 kV de tensión nominal.
- Conductor: de cobre (o de aluminio, cuando lo requieran las especificaciones del proyecto).
- Formación: uni-bi-tri-tetrapolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE).
- Tensión de prueba: 4.000 V.
- Instalación: al aire o en bandeja.
- Normativa de aplicación: UNE 21.123.

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20º C será del 98 % al 100 %. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba: A una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro a 20 o 30 veces al diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20º C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo. La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V.

Los conductores de sección igual o superior a 6 mm² deberán estar constituidos por cable obtenido por trenzado de hilo o cobre del diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.



7.3.2. Dimensionado.

Para la selección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

-Intensidad máxima admisible: Como intensidad se tomará la propia de cada carga.

Partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las preinscripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT 19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayor acción de la carga, se deberán tener presentes las instrucciones ITC-BT-44 para receptores de alumbrado e ITC-BT-47 para receptores de motor.

-Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de utilización, sea menor del 3% de la tensión nominal en el origen de la instalación, para alumbrado, y del 5% para los demás usos, considerando alimentados todos los receptores susceptibles de funcionar simultáneamente. Para la derivación individual la caída de tensión máxima admisible será del 1,5%. El valor de la caída de tensión podrá compensarse entre la de la instalación interior y la de la derivación individual, de forma que la caída de tensión total sea inferior a la suma de los valores límites especificados por ambas.

-Caída de tensión transitoria. La caída de tensión en todo el sistema durante el arranque de motores no debe provocar condiciones que impidan el arranque de los mismos, desconexión de los contactores, parpadeo de alumbrado, etc.

La sección del conductor neutro será la especificada en la instrucción ITC-BT-07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima igual a la fijada por la tabla 2 de la ITC-BT 18 en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que éstos o bien en forma independiente, siguiéndose a este respecto lo que señalen las normas particulares de la empresa distribuidora de la energía.



7.3.3. Identificación de las instalaciones.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que representan sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea a su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores, marrón, negro o gris.

7.3.4. Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica.

Las instalaciones deberán presentar una resistencia de aislamiento al menos igual a los valores indicados en la tabla siguiente:

Tensión nominal instalación	Tensión ensayo corriente continua (V)	Resistencia de aislamiento
MBTS o MBTP	250	0,25
500 V 0,50	500	
>500 V 1,00	1000	

La rigidez dieléctrica será tal que, desconectados los aparatos de utilización (receptores), resista durante 1 minuto una prueba de tensión de $2U + 1000$ V a frecuencia industrial, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, y con un mínimo de 1.500 V.

Las corrientes de fuga no serán superiores, para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que ésta pueda dividirse a efectos de su protección, a la sensibilidad que presenten los interruptores diferenciales instalados como protección contra los contactos indirectos.



7.4. Cajas de empalme.

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuercas y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaces de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

7.5. Mecanismos y tomas de corriente.

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de toma una posición intermedia. Serán del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65º C en ninguna de sus piezas. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcada su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1.000 voltios.

Las tomas de corriente serán de material aislante, llevarán marcadas su intensidad y tensiones nominales de trabajo y dispondrán, como norma general, todas ellas de puesta a tierra.



Todos ellos irán instalados en el interior de cajas empotradas en los parámetros, de forma que al exterior sólo podrá aparecer el mando totalmente aislado y la tapa embellecedora.

En el caso en que existan dos mecanismos juntos, ambos se alojarán en la misma caja, la cual deberá estar dimensionada suficientemente para evitar falsos contactos.

7.6. Aparata de mando y protección.

7.6.1. Cuadros eléctricos

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del + 5 % sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanqueidad de neopreno o material similar, para evitar la entrada de polvo.

Todos estos cables se instalarán dentro de canaletas provistas de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

aparatos, en cualquier caso nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada.

La profundidad de los cuadros será de 500 mm y su altura y anchura la necesaria para la colocación de los componentes e igual a un múltiplo entero del módulo del fabricante. Los cuadros estarán diseñados para poder ser ampliados por ambos extremos.

Los aparatos indicadores (lámparas, amperímetros, voltímetros, etc), dispositivos de mando (pulsadores, interruptores, conmutadores, etc), paneles sinópticos de mando (pulsadores, interruptores, conmutadores, etc), paneles sinópticos, etc, se montarán sobre la parte frontal de los cuadros.

Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de Bornes situada junto a las entradas de los cables desde el exterior.

Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosivo y una pintura de acabado de color que se especifique en las Mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

-Los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.

-El cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones.

7.6.2. Interruptores automáticos.

En el origen de la instalación y lo más cerca posible del punto de alimentación a la misma, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omipolar, así como dispositivos de protección contra sobre intensidades de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.



La protección contra sobre intensidades para todos los conductores (fase y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistemas de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura de aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él.

Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.

7.6.3. Guardamotores.

Los contactos guarda motores serán adecuados para el arranque directo de motores, con corriente de arranque máxima del 600% de la nominal y corriente de desconexión igual a la nominal.

La longevidad del aparato, sin tener que cambiar piezas de contacto y sin mantenimiento, en condiciones de servicio normales (conecta estando el motor parado y desconecta durante la marcha normal) será al menos 500.000 maniobras.

La protección contra sobrecargas se hará por medio de relés térmicos de características retardada. En ningún caso se permitirá cortocircuitar el relé durante el arranque.

La verificación del relé térmico, previo ajuste a la intensidad nominal del motor, se hará haciendo girar el motor a plena carga en monofásico; la desconexión deberá tener lugar a cabo de algunos minutos.



Cada contactor llevará dos contactos normalmente cerrados y dos normalmente abiertos para enclavamientos con otros aparatos.

7.6.4. Fusibles.

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores.

Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

7.6.5. Interruptores diferenciales.

1º / La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

Protección por aislamiento de las partes activas.

Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Protección por medio de barreras o envolventes.

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE 20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Las superficies superiores deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar las partes de éstas, esto no debe ser posible más que:

- Bien con la ayuda de una llave o de una herramienta;
- O bien, después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida la tensión hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes;
- O bien, si hay interpuesta una segunda barrera que posee como mínimo el grado de protección IP2X o IP XXB, que no pueda ser quitada más que con la ayuda de una llave o de una herramienta y que impida todo contacto con las partes activas.

Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual.

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

2º/ La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

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

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_a \times I_a = U$$



Donde:

-Ra es la suma de las resistencias de la toma a tierra y de los conductores de protección de masas.

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

-U es la tensión de contacto límite convencional (50 ó 24 V).

7.6.6. Seccionadores.

Los seccionadores en carga serán de conexión y desconexión brusca, ambas independientes de la acción del operador.

Los seccionadores serán adecuados para servicio continuo y capaces de abrir y cerrar la corriente nominal a tensión nominal con un factor de potencia igual o inferior a 0,7.

7.6.7. Embarrados.

El embarrado principal constará de tres barras para las fases y una, con la mitad de la sección de las fases, para el neutro. La barra de neutro deberá ser seccionable a la entrada del cuadro.

Las barras serán de cobre electrolítico de alta conductividad y adecuadas para soportar la intensidad de plena carga y las corrientes de cortocircuito que se especifiquen en memoria y planos.

Se dispondrá también de una barra independiente de tierra, de sección adecuada para proporcionar la puesta a tierra de las partes metálicas no conductoras de los aparatos, la carcasa del cuadro y, si los hubiera, los conductores de protección de los cables en salida.

Prensaestopas y etiquetas.

Los cuadros irán completamente cableados hasta las regletas de entrada y salida.



Se proveerán prensaestopas para todas las entradas y salidas de los cables del cuadro; los prensaestopas serán de doble cierre para cables armados y de cierre sencillo para cables sin armar.

Todos los aparatos y bornes irán debidamente identificados en el interior del cuadro mediante números que correspondan a la designación del esquema. Las etiquetas serán marcadas de forma indeleble y fácilmente legible.

En la parte frontal del cuadro se dispondrán etiquetas de identificación de los circuitos, constituidas por placas de chapa de aluminio firmemente fijadas a los paneles frontales, impresas al horno, con fondo negro mate y letreros y zonas de estampación en aluminio pulido. El fabricante podrá adoptar cualquier solución para el material de las etiquetas, su soporte y la impresión, con tal de que sea duradera y fácilmente legible.

En cualquier caso, las etiquetas estarán marcadas con letras negras de 10 mm de altura sobre fondo blanco.

7.7. Receptores de alumbrado.

Las luminarias serán conformes a los requisitos establecidos en las normas de la serie UNE-EN 60598.

La masa de las luminarias suspendidas excepcionalmente de cables flexibles no deben exceder de 5 kg. Los conductores, que deben ser capaces de soportar este peso, no deben presentar empalmes intermedios y el esfuerzo deberá realizarse sobre un elemento distinto del borne de conexión.

Las partes metálicas accesibles de las luminarias que no sean de Clase II o de Clase III, deberán tener un elemento de conexión para su puesta a tierra, que irá conectado de manera fiable y permanente al conductor de protección del circuito.

El uso de lámparas de gases con descargas a alta tensión (neón, etc), se permitirá cuando su ubicación esté fuera del volumen de accesibilidad o cuando se instalen barreras o envolventes separadoras.

En instalaciones de iluminación con lámparas de descarga realizadas en locales en los que funcionen máquinas con movimiento alternativo o rotatorio rápido, se deberán tomar las medidas necesarias para evitar la posibilidad de accidentes causados por ilusión óptica originada por el efecto estroboscópico.



Los circuitos de alimentación estarán previstos para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados y a sus corrientes armónicas y de arranque. Para receptores con lámparas de descarga, la carga mínima prevista en voltamperios será de 1,8 veces la potencia en vatios de las lámparas. En el caso de distribuciones monofásicas, el conductor neutro tendrá la misma sección que los de fase. Será aceptable un coeficiente diferente para el cálculo de la sección de los conductores, siempre y cuando el factor de potencia de cada receptor sea mayor o igual a 0,9 y si se conoce la carga que supone cada uno de los elementos asociados a las lámparas y las corrientes de arranque, que tanto éstas como aquellos puedan producir. En este caso, el coeficiente será el que resulte.

En el caso de receptores con lámparas de descarga será obligatoria la compensación del factor de potencia hasta un valor mínimo de 0,9.

En instalaciones con lámparas de muy baja tensión (p.e. 12 V) debe preverse la utilización de transformadores adecuados, para asegurar una adecuada protección térmica, contra cortocircuitos y sobrecargas y contra los choques eléctricos.

Para los rótulos luminosos y para instalaciones que los alimenten con tensiones asignadas de salida en vacío comprendidas entre 1 y 10 kV se aplicará lo dispuesto en la norma UNE-EN 50.107.

7.8. Receptores a motor.

Los motores deben instalarse de manera que la aproximación a sus partes en movimientos no pueda ser causa de accidente. Los motores no deben estar en contacto con materias fácilmente combustibles y se situarán de manera que no pueda provocar la ignición de estas.

Los conductores de conexión que alimentan a un solo motor deben estar dimensionados para una intensidad del 125% de la intensidad a plena carga del motor. Los conductores de conexión que alimentan a varios motores, deben estar dimensionados para una intensidad no inferior a la suma del 125% de la intensidad a plena carga del motor de mayor potencia, más la intensidad a plena carga de todos los demás.

Los motores deben estar protegidos contra cortocircuitos y contra sobrecargas en todas sus fases, debiendo esta última protección ser de tal naturaleza que cubra, en los motores trifásicos, el riesgo de la falta de tensión en una de sus fases. En el caso de motores con arrancador estrella-triángulo, se asegurará la protección, tanto para la conexión en estrella como en triángulo.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Los motores deben tener limitada la intensidad absorbida en el arranque, cuando se pudieran producir efectos que perjudicasen a la instalación u ocasionasen perturbaciones inaceptables al funcionamiento de otros receptores o instalaciones.

En general, los motores de potencia superior a 0,75 kilovatios deben estar provistos de reóstatos de arranque o dispositivos equivalentes que no permitan que la relación de corriente entre el período de arranque y el de marcha normal que corresponda a su plena carga, según las características del motor que deben indicar su placa, sea superior a la señalada en el cuadro siguiente:

De 0,75 kW a 1,5 kW: 4,5

De 1,50 kW a 5 kW: 3,0

De 5 kW a 15 kW: 2

Más de 15 kW: 1,5

Todos los motores de potencia superior a 5 kW tendrán seis bornes de conexión, con tensión de la red correspondiente a la conexión en triángulo del bobinado (motor de 230/400 V para redes de 230 V entre fases y de 400/693 V para redes de 400 V entre fases), de tal manera que será siempre posible efectuar un arranque en estrella-triángulo del motor.

Los motores deberán cumplir, tanto en dimensiones y formas constructivas, como en la asignación de potencia a los diversos tamaños de carcasa, con las recomendaciones europeas IEC y las normas UNE, DIN y VDE. Las normas UNE específicas para motores son la 20.107, 20.108, 20.111, 20.112, 20.113, 20.121, 20.122 y 20.324.

Para la instalación en el suelo se usará normalmente la forma constructiva B-3 con dos platos de soporte, un extremo de eje libre y carcasa con patas. Para montaje vertical, los motores llevarán cojinetes previstos para soportar el peso del rotor y de la polea.

La clase de protección se determina en las normas UNE 20.234 y DIN 40.050. Todos los motores deberán tener la clase de protección IP 44 (protección contra contactos accidentales con herramienta y contra la penetración de cuerpos sólidos con diámetro mayor de 1 mm, protección contra salpicaduras de agua proveniente de cualquier dirección), excepto para instalación a la intemperie o en ambiente húmedo o polvoriento y dentro de unidades de tratamiento de aire, donde se usarán motores con clase de protección IP 54 (protección total contra contactos involuntarios de cualquier clase, protección contra depósitos de polvo, protección contra salpicaduras de agua proveniente de cualquier dirección).



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Los motores con protecciones IP 44 e IP 54 son completamente cerrados y con refrigeración de superficie.

Todos los motores deberán tener, por lo menos, la clase de aislamiento B, que admite un incremento máximo de temperaturas de 80° C sobre la temperatura ambiente de referencia de 40° C, con un límite máximo de temperatura del devanado de 130° C.

El diámetro y longitud del eje, las dimensiones de las chavetas y la altura del eje sobre la base estarán de acuerdo a las recomendaciones IEC.

La calidad de los materiales con los que están fabricados los motores serán las que se indican a continuación:

-Carcasa: de hierro fundido de alta calidad, con patas solidarias y con aletas de refrigeración.

-Estator: paquete de chapa magnética y bobinado de cobre electrolítico, montados en estrecho contacto con la carcasa para disminuir la resistencia térmica al paso del calor hacia el exterior de las misma. La impregnación del bobinado para el aislamiento eléctrico se obtendrá evitando la formación de burbujas y deberá resistir las sollicitaciones térmicas a las que viene sometido.

-Rotor: formado por un paquete rasurado de chapa magnética, donde se alojará el devanado secundario en forma de jaula de aleación de aluminio, simple o doble.

-Eje: de acero a duro.

-Ventilador: interior (para las clases IP 44 e IP 54), de aluminio fundido con el rotor o de plástico inyectado.

-Rodamientos: de esfera, de tipo adecuado a las revoluciones del rotor y capaces de soportar ligeros axiales en los motores de eje horizontal (se seguirán las instrucciones del fabricante en cuanto a marca, tipo y cantidad de grasa necesaria para la lubricación y su duración).

-Cajas de bornes y tapa: de hierro fundido con entrada de cables a través de orificios roscados con prensa-estopas.

Para la correcta selección de un motor, que se hará para servicio continuo, deberán considerarse todos y cada uno de los siguientes factores:

-Potencia máxima absorbida por la máquina accionada, incluidas las pérdidas por transmisión.

-Velocidad de rotación de la máquina accionada.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

- Características de la acometida eléctrica (número de fases, tensión y frecuencia).
- Clase de protección (IP 44 o IP 54).
- Clase de aislamiento (B o F).
- Forma constructiva.
- Temperatura máxima del fluido refrigerante (aire ambiente) y consta sobre el nivel del mar del lugar de emplazamiento.
- Momento de inercia de la máquina accionada y de la transmisión referido a la velocidad de rotación del motor.
- Curva del par resistente en función de la velocidad.

Los motores podrán admitir desviaciones de la tensión nominal de alimentación comprendidas entre el 5 % en más o menos. Si son de preverse desviaciones hacia la baja superiores al mencionado valor, la potencia del motor deberá “delatarse” de forma proporcional, teniendo en cuenta que, además, disminuirá también el par de arranque proporcional al cuadrado de la tensión.

Antes de conectar un motor a la red de alimentación, deberá comprobarse que la resistencia de aislamiento del bobinado estático sea superior a 1,5 megaohmios. En caso de que sea inferior, el motor será rechazado por lo DO y deberá ser secado en un taller especializado, siguiendo las instrucciones del fabricante, o sustituido por otro.

El número de polos del motor se elegirá de acuerdo a la velocidad de rotación de la máquina accionada.

En caso de acoplamiento de equipos (como ventiladores) por medio de poleas y correas trapezoidales, el número de polos del motor se escogerá de manera que la relación entre velocidades de rotación del motor y del ventilador sea inferior a 2,5.

Todos los motores llevarán una placa de características, situada en lugar visible y escrita de forma indeleble, en la que aparecerán, por lo menos, los siguientes datos:

- Potencia del motor.
- Velocidad de rotación.
- Intensidad de corriente a la(s) tensión(es) de funcionamiento.
- Intensidad de arranque.



- Tensión(es) de funcionamiento.
- Nombre del fabricante y modelo.

7.9. Puestas a tierra.

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrolisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

7.9.1. Uniones a tierra. Tomas de tierra.

Para la toma de tierra se pueden utilizar electrodos formados por:



- Barras, tubos.
- Pletinas, conductores desnudos.
- Placas.
- Anillos o mallas metálicas constituidas por los elementos anteriores o sus combinaciones.
- Armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas.
- Otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de las norma UNE 21.022.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previstos. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Conductores de tierra.

La sección de los conductores de tierra, cuando estén enterrados, deberá estar de acuerdo con los valores indicados en la tabla siguiente. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

<u>Tipo</u>	<u>Protegido mecánicamente</u>	<u>No protegido</u>
Protegido contra la corrosión Galvanizado	Igual a conductores protección apdo. 7.7.1	16 mm ² 16 mm ² Acero
No protegido contra la corrosión	25 mm ² Cu 50 mm ² Hierro	25 mm ² Cu 50 mm ² Hierro

* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas. Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.



Bornes de puesta a tierra.

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial principal.
- Los conductores de puesta a tierra funcional, si son necesarios.

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

Conductores de protección.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Los conductores de protección tendrán una sección mínima igual a la fijada en la tabla siguiente:

<u>Sección conductores fase (mm²)</u>	<u>Sección conductores protección (mm²)</u>
Sf > 16	Sf
16 < Sf < 35	16
Sf > 35	Sf / 2

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección, al menos de:

- 2,5 mm², si los conductores de protección disponen de una protección mecánica.
- 4 mm², si los conductores de protección no disponen de una protección mecánica.

Como conductores de protección pueden utilizarse:

- Conductores en los cables multiconductores.



-Conductores aislados o desnudos que posean una envolvente común con los conductores activos.

-Conductores separados desnudos o aislados.

Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

7.10. Inspecciones y pruebas en fábrica.

La aparatamenta se someterá en fábrica a una serie de ensayos para comprobar que están libres de defectos mecánicos y eléctricos.

En particular se harán por lo menos las siguientes comprobaciones:

-Se medirá la resistencia de aislamiento con relación a tierra y entre conductores, que tendrá un valor de al menos 0,50 Ohm.

-Se inspeccionarán visualmente todos los apuntes y se comprobará el funcionamiento mecánico de todas las partes móviles.

-Se pondrá el cuadro de baja tensión y se comprobará que todos los relés actúan correctamente.

-Se calibrarán y ajustarán todas las protecciones de acuerdo con los valores suministrados por el fabricante.

Estas pruebas podrán realizarse, a petición de la DO, en presencia del técnico encargado por la misma.

Cuando se exijan los certificados de ensayo, la EIM enviará los protocolos de ensayo, debidamente certificados por el fabricante, a la DO.

7.11. Control.

Se realizarán cuantos análisis, verificaciones, comprobaciones, ensayos, pruebas y experiencias con los materiales, elementos o partes de la instalación que se ordenen por el Técnico Director de la misma, siendo ejecutados en laboratorio que designe la dirección, con cargo a la contrata.



Antes de su empleo en la obra, montaje o instalación, todos los materiales a emplear, cuyas características técnicas, así como las de su puesta en obra, han quedado ya especificadas en apartados anteriores, serán reconocidos por el Técnico Director o persona en la que éste delegue, sin cuya aprobación no podrá procederse a su empleo. Los que por mala calidad, falta de protección o aislamiento u otros defectos no se estimen admisibles por aquél, deberán ser retirados inmediatamente. Este reconocimiento previo de los materiales no constituirá su recepción definitiva, y el Técnico Director podrá retirar en cualquier momento aquellos que presenten algún defecto no apreciado anteriormente, aún a costa, si fuera preciso, de deshacerse la instalación o montaje ejecutados con ellos. Por tanto, la responsabilidad del contratista en el cumplimiento de las especificaciones de los materiales no cesará mientras no sean recibidos definitivamente los trabajos en los que se hayan empleado.

7.12. Seguridad.

En general, basándonos en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las especificaciones de normas NTE, se cumplirán, entre otras, las siguientes condiciones de seguridad:

-Siempre que se vaya a intervenir en una instalación eléctrica, tanto en la ejecución de la misma como en su mantenimiento, los trabajos se realizarán sin tensión, asegurándonos la inexistencia de ésta mediante los correspondientes aparatos de medición y comprobación.

-En el lugar de trabajo se encontrará siempre un mínimo de dos operarios.

-Se utilizarán guantes y herramientas aislantes.

-Cuando se usen aparatos o herramientas eléctricos, además de conectarlos a tierra cuando así lo precisen, estarán dotados de un grado de aislamiento II, o estarán alimentados con una tensión inferior a 50 V mediante transformadores de seguridad.

-Serán bloqueados en posición de apertura, si es posible, cada uno de los aparatos de protección, seccionamiento y maniobra, colocando en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo.

-No se restablecerá el servicio al finalizar los trabajos antes de haber comprobado que no exista peligro alguno.

-En general, mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos a tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de



objetos de metal o artículos inflamables; llevarán las herramientas o equipos en bolsas y utilizarán calzado aislante, al menos, sin herrajes ni clavos en las suelas.

-Se cumplirán asimismo todas las disposiciones generales de seguridad de obligado cumplimiento relativas a seguridad, higiene y salud en el trabajo, y las ordenanzas municipales que sean de aplicación.

7.13. Limpieza.

Antes de la Recepción provisional, los cuadros se limpiarán de polvo, pintura, cascarillas y de cualquier material que pueda haberse acumulado durante el curso de la obra en su interior o al exterior.

7.14. Mantenimiento.

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los aparatos de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.

7.15. Criterios de medición.

Las unidades de obra serán medidas con arreglo a lo especificado en la normativa vigente, o bien, en el caso de que ésta no sea suficiente explícita, en la forma reseñada en el Pliego Particular de Condiciones que les sea de aplicación, o incluso tal como figuren dichas unidades en el Estado de Mediciones del Proyecto. A las unidades medidas se les aplicarán los precios que figuren el Presupuesto, en los cuales se consideran incluidos todos los gastos de transporte, indemnizaciones y el importe de los derechos fiscales con los que se hallen gravados por las distintas Administraciones, además de los gastos generales de la contrata. Si hubiera necesidad de realizar alguna unidad de obra no comprendida en el proyecto, se formalizara el correspondiente precio contradictorio.

Los cables, bandejas y tubos se medirán por unidad de longitud (metro), según tipo y dimensiones.

En la medición se entenderán incluidos todos los accesorios necesarios para el montaje (grapasp, terminales, bornes, prensaestopas, cajas de derivación, etc.), así como la



mano de obra para el transporte en el interior de la obra, montaje y pruebas de recepción.

Los cuadros y receptores eléctricos se medirán por unidades montadas y conexionadas.

La conexión de los cables a los elementos receptores (cuadros, motores, resistencias, aparatos de control, etc.) será efectuado por el suministrador del mismo elemento receptor.

El transporte de los materiales en el interior de la obra estará a cargo de la EIM.

8. CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA EJECUCIÓN Y MONTAJE DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Este apartado tiene como objetivo fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el siguiente apartado. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

8.1. Generalidades

Este apartado es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Podrán optar a esta convocatoria otras aplicaciones especiales, siempre y cuando se aseguren unos requisitos de calidad, seguridad y durabilidad equivalentes. Tanto en la Memoria de Solicitud como en la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones, reservándose el IDAE su aceptación.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.



8.2. Diseño

8.2.1. Diseño del generador fotovoltaico

Generalidades.

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 1.7.3.2.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Orientación e inclinación de sombras.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

Tabla 1. Pérdidas admitidas.

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con lo anterior, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria de Solicitud y reservándose el IDAE su aprobación.



PLIEGO DE CONDICIONES



En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por el IDAE para su verificación.

Diseño del sistema de monitorización.

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

Integración arquitectónica.

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la Memoria de Solicitud y la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.



Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

En cualquier caso, el IDAE podrá requerir un informe de integración arquitectónica con las medidas correctoras a adoptar. La propiedad del edificio, por sí o por delegación, informará y certificará sobre el cumplimiento de las condiciones requeridas.

Cuando sea necesario, a criterio de IDAE, a la Memoria de Diseño o Proyecto se adjuntará el informe de integración arquitectónica donde se especifiquen las características urbanísticas y arquitectónicas del mismo, los condicionantes considerados para la incorporación de la instalación y las medidas correctoras incluidas en el proyecto de la instalación.

8.2.2. Componentes y materiales

Generalidades.

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.



En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Sistemas generadores fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

-UNE-EN61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

-UNE-EN61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

-UNE-EN62108: Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplirla normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

-Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65 como mínimo.

-Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

-Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

-Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células. La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Estructura soporte.

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Documento Básico de Seguridad Estructural, en lo que se refiere a Acciones en la Edificación (DB-SE AE: Acciones en la Edificación), del CTE.

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

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

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

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

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

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma correspondiente del CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, será de aplicación el Documento Básico de Seguridad Estructural en lo referente a Acero (DB-SE A: Acero) para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Inversores.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW.

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

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100% de la potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

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

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0º C y 40º C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Cableado.

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



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

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

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

Conexión a red.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente en lo que se refiere a conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Medidas.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Protecciones.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.



Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

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

Armónicos y compatibilidad electromagnética.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Medidas de seguridad.

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en



que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

8.2.3. Recepción y pruebas.

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.



Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de mínimo 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

8.2.4. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Generalidades.

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

Programa de mantenimiento.

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

-Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

-Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 8.3 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

-Comprobación de las protecciones eléctricas.

-Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

-Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

-Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

-Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

-Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

Garantías.

i. **Ámbito general de la garantía**



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

ii. Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años. Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

iii. Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las



PLIEGO DE CONDICIONES



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

iv. Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.

v. Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.



ESTUDIO BÁSICO DE
SEGURIDAD Y SALUD



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO Nº 6: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD



ÍNDICE

1. PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES	1
1.1. Introducción	1
1.2. Derechos y obligaciones	1
1.2.1. Derecho a la protección frente a los riesgos laborales	1
1.2.2. Principios de la acción preventiva.....	2
1.2.3. Evaluación de los riesgos	2
1.2.4. Equipos de trabajo y medios de protección	4
1.2.5. Información, consulta y participación de los trabajadores	4
1.2.6. Formación de los trabajadores	5
1.2.7. Medidas de emergencia.....	5
1.2.8. Riesgo grave e inminente	5
1.2.9. Vigilancia de la salud	6
1.2.10. Documentación.....	6
1.2.11. Coordinación de actividades empresariales	6
1.2.12. Protección de trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos.....	6
1.2.13. Protección de la maternidad	7
1.2.14. Protecciones de los menores.....	7
1.2.15. Relaciones de trabajo temporales, de duración determinada y en empresas de trabajo temporal.....	7
1.2.16. Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos.....	7
1.3. Servicios de prevención	8
1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales.....	8
1.3.2. Servicio de prevención.....	8
1.4. Consulta y participación de los trabajadores	9
1.4.1. Consulta de los trabajadores	9
1.4.2. Derechos de participación y representación	9
1.4.3. Delegaciones de prevención	9



2. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LOS LUGARES DE TRABAJO	10
2.1. Introducción	10
2.2. Obligaciones del empresario	11
2.2.1. Condiciones constructivas	11
2.2.2. Orden, limpieza y mantenimiento. Señalización	13
2.2.3. Condiciones ambientales.....	13
2.2.4. Iluminación.....	14
2.2.5. Servicios higiénicos y locales de descanso	15
2.2.6. Material y locales de primeros auxilios.....	15
3. DISPOSICIONES MÍNIMAS EN MATERIA DE SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	16
3.1. Introducción	16
3.2. Obligación general del empresario	16
4. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO.....	17
4.1. Introducción	17
4.2. Obligación general del empresario	18
4.2.1. Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo..	19
4.2.2. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo móviles.....	20
4.2.3. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para elevación de cargas.....	20
4.2.4. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada en general.....	21
4.2.5. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a la maquinaria herramienta.....	22
5. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN	24
5.1. Introducción	24
5.2. Estudio básico de seguridad y salud.....	25
5.2.1. Descripción de las obras a realizar	25
5.2.2. Riesgos más frecuentes en las obras de construcción	25



5.2.3. Medidas preventivas de carácter particular para cada oficio	29
5.3. Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras..	38
6. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL	39
6.1. Introducción	39
6.2. Obligaciones generales del empresario	39
6.2.1. Protecciones de la cabeza.....	39
6.2.2. Protectores de manos y brazos.....	40
6.2.3. Protectores de pies y piernas.....	40
6.2.4. Protectores del cuerpo	40
7. PRIMEROS AUXILIOS Y VIGILANCIA DE LA SALUD.....	41



1. PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES.

1.1. Introducción.

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales tiene por objeto la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

Éste ha de servir de base para que las Empresas Contratistas y cualesquiera otras que participen en la ejecución de las obras a que hace referencia el proyecto en el que se encuentra incluido este estudio, las lleven a efecto en las mejores condiciones que puedan alcanzarse respecto a garantizar el mantenimiento de la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores de las mismas, cumpliendo así lo que ordena en su articulado el R.D. 1627/97.

Como ley establece un marco legal a partir del cual las normas reglamentarias irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas.

Estas normas complementarias quedan resumidas a continuación:

- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

1.2. Derechos y obligaciones.

1.2.1. Derecho a la protección frente a los riesgos laborales.

Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo.

A este efecto, el empresario realizará la prevención de los riesgos laborales mediante la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, con las especialidades que se recogen en los artículos siguientes en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y formación de los trabajadores, actuación en casos de emergencia y de riesgo grave e inminente y vigilancia de la salud.



1.2.2. Principios de la acción preventiva.

El empresario aplicará las medidas preventivas pertinentes, con arreglo a los siguientes principios generales:

- Evitar los riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se pueden evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.
- Adaptar el trabajo, a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.
- Adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.
- Prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador.

1.2.3. Evaluación de los riesgos.

La acción preventiva en la empresa se planificará por el empresario a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores, que se realizará, con carácter general, teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, y en relación con aquellos que estén expuestos a riesgos especiales. Igual evaluación deberá hacerse con ocasión de la elección de los equipos de trabajo, de las sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo.

De alguna manera se podrían clasificar las causas de los riesgos en las categorías siguientes:

- Insuficiente calificación profesional del personal dirigente, jefes de equipo y obreros.
- Empleo de maquinaria y equipos en trabajos que no corresponden a la finalidad para la que fueron concebidos o a sus posibilidades.



-Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas e instalaciones. Control deficiente en la explotación.

-Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad.

-Referente a las máquinas herramienta, los riesgos que pueden surgir al manejarlas se pueden resumir en los siguientes puntos:

-Se puede producir un accidente o deterioro de una máquina si se pone en marcha sin conocer su modo de funcionamiento.

-La lubricación deficiente conduce a un desgaste prematuro por lo que los puntos de engrase manual deben ser engrasados regularmente.

-Puede haber ciertos riesgos si alguna palanca de la máquina no está en su posición correcta.

-El resultado de un trabajo puede ser poco exacto si las guías de las máquinas se desgastan, y por ello hay que protegerlas contra introducción de virutas.

-Puede haber riesgos mecánicos que se deriven fundamentalmente de los diversos movimientos que realicen las distintas partes de una máquina y que pueden provocar que el operario:

- Entre en contacto con alguna parte de la máquina o ser atrapado entre ella y cualquier estructura fija o material.
- Sea golpeado o arrastrado por cualquier parte en movimiento de la máquina.
- Ser golpeado por elementos de la máquina que resulten proyectados.
- Ser golpeado por otros materiales proyectados por la máquina.

-Puede haber riesgos no mecánicos tales como los derivados de la utilización de energía eléctrica, productos químicos, generación de ruido, vibraciones, radiaciones, etc.

Los movimientos peligrosos de las máquinas se clasifican en cuatro grupos:

-Movimientos de rotación. Son aquellos movimientos sobre un eje con independencia de la inclinación del mismo y aun cuando giren lentamente. Se clasifican en los siguientes grupos:



- Elementos considerados aisladamente tales como árboles de transmisión, vástagos, brocas, acoplamientos.
- Puntos de atrapamiento entre engranajes y ejes girando y otras fijas o dotadas de desplazamiento lateral a ellas.

-Movimientos alternativos y de traslación. El punto peligroso se sitúa en el lugar donde la pieza dotada de este tipo de movimiento se aproxima a otra pieza fija o móvil y la sobrepasa.

-Movimientos de traslación y rotación. Las conexiones de bielas y vástagos con ruedas y volates son algunos de los mecanismos que generalmente están dotadas de este tipo de movimientos.

-Movimientos de oscilación. Las piezas dotadas de movimientos de oscilación pendular generan puntos de "tijera" entre ellas y otras piezas fijas.

Las actividades de prevención deberán ser modificadas cuando se aprecie por el empresario, como consecuencia de los controles periódicos previstos en el apartado anterior, su inadecuación a los fines de protección requeridos.

1.2.4. Equipos de trabajo y medios de protección.

Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que:

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

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

El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos.

1.2.5. Información, consulta y participación de los trabajadores.

El empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban todas las informaciones necesarias en relación con:



-Los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo.

-Las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos.

Los trabajadores tendrán derecho a efectuar propuestas al empresario, así como a los órganos competentes en esta materia, dirigidas a la mejora de los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de señalización en dichos lugares, en cuanto a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en las obras de construcción y en cuanto a utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

1.2.6. Formación de los trabajadores.

El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva.

1.2.7. Medidas de emergencia.

El empresario, teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, así como la posible presencia de personas ajenas a la misma, deberá analizar las posibles situaciones de emergencia y adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios, lucha contra incendios y evaluación de los trabajadores, designado para ello al personal encargado de poner en práctica estas medidas y comprobando periódicamente, en su caso, su correcto funcionamiento.

1.2.8. Riesgo grave e inminente.

Cuando los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente con ocasión de su trabajo, el empresario estará obligado a:

-Informar lo antes posible a todos los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección.

-Dar las instrucciones necesarias para que, en caso de peligro grave, inminente e inevitable, los trabajadores puedan interrumpir su actividad y además estar en condiciones, habida cuenta de sus conocimientos y de los medios técnicos puestos a su disposición, de adoptar las medidas necesarias para evitar las consecuencias de dicho peligro.



1.2.9. Vigilancia de la salud.

El empresario garantizará a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes al trabajo, optando por la realización de aquellos reconocimientos o pruebas que causen las menores molestias al trabajador y que sean proporcionales al riesgo.

1.2.10. Documentación.

El empresario deberá elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral la siguiente documentación:

- Evaluación de los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo, y planificación de la acción preventiva.
- Medidas de protección y prevención a adoptar.
- Resultado de los controles periódicos de las condiciones de trabajo.
- Práctica de los controles del estado de salud de los trabajadores.
- Relación de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales que hayan causado al trabajador una incapacidad laboral superior a un día de trabajo.

1.2.11. Coordinación de actividades empresariales.

Cuando en un mismo centro de trabajo desarrollen actividades trabajadores de dos o más empresas, éstas deberán cooperar en la aplicación de la normativa sobre prevención de riesgos laborales.

1.2.12. Protección de trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos.

El empresario garantizará, evaluando los riesgos y adoptando las medidas preventivas necesarias, la protección de los trabajadores que, por sus propias características personales o estado biológico conocido, incluidos aquellos que tengan reconocida la situación de discapacidad física, psíquica o sensorial, sean específicamente sensibles a los riesgos derivados del trabajo.



1.2.13. Protección de la maternidad.

La evaluación de los riesgos deberá comprender la determinación de la naturaleza, el grado y la duración de la exposición de las trabajadoras en situación de embarazo o parto reciente, a agentes, procedimientos o condiciones de trabajo que puedan influir negativamente en la salud de las trabajadoras o del feto, en su caso, las medidas necesarias para evitar la exposición a dicho riesgos.

1.2.14. Protecciones de los menores.

Antes de la incorporación al trabajo de jóvenes menores de dieciocho años, y previamente a cualquier modificación importante de sus condiciones de trabajo, el empresario deberá efectuar una evaluación de los puestos de trabajo a desempeñar por los mismos, a fin de determinar la naturaleza, el grado y la duración de su exposición, teniendo especialmente en cuenta los riesgos derivados de su falta de experiencia, de su inmadurez para evaluar los riesgos existentes o potenciales y de su desarrollo todavía incompleto.

1.2.15. Relaciones de trabajo temporales, de duración determinada y en empresas de trabajo temporal.

Los trabajadores con relaciones de trabajo temporales o de duración determinada, así como los contratados por empresas de trabajo temporal, deberán disfrutar del mismo nivel de protección en materia de seguridad y salud que los restantes trabajadores de las empresas en la que prestan sus servicios.

1.2.16. Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos.

Corresponde a cada trabajador velar, según sus posibilidades y mediante el cumplimiento de las medidas de prevención que en cada caso sean adoptadas, por su propia seguridad y salud en el trabajo y por la de aquellas otras personas a las que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario.

Los trabajadores, con arreglo a su formación y siguiendo las instrucciones del empresario, deberán en particular:



- Usar adecuadamente, de acuerdo con su naturaleza y los riesgos previsibles, las máquinas, aparatos, herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general, cualesquiera otros medios con los que desarrollen su actividad.
- Utilizar correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario.
- No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes.
- Informar de inmediato un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- Contribuir al cumplimiento de las obligaciones establecidas por la autoridad competente.

1.3. Servicios de prevención.

1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales.

En cumplimiento del deber de prevención de riesgos profesionales, el empresario designará uno o varios trabajadores para ocuparse de dicha actividad, constituirá un servicio de prevención o concertará dicho servicio con una entidad especializada ajena a la empresa.

Los trabajadores designados deberán tener la capacidad necesaria, disponer del tiempo y de los medios precisos y ser suficientes en número, teniendo en cuenta el tamaño de la empresa, así como los riesgos a que están expuestos los trabajadores.

En las empresas de menos de seis trabajadores, el empresario podrá asumir personalmente las funciones señaladas anteriormente, siempre que desarrolle de forma habitual su actividad en el centro de trabajo y tenga capacidad necesaria.

El empresario que no hubiere concertado el Servicio de Prevención con una entidad especializada ajena a la empresa deberá someter su sistema de prevención al control de una auditoría o evaluación externa.

1.3.2. Servicio de prevención.

Si la designación de uno o varios trabajadores fuera insuficiente para la realización de las actividades de prevención, en función del tamaño de la empresa, de los riesgos a que están expuestos los trabajadores o de la peligrosidad de las actividades desarrolladas, el empresario deberá recurrir a uno o varios servicios de prevención propios o ajenos a la empresa, que colaborarán cuando sea necesario.



Se entenderá como servicio de prevención el conjunto de medios humanos y materiales necesarios para realizar las actividades preventivas a fin de garantizar la adecuada protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, asesorando y asistiendo para ello al empresario, a los trabajadores y a sus representantes y a los órganos de representación especializados.

1.4. Consulta y participación de los trabajadores.

1.4.1. Consulta de los trabajadores.

El empresario deberá consultar a los trabajadores, con la debida antelación, la adopción de las decisiones relativas a:

- La planificación y la organización del trabajo en la empresa y la introducción de nuevas tecnologías, en todo lo relacionado con las consecuencias que éstas pudieran tener para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- La organización y desarrollo de las actividades de protección de la salud y prevención de los riesgos profesionales en la empresa, incluida la designación de los trabajadores encargados de dichas actividades o el recursos a un servicio de prevención externo.
- La designación de los trabajadores encargados de las medidas de emergencia.
- El proyecto y la organización de la formación en materia preventiva.

1.4.2. Derechos de participación y representación.

Los trabajadores tienen derecho a participar en la empresa en las cuestiones relacionadas con la prevención de riesgos en el trabajo.

En las empresas o centros de trabajo que cuenten con seis o más trabajadores, la participación de éstos se canalizará a través de sus representantes y de la representación especializada.

1.4.3. Delegaciones de prevención.

Los Delegados de Prevención son los representantes de los trabajadores con funciones específicas en materia de prevención de riesgos en el trabajo. Serán designados por y entre los representantes del personal, con arreglo a la siguiente escala:



- De 50 a 100 trabajadores: 2 Delegados de Prevención.
- De 101 a 500 trabajadores: 3 Delegados de Prevención.
- De 501 a 1000 trabajadores: 4 Delegados de Prevención.
- De 1001 a 2000 trabajadores: 5 Delegados de Prevención.
- De 2001 a 3000 trabajadores: 6 Delegados de Prevención.
- De 3001 a 4000 trabajadores: 7 Delegados de Prevención.
- De 4001 en adelante: 8 Delegados de Prevención.

En personas de hasta treinta trabajadores el Delegado de Prevención será el Delegado de Personal. En las empresas de treinta y uno a cuarenta y nueve trabajadores habrá un Delegado de Prevención que será elegido por y entre los Delegados de Personal.

2. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LOS LUGARES DE TRABAJO.

2.1. Introducción.

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán y concretarán los aspectos más técnicos de las medidas preventivas, a través de normas mínimas que garanticen la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, de manera que de su utilización no se deriven riesgos para los trabajadores.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 486/1997 de 14 de Abril de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud aplicables a los lugares de trabajo, entendiéndose como tales las áreas del centro de trabajo, edificadas o no, en las que los trabajadores deban permanecer o a las que puedan acceder en razón de su trabajo, sin incluir las obras de construcción temporales o móviles.



2.2. Obligaciones del empresario.

El empresario deberá adoptar las medidas necesarias para que la utilización de los lugares de trabajo no origine riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores.

En cualquier caso, los lugares de trabajo deberán cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el presente Real Decreto en cuanto a sus condiciones constructivas, orden, limpieza y mantenimiento, señalización, instalaciones de servicio o protección, condiciones ambientales, iluminación, servicios higiénicos y locales de descanso, y material y locales de primeros auxilios.

2.2.1. Condiciones constructivas.

El diseño y las características constructivas de los lugares de trabajo deberán ofrecer seguridad frente a los riesgos de resbalones o caídas, choques o golpes contra objetos y derrumbaciones o caídas de materiales sobre los trabajadores, para ello el pavimento constituirá un conjunto homogéneo, llano y liso sin solución de continuidad, de material consistente, no resbaladizo o susceptible de serlo con el uso y de fácil limpieza, las paredes serán lisas, guarnecidas o pintadas en tonos claros y susceptibles de ser lavadas y blanqueadas y los techos deberán resguardar a los trabajadores de las inclemencias del tiempo y ser lo suficientemente consistentes.

El diseño y las características constructivas de los lugares de trabajo deberán también facilitar el control de las situaciones de emergencia, en especial en caso de incendio, y posibilitar, cuando sea necesario, la rápida y segura evacuación de los trabajadores.

Todos los elementos estructurales o de servicio (cimentación, pilares, forjados, muros y escaleras) deberán tener la solidez y resistencia necesarias para soportar las cargas o esfuerzos a que sean sometidos.

Las dimensiones de los locales de trabajo deberán permitir que los trabajadores realicen su trabajo sin riesgos para su seguridad y salud y en condiciones ergonómicas aceptables, adoptando una superficie libre superior a 2 m^2 por trabajador, un volumen mayor a 10 m^3 por trabajador y una altura mínima desde el piso al techo de 2,50 m. Las zonas de los lugares de trabajo en las que exista riesgo de caída, de caída de objetos o exposición a elementos agresivos, deberán estar claramente señalizadas.

El suelo deberá ser fijo, estable y no resbaladizo, sin irregularidades ni pendientes peligrosas. Las aberturas, desniveles y las escaleras se protegerán mediante barandillas de 90 cm de altura.



Los trabajadores deberán realizar de forma segura las operaciones de abertura, cierre, ajuste o fijación de ventanas, y en cualquier situación no supondrán un riesgo para éstos.

Las vías de circulación deberán poder utilizarse conforme a su uso o previsto, de forma fácil y con total seguridad. La anchura mínima de las puertas exteriores y de los pasillos será de 100 cm.

Las puertas transparentes deberán tener una señalización a la altura de la vista y deberán estar protegidas contra la rotura.

Las puertas de acceso a las escaleras no se abrirán directamente sobre sus escalones, sino sobre descansos de anchura al menos iguales a la de aquellos.

Los pavimentos de las rampas y escaleras serán de materiales no resbaladizos y caso de ser perforadas la abertura máxima de los intersticios será de 8 mm. La pendiente de las rampas variará entre un 8 y 12 %. La anchura mínima será de 55 cm para las escaleras de servicio y de 1 m. para las de uso general.

Caso de utilizar escaleras de mano, éstas tendrán la resistencia y los elementos de apoyo y sujeción necesarios para que su utilización en las condiciones requeridas no suponga un riesgo de caída, por rotura o desplazamiento de las mismas. En cualquier caso, no se emplearán escaleras de más de 5 m de altura, se colocarán formando un ángulo aproximado de 75º con la horizontal, sus largueros deberán prolongarse al menos 1 m sobre la zona a acceder, el ascenso, descenso y los trabajos desde escaleras se efectuarán frente a las mismas, los trabajos a más de 3,5 m de altura, desde el punto de operación al suelo, que requieran movimientos o esfuerzos peligrosos para la estabilidad del trabajador, sólo se efectuarán si se utiliza cinturón de seguridad y no serán utilizadas por dos o más personas simultáneamente.

Las vías y salidas de evacuación deberán permanecer expeditas y desembocarán en el exterior. El número, la distribución y las dimensiones de las vías deberán estar dimensionados para poder evacuar todos los lugares de trabajo rápidamente, dotando de alumbrado de emergencia aquellas que lo requieran.

La instalación eléctrica no deberá entrañar riesgos de incendio o explosión, para ellos se dimensionarán todos los circuitos considerando las sobre intensidades previsibles y se dotará a los conductores y restos de paramenta eléctrica de un nivel de aislamiento adecuado.

Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el



trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección conectados a las carcasas de los receptores eléctricos, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada al tipo de local, características del terreno y constitución de los electrodos artificiales).

2.2.2. Orden, limpieza y mantenimiento. Señalización.

Las zonas de paso, salidas y vías de circulación de los lugares de trabajo y, en especial, las salidas y vías de circulación previstas para la evacuación en casos de emergencia, deberán permanecer libres de obstáculos.

Las características de los suelos, techos y paredes serán tales que permitan dicha limpieza y mantenimiento. Se eliminarán con rapidez los desperdicios, las manchas de grasa, los residuos de sustancias peligrosas y demás productos residuales que puedan originar accidentes o contaminar el ambiente de trabajo.

Los lugares de trabajo y, en particular, sus instalaciones, deberán ser objeto de un mantenimiento periódico.

2.2.3. Condiciones ambientales.

La exposición a las condiciones ambientales de los lugares de trabajo no debe suponer un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.

En los locales de trabajo cerrados deberán cumplirse las condiciones siguientes:

-La temperatura de los locales donde se realicen trabajos sedentarios propios de oficinas o similares estará comprendida entre 17 y 27° C. En los locales donde se realicen trabajos ligeros estará comprendida entre 14 y 25° C.

-La humedad relativa estará comprendida entre el 30 y el 70 por 100, excepto en los locales donde existan riesgos por electricidad estática en los que el límite inferior será el 50 por 100.

-Los trabajadores no deberán estar expuestos de forma frecuente o continuada a corrientes de aire cuya velocidad exceda los siguientes límites:



- Trabajos en ambientes no calurosos: 0,25 m/s.
- Trabajos sedentarios en ambientes calurosos: 0,5 m/s.
- Trabajos no sedentarios en ambientes calurosos: 0,75m/s.

-La renovación mínima del aire en los locales de trabajo será de 30m³ de aire limpio por hora y trabajador en el caso de los trabajos sedentarios en ambientes no calurosos ni contaminados por humo de tabaco y 50m³ en los casos restantes.

-Se evitarán los olores desagradables.

2.2.4. Iluminación.

La iluminación será natural con puertas y ventanas acristaladas, complementándose con iluminación artificial en las horas de visibilidad deficiente. Los puestos de trabajo llevarán además puntos de luz individuales, con el fin de obtener una visibilidad notable. Los niveles de iluminación mínimos establecidos (lux) son los siguientes:

-Áreas o locales de uso ocasional: 50 lux

-Áreas o locales de uso habitual: 100 lux.

-Vías de circulación de uso ocasional: 25 lux.

-Vías de circulación de uso habitual: 50 lux.

-Zonas de trabajo con bajas exigencias visuales: 100 lux.

-Zonas de trabajo con exigencias visuales moderadas: 200 lux.

-Zonas de trabajo con exigencias visuales altas: 500 lux.

-Zonas de trabajo con exigencias visuales muy altas: 100 lux.

La iluminación anteriormente especificada deberá poseer una uniformidad adecuada, mediante la distribución uniforme de luminarias, evitándose los deslumbramientos directos por equipos de alta luminancia.

Se instalará además el correspondiente alumbrado de emergencia y señalización con el fin de poder iluminar las vías de evacuación en caso de fallo del alumbrado general.



2.2.5. Servicios higiénicos y locales de descanso.

En el local se dispondrá de agua potable en cantidad suficiente y fácilmente accesible por los trabajadores.

Se dispondrán vestuarios cuando los trabajadores deban llevar ropa especial de trabajo, provistos de asientos y de armarios o taquillas individuales con llave, con una capacidad suficiente para guardar la ropa y el calzado. Si los vestuarios no fuesen necesarios, se dispondrán colgadores o armarios para colocar la ropa.

Existirán aseos con espejos, retretes con descarga automática de agua y papel higiénico y lavabos con agua corriente, caliente si es necesario, jabón y toallas individuales u otros sistema de secado con garantías higiénicas. Dispondrán además de duchas de agua corriente, caliente y fría, cuando se realicen habitualmente trabajos sucios, contaminantes o que originen elevada sudoración. Llevarán alicatados los paramentos hasta una altura de 2 m. del suelo, con baldosín cerámico esmaltado de color blanco. El solado será continuo e impermeable, formado por losas de gres rugoso antideslizante.

Si el trabajo se interrumpiera regularmente, se dispondrán espacios donde los trabajadores puedan permanecer durante esas interrupciones, diferenciándose espacios para fumadores y no fumadores.

2.2.6. Material y locales de primeros auxilios.

El lugar de trabajo dispondrá de material para primeros auxilios en caso de accidente, que deberá ser adecuado, en cuanto a su cantidad y características, al número de trabajadores y a los riesgos que estén expuestos.

Como mínimo se dispondrá, en lugar reservado y a la vez de fácil acceso, de un botiquín portátil, que contendrá en todo momento, agua oxigenada, alcohol de 96, tintura de yodo, mercurocromo, gases estériles, algodón hidrófilo, bolsa de agua, torniquete, guantes esterilizados y desechables, jeringuillas, hervidor, agujas, termómetro clínico, gasas, esparadrapo, apósitos adhesivos, tijeras pinzas, antiespasmódicos, analgésicos y vendas.



3. DISPOSICIONES MÍNIMAS EN MATERIA DE SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO.

3.1. Introducción.

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que en los lugares de trabajo exista una adecuada señalización de seguridad y salud, siempre que los riesgos no puedan evitarse o limitarse suficientemente a través de medios técnicos de protección colectiva.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1.997 establece las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y de salud en el trabajo, entendiéndose como tales aquellas señalizaciones que referidas a un objeto, actividad o situación determinada, proporcionen una indicación o una obligación relativa a la seguridad o la salud en el trabajo mediante una señal en forma de panel, un color, una señal luminosa o acústica, una comunicación verbal o una señal gestual.

3.2. Obligación general del empresario.

La elección del tipo de señal y del número y emplazamiento de las señales o dispositivos de señalización a utilizar en cada caso se realizará de forma que la señalización resulte lo más eficaz posible, teniendo en cuenta:

- Las características de la señal.
- Los riesgos, elementos o circunstancias que hayan de señalizarse.
- La extensión de la zona a cubrir.
- El número de trabajadores afectados.

Para la señalización de desniveles, obstáculos u otros elementos que originen riesgo de caída de personas, choques o golpes, así como para la señalización de riesgos eléctricos, presencia de materias inflamables, tóxica, corrosiva o riesgo biológico, podrá optarse por una señal de advertencia de forma triangular, con un pictograma característico de color negro sobre fondo amarillo y bordes negros.



Las vías de circulación de vehículos deberán estar delimitadas con claridad mediante franjas continuas de color blanco o amarillo.

Los equipos de protección contra incendios deberán ser de color rojo.

La señalización para la localización e identificación de las vías de evacuación y de los equipos de salvamento o socorro (botiquín portátil) se realizará mediante una señal de forma cuadrada o rectangular, con un pictograma característico de color blanco sobre fondo verde.

La señalización dirigida a alertar a los trabajadores o a terceros de la aparición de una situación de peligro y de la consiguiente y urgente necesidad de actuar de una forma determinada o de evacuar la zona de peligro, se realizará mediante una señal luminosa, una señal acústica o una comunicación verbal.

Los medios y dispositivos de señalización deberán ser limpiados, mantenidos y verificados regularmente.

4. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO.

4.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1.995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajos.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que de la presencia o utilización de los equipos de trabajo puestos a disposición de los trabajadores en la empresa o centro de trabajo no se deriven riesgos para la seguridad de los mismos.

Por todo lo expuesto el Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, entendiéndose como tales cualquier máquina, aparato, instrumento o instalación utilizado en el trabajo.



4.2. Obligación general del empresario.

El empresario adoptará las medidas necesarias para que los equipos de trabajo que se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse y convenientemente adaptados al mismo, de forma que garanticen la seguridad y la salud de los trabajadores al utilizar dichos equipos.

Deberá utilizar únicamente equipos que satisfagan cualquier disposición legal o reglamentaria que les sea de aplicación.

Para la elección únicamente equipos de trabajo el empresario deberá tener en cuenta los siguientes factores:

- Las condiciones y características específicas del trabajo a desarrollar.
- Los riesgos existentes para la seguridad y salud de los trabajadores en el lugar de trabajo.
- En su caso, las adaptaciones necesarias para su utilización por trabajadores discapacitados.

Adoptará las medidas necesarias para que, mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en unas condiciones adecuadas. Todas las operaciones de mantenimiento, ajuste, desbloqueo, revisión o reparación de los equipos de trabajo se realizará tras haber parado o desconectado el equipo. Estas operaciones deberán ser encomendadas al personal especialmente capacitado para ello.

El empresario deberá garantizar que los trabajadores reciban una formación e información adecuadas a los riesgos derivados de los equipos de trabajo. La información, suministrada preferentemente por escrito, deberá contener, como mínimo las indicaciones relativas a:

- Las condiciones y forma correcta de utilización de los equipos de trabajo, teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, así como las situaciones o formas de utilización anormales y peligrosas que puedan preverse.
- Las conclusiones que, en su caso, se puedan obtener de la experiencia adquirida en la utilización de los equipos de trabajo.



4.2.1. Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo.

Los órganos de accionamiento de un equipo de trabajo que tengan alguna incidencia en la seguridad deberán ser claramente visibles e identificables y no deberán acarrear riesgos como consecuencia de una manipulación involuntaria.

Cada equipo de trabajo deberá estar provisto de un órgano de accionamiento que permita su parada total en condiciones de seguridad.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo de caída de objetos o de proyecciones deberá estar provisto de dispositivos de protección adecuados a dichos riesgos.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo por emanación de gases, vapores o líquidos o por emisión de polvo deberá estar provisto de dispositivos adecuados de captación o extracción cerca de la fuente emisora correspondiente.

Si fuera necesario para la seguridad o la salud de los trabajadores, los equipos de trabajo y sus elementos deberán estabilizarse por fijación o por otros medios.

Cuando los elementos móviles de un equipo de trabajo puedan entrañar riesgo de accidente por contacto mecánico, deberán ir equipados con resguardos o dispositivos que impidan el acceso a las zonas peligrosas.

Las zonas y puntos de trabajo o mantenimiento de un equipo de trabajo deberán estar adecuadamente iluminadas en función de las tareas que deben realizarse.

Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de los trabajadores.

Todo equipo de trabajo deberá ser adecuado para proteger a los trabajadores expuestos contra el riesgos de contacto directo o indirecto de la electricidad y los que entrañen riesgo por ruido, vibraciones o radiaciones deberá disponer de las protecciones o dispositivos adecuados para limitar, en la medida de lo posible, la generación y propagación de estos agentes físicos.

Las herramientas manuales deberán estar construidas con materiales resistentes y la unión entre sus elementos deberá ser firme, de manera que se eviten las roturas o proyecciones de los mismos.

La utilización de todos estos equipos no podrá realizarse en contradicción con las instrucciones facilitadas por el fabricante, comprobándose antes del iniciar la tarea que todas sus protecciones y condiciones de uso son las adecuadas.



Deberán tomarse las medidas necesarias para evitar el atrapamiento del cabello, ropas de trabajo u otros objetos del trabajador, evitando, en cualquier caso, someter a los equipos a sobrecargas, sobre presiones, velocidades o tensiones excesivas.

4.2.2. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo móviles.

Los equipos con trabajadores transportados deberán evitar el contacto de éstos con ruedas y orugas y el aprisionamiento por las mismas. Para ello dispondrán de una estructura de protección que impida que el equipo de trabajo incline más de un cuarto de vuelta o una estructura que garantice un espacio un espacio suficiente alrededor de los trabajadores transportados cuando el equipo pueda inclinarse más de un cuarto de vuelta. No se requerirán estas estructuras de protección cuando el equipo de trabajo se encuentre estabilizado durante su empleo.

Las carretillas elevadoras deberán estar acondicionadas mediante la instalación de una cabina para el conductor, una estructura que impida que la carretilla vuelque, quede espacio suficiente para el trabajador entre el suelo y determinadas partes de dicha carretilla y una estructura que mantenga al trabajador sobre el asiento de conducción en buenas condiciones.

Los equipos de trabajo automotores deberán contar con dispositivos de frenado y parada, con dispositivos para garantizar una visibilidad adecuada y con una señalización acústica de advertencia. En cualquier caso, su conducción estará reservada a los trabajadores que hayan recibido una información específica.

4.2.3. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para elevación de cargas.

Deberán estar instalados firmemente, teniendo presente la carga que deban levantar y las tensiones inducidas en los puntos de suspensión o de fijación. En cualquier caso, los aparatos de izar estarán equipados con limitador del recorrido del carro y de los ganchos, los motores eléctricos estarán provistos de limitadores de altura y del peso, los ganchos de sujeción serán de acero con “pestillos de seguridad” y los carriles para desplazamiento estarán limitados a una distancia de 1 m de su término mediante topes de seguridad de final de carrera eléctricos.

Deberá figurar claramente la carga nominal.



Deberán instalarse de modo que se reduzca el riesgo de que la carga caiga en picado, se suelte o se desvíe involuntariamente de forma peligrosa. En cualquier caso, se evitará la presencia de trabajadores bajo las cargas suspendidas. Caso de ir equipadas con cabinas para trabajadores deberá evitarse la caída de éstas, su aplastamiento o choque.

Los trabajos de izado, transporte y descenso de cargas suspendidas, quedarán interrumpidos bajo régimen de vientos superiores a los 60 km/h.

4.2.4. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada en general.

Las máquinas para los movimientos de tierras estarán dotadas de faros de marcha hacia delante y de retroceso, servofrenos, freno de mano, bocina automática de retroceso, retrovisores en ambos lados, pórtico de seguridad anti-vuelco y anti-impactos y un extintor.

Se prohíbe trabajar o permanecer dentro del radio de acción de la maquinaria de movimiento de tierras, para evitar los riesgos por atropello.

Durante el tiempo de parada de las máquinas se señalizará su entorno con “señales de peligro”, para evitar los riesgos por fallo de frenos o por atropello durante la puesta en marcha.

Si se produjese contacto con líneas eléctricas el maquinista permanecerá inmóvil en su puesto y solicitará auxilio por medio de las bocinas. De ser posible el salto sin riesgo de contacto eléctrico, el maquinista saltará fuera de la máquina sin tocar, al unísono, la máquina y el terreno.

Antes del abandono de la cabina, el maquinista habrá dejado en reposo, en contacto con el pavimento (la cuchilla, cazo, etc.), puesto el freno de mano y parado el motor extrayendo la llave de contacto para evitar los riesgos por fallos del sistema hidráulico.

Las pasarelas y peldaños de acceso para conducción o mantenimiento permanecerán limpios de gravas, barro y aceite, para evitar los riesgos de caída.

Se prohíbe el transporte de personas sobre las máquinas para el movimiento de tierras, para evitar los riesgos de caídas o de atropellos.

Se instalarán topes de seguridad de fin de recorrido, ante la coronación de los cortes (taludes o terraplenes) a los que debe aproximarse la maquinaria empleada en el movimiento de tierras, para evitar los riesgos por caída de la máquina.



Se señalarán los caminos de circulación interna mediante cuerda de banderolas y señales normalizadas de tráfico.

Se prohíbe el acopio de tierras a menos de 2 m. del borde de la excavación (como norma general).

No se debe fumar cuando se abastezca de combustible la máquina, pues podría inflamarse. Al realizar dicha tarea el motor deberá permanecer parado.

Se prohíbe realizar trabajos en un radio de 10 m entorno a las máquinas de hinca, en prevención de golpes y atropellos.

Las cintas transportadoras estarán dotadas de pasillo lateral de visita de 60 cm de anchura y barandillas de protección de éste de 90 cm de altura. Estarán dotadas de encauzadores antidesprendimientos de objetos por rebose de materiales. Bajo las cintas, en todo su recorrido, se instalarán bandejas de recogida de objetos desprendidos.

Los compresores serán de los llamados “silenciosos” en la intención de disminuir el nivel de ruido. La zona dedicada para la ubicación del compresor quedará acordonada en un radio de 4 m. Las mangueras estarán en perfectas condiciones de uso, es decir, sin grietas ni desgastes que puedan producir un reventón.

Cada tajo con martillos neumáticos, estará trabajado por dos cuartillas que se turnarán cada hora, en prevención de lesiones por permanencia continuada recibiendo vibraciones. Los pisones mecánicos se guiarán avanzando frontalmente, evitando el desplazamiento lateral. Para realizar estas tareas se utilizará faja elástica de protección de cintura, muñequera bien ajustada, botas de seguridad, cascos antirruído y una mascarilla con filtro mecánico recambiable.

4.2.5. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a la maquinaria herramienta.

Las máquinas-herramienta estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento y sus motores eléctricos estarán protegidos por la carcasa.

Las que tengan capacidad de corte tendrán el disco protegido mediante una carcasa antiproyecciones.

Las que se utilicen en ambientes inflamables o explosivos estarán protegidas mediante carcasas antideflagrantes. Se prohíbe la utilización de máquinas accionadas mediante combustibles líquidos en lugares cerrados o de ventilación insuficiente.



Se prohíbe trabajar sobre lugares encharcados, para evitar los riesgos de caída y los eléctricos.

Para todas las tareas se dispondrá una iluminación adecuada, en torno a 100 lux.

En prevención de los riesgos por inhalación de polvo, se utilizarán en vía húmeda las herramientas que lo produzcan.

Las mesas de sierra circular, cortadoras de material cerámico y sierras de disco manual no se ubicarán a distancias inferiores a tres metros del borde de los forjados, con la excepción de los que estén claramente protegidos (redes o barandillas, petos de remate, etc.). Bajo ningún concepto se retirará la protección del disco de corte, utilizándose en todo momento gafas de seguridad antiproyección de partículas. Como norma general, se deberán extraer los clavos o partes metálicas hincadas en el elemento a cortar.

Con pistolas fija-clavos no se realizarán disparos inclinados, se deberá verificar que no hay nadie al otro lado del objeto sobre el que se dispara, se evitará clavar sobre fábricas de ladrillo hueco y se asegurará el equilibrio de la persona antes de efectuar el disparo.

Para la utilización de los taladros portátiles y rozadoras eléctricas se elegirán siempre las brocas y discos adecuados al material a taladrar, se evitará realizar taladros en una sola maniobra y taladros o rozaduras a pulso y se tratará no recalentar las brocas y discos.

Las pulidoras y abrillantadoras de suelos, lijadoras de maderas y aisladoras mecánicas tendrán el manillar de manejo y control revestido de material aislante y estarán dotadas de aro de protección o abrasiones.

En las tareas de soldadura por arco eléctrico se utilizará yelmo del soldar o pantalla de mano, no se mirará directamente al arco voltaico, no se tocarán las piezas recientemente soldadas, se soldará en un lugar ventilado, se verificará la inexistencia de personas en el entorno vertical de puesto de trabajo, no se dejará directamente la pinza en el suelo o sobre la perfilaría, se escogerá el electrodo adecuada para el cordón a ejecutar y se suspenderán los trabajos de soldadura con vientos superiores a 60 km/h y a la intemperie con régimen de lluvias.

En la soldadura oxiacetilénica (oxicorte) no se mezclarán botellas de gases distintos, éstas se transportarán sobre bateas enjauladas en posición vertical y atadas, no se ubicarán al sol ni en posición inclinada y los mecheros estarán dotados de válvulas antirretroceso de la llama. Si se desprenden pinturas se trabajará con mascarilla protectora y se hará al aire libre o en un local ventilado.



5. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN.

5.1. Introducción.

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1.995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y la salud en las obras de construcción.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, entendiéndose como tales cualquier obra, pública o privada, en la que se efectúen trabajos de construcción o ingeniería civil.

La obra en proyecto referente a la Ejecución de una Edificación de uso Industrial o Comercial se encuentra incluida en el Anexo I de dicha legislación, con la clasificación a) Excavación, b) Movimiento de tierras, c) Construcción, d) Montaje y desmontaje de elementos prefabricados, e) Acondicionamiento o instalación, l) Trabajos de pintura y de limpieza y m) Saneamiento.

Al tratarse de una obra con siguientes condiciones:

- a) El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 450.759,08 euros (75.000.000 ptas.)
- b) La duración estimada es inferior a 30 días laborables, no utilizándose en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) El volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, es inferior a 500.

Por todo lo indicado, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un estudio básico de seguridad y salud. En el caso de superarse alguna de las condiciones citadas anteriormente deberá realizarse un estudio completo de seguridad y salud.



5.2. Estudio básico de seguridad y salud.

5.2.1. Descripción de las obras a realizar.

- Descripción de la obra: Instalación eléctrica en baja tensión de una nave industrial con centro de transformación e instalación fotovoltaica.
- Presupuesto de ejecución por contrata: 223.873,77 €
- Plazo de ejecución: 2/09/2013 a 13/09/2013.
- Número máximo de trabajadores previstos: 4.
- Número máximo de jornadas del total de trabajadores: 10.

Observando estos datos y teniendo en cuenta las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción (Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1997), nos será suficiente con el Estudio Básico de Seguridad y Salud.

5.2.2. Riesgos más frecuentes en las obras de construcción.

Los oficios más comunes en las obras de construcción son los siguientes:

- Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.
- Rellenado de tierras.
- Encofrados.
- Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.
- Trabajos de manipulación del hormigón.
- Montaje de estructura metálica.
- Montaje de prefabricados.
- Albañilería.
- Cubiertas.
- Alicatados.
- Enfoscados y enlucidos.



- Solados con mármoles, terrazos, plaquetas y asimilables.
- Carpintería de madera, metálica y cerrajería.
- Montaje de vidrio.
- Pintura y barnizados.
- Instalación eléctrica definitiva y provisional de obra.
- Instalación de fontanería, aparatos sanitarios, calefacción y aire acondicionado.
- Instalación de antenas y pararrayos.

Los riesgos más frecuentes durante estos oficios son los descritos a continuación:

- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc).
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles.
- Los derivados de los trabajos pulverulentos.
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc).
- Caída de los encofrados al vacío, caída de personal al caminar o trabajar sobre los fondillos de las vigas, pisadas sobre objetos punzantes, etc.
- Cortes y heridas en manos y pies, aplastamientos, tropiezos y torceduras al caminar sobre las armaduras.
- Hundimientos, rotura o reventón de encofrados, fallos de entibaciones.
- Contactos con la energía eléctrica (directa e indirecta), electrocuciones, quemaduras, etc.
- Los derivados de la rotura fortuita de las planchas de vidrio.
- Cuerpos extraños en los ojos, etc.
- Agresión por ruido y vibraciones en todo el cuerpo.



- Microclima laboral (frío-calor), agresión por radiación ultravioleta, infrarroja.
- Agresión mecánica por proyección de partículas.
- Golpes.
- Cortes por objetos y/o herramientas.
- Incendio y explosiones.
- Riesgos por sobreesfuerzos musculares y malos gestos.
- Carga de trabajo física.
- Deficiente iluminación.
- Efecto psico-fisiológico de horarios y turno.

Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos (vuelo, atropellos, colisión, caída en altura, corriente eléctrica, peligro de incendio, materiales inflamables, prohibido fumar, etc), así como las medidas preventivas previstas (uso obligatorio del casco, uso obligatorio de las botas de seguridad, uso obligatorio de guantes, uso obligatorio de cinturón de seguridad, etc).

Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles (ferralla, perfilaría metálica, piezas prefabricadas, carpintería metálica y de madera, vidrio, pinturas, barnices y disolventes, material eléctrico, aparatos sanitarios, tuberías, aparatos de calefacción y climatización, etc).

Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad.

El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras.

El transporte de elementos pesados (sacos de aglomerantes, ladrillos, arenas, etc) se hará sobre carretilla de mano y así evitar sobreesfuerzos.

Los andamios sobre borriquetas, para trabajos en altura, tendrán siempre plataformas de trabajo de anchura no inferior a 60 cm (3 tablones trabados entre sí), prohibiéndose la formación de andamios mediante bidones, cajas de materiales, bañeras, etc.



Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

La distribución de máquinas, equipos y materiales en los locales de trabajo será la adecuada, delimitando las zonas de operación y paso, los espacios destinados a puestos de trabajo, las separaciones entre máquinas y equipos, etc.

El área de trabajo estará al alcance normal de la mano, sin necesidad de ejecutar movimientos forzados.

Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo está en posición inestable.

Se evitará las distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo.

Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad.

Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes.

Se debe seleccionar la herramienta correcta para el trabajo a realizar, manteniéndola en buen estado y uso correcto de ésta. Después de realizar las tareas, se guardarán en lugar seguro.

La iluminación para desarrollar los oficios convenientemente oscilará en torno a los 100 lux.

Es conveniente que los vestidos estén configurados en varias capas al comprender entre ellas cantidades de aire que mejoran el aislamiento al frío. Empleo de guantes, botas y orejeras. Se resguardará al trabajador de vientos mediante apantallamientos y se evitará que la ropa de trabajo se empape de líquidos evaporables.

Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación de aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada (sombrero, gafas de sol, cremas y lociones solares), vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes.

El aporte alimentario calórico debe ser suficiente para compensar el gasto derivado de la actividad y de las contracciones musculares.

Para evitar el contacto eléctrico directo se utiliza el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador,



interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.

El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencias dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como el número máximo de personas que puedan estar presentes en ellos.

En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.

Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por el personal con la suficiente formación para ello.

5.2.3. Medidas preventivas de carácter particular para cada oficio

Movimientos de tierras. Excavación de pozos y zanjas.

Antes del inicio de los trabajos, se inspeccionará el tajo con el fin de detectar posibles grietas o movimientos del terreno.

Se prohibirá el acopio de tierras o materiales a menos de dos metros del borde de la excavación, para evitar sobrecargas y posibles vuelcos del terreno, señalizándose además mediante una línea esta distancia de seguridad.

Se eliminará todos los bolos o viseras de los frentes de la excavación que por su situación ofrezcan el riesgo de desprendimiento.

La maquinaria estará dotada de peldaños y asidero para subir o bajar de la cabina de control. No se utilizará como apoyo para subir a la cabina las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros.

Los desplazamientos por el interior de la obra se realizarán por caminos señalizados.

Se utilizarán redes tensas o mallazo electro soldado situadas sobre los taludes, con un solape mínimo de 2 m.

La circulación de los vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de la excavación no superior a los 3 m. para vehículos ligeros y de 4 m para pesados.



Se conservarán los caminos de circulación interna cubriendo baches, eliminando blandones y compactando mediante zahorras.

Cuando la profundidad del pozo sea igual o superior a 1,5 m., se entibará (o encamisará) el perímetro en prevención de derrumbamientos.

Se efectuará el achique inmediato de las aguas que afloran (o caen) en el interior de las zanjas, para evitar que se altere la estabilidad de los taludes.

En presencia de líneas eléctricas en servicio se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

-Se procederá a solicitar de la compañía propietaria de la línea eléctrica el corte de fluido y puesta a tierra de los cables, antes de realizar los trabajos.

-La línea eléctrica que afecta a la obra será desviada de su actual trazado al límite marcado en los planos.

-La distancia de seguridad con respecto a las líneas eléctricas que cruzan la obra, queda fijada en 5 m., en zonas accesibles durante la construcción.

-Se prohíbe la utilización de cualquier calzado que no sea aislante de la electricidad en proximidad con la línea eléctrica.

Relleno de tierras.

Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior.

Se regarán periódicamente los tajos, las cargas y cajas de camión, para evitar las polvaredas. Especialmente si se debe conducir por vías públicas, calles y carreteras.

Se instalará, en el borde de los terraplenes de vertido, sólidos topes de limitación de recorrido para el vertido en retroceso.

Se prohíbe la permanencia de personas en un radio no inferior a los 5 m. en torno a las compactadoras y apisonadoras en funcionamiento.

Los vehículos de compactación y apisonado, irán provisto de cabina de seguridad de protección en caso de vuelco.



Encofrados.

Se prohíbe la permanencia de operarios en las zonas de batido de cargas durante las operaciones de izado de tablonas, sopandas, y ferralla; igualmente se procederá durante la elevación de viguetas, nervios, armaduras, pilares, bovedillas, etc.

El ascenso y descenso del personal a los encofrados, se efectuará a través de escaleras de mano reglamentarias.

Se instalarán barandillas reglamentarias en los frentes de losas horizontales, para impedir la caída al vacío de las personas.

Los clavos o puntas existentes en la madera usada, se extraerán o remacharán, según casos.

Queda prohibido encofrar sin antes haber cubierto el riesgo de caída desde altura mediante la ubicación de redes de protección.

Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.

Los paquetes de redondos se almacenarán en posición horizontal sobre durmientes de madera capa a capa, evitándose las alturas de las pilas superiores al 1,50 m.

Se efectuarán un barrido diario de puntas, alambres y recortes de ferralla en torno al banco (o bancos, borriquetas, etc.) de trabajo.

Queda prohibido el transporte aéreo de armaduras de pilares en posición vertical.

Se prohíbe trepar por las armaduras en cualquier caso.

Se prohíbe el montaje de zunchos perimetrales, sin antes estar correctamente instaladas las redes de protección.

Se evitará en lo posible, caminar por los fondillos de los encofrados de jácenas o vigas.

Trabajos de manipulación del hormigón.

Se instalarán fuertes topes al final de recorrido de los camiones hormigonera, en evitación de vuelcos.



Se prohíbe acercar las ruedas de los camiones hormigoneras a menos de 2 m. del borde de la excavación.

Se prohíbe cargar el cubo por encima de la carga máxima admisible de la grúa que lo sustenta.

Se procurará no golpear con el cubo los encofrados, ni las entibaciones.

La tubería de la bomba de hormigonado, se apoyará sobre caballetes, arriostrándose las partes susceptibles de movimiento.

Para vibrar el hormigón desde posiciones sobre la cimentación que se hormigona, se establecerán plataformas de trabajo móviles formadas por un mínimo de tres tabloncillos, que se dispondrán perpendicularmente al eje de la zanja o zapata.

El hormigonado y vibrado del hormigón de pilares, se realizará desde “castilletes de hormigonado”

En el momento en el que el forjado lo permita, se izará en torno a los huecos el peto definitivo de fábrica, en prevención de caídas al vacío.

Se prohíbe transitar pisando directamente sobre las bovedillas (cerámicas o de hormigón), en prevención de caídas a distinto nivel.

Montaje de estructuras metálica.

Los perfiles se apilarán ordenadamente sobre durmientes de madera de soporte de cargas, estableciendo capas hasta una altura no superior al 1,50 m.

Una vez montada la “primera altura” de pilares, se tenderán bajo ésta redes horizontales de seguridad.

Se prohíbe elevar una nueva altura, sin que en la inmediata inferior se hayan concluido los cordones de soldadura.

Las operaciones de soldadura en altura, se realizarán desde el interior de una guindola de soldador, provista de una barandilla perimetral de 1 m. de altura formada por pasamanos, barra intermedia y rodapié. El soldador, además, amarrará el mosquetón del cinturón a un cable de seguridad, o a argollas soldadas a tal efecto en la perfilaría.

Se prohíbe la permanencia de operarios dentro del radio de acción de cargas suspendidas.

Se prohíbe la permanencia de operarios directamente bajo tajos de soldadura.



Se prohíbe trepar directamente por la estructura y desplazarse sobre las alas de una viga sin atar el cinturón de seguridad.

El ascenso o descenso a/o de un nivel superior, se realizará mediante una escalera de mano provista de zapatas antideslizantes y ganchos de cuelgue e inmovilidad dispuestos de tal forma que sobrepase la escalera 1 m. la altura de desembarco.

El riesgo de caída al vacío por fachadas se cubrirá mediante la utilización de redes de horca (o de bandeja).

Montaje de prefabricados.

El riesgo de caída desde altura, se evitará realizando los trabajos de recepción e instalación del prefabricado desde el interior de una plataforma de trabajo rodeada de barandillas de 90 cm., de altura, formadas por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15 cm., sobre andamios (metálicos, tubulares de borriquetas).

Se prohíbe trabajar o permanecer en lugares de tránsito de piezas suspendidas en prevención del riesgo de desplome.

Los prefabricados se acopiarán en posición horizontal sobre durmientes dispuestos por capas de tal forma que no dañen los elementos de enganche para su izado.

Se paralizará la labor de instalación de los prefabricados bajo régimen de vientos superiores a 60 km/h.

Albañilería.

Los grandes huecos (patios) se cubrirán con una red horizontal instalada alternativamente cada dos plantas, para la prevención de caídas.

Se prohíbe concentrar las cargas de ladrillos sobre vanos. El acopio de palets, se realizará próximo a cada pilar, para evitar las sobrecargas de la estructura en los lugares de menor resistencia.

Los escombros y cascotes se evacuarán diariamente mediante trompas de vertido montadas al efecto, para evitar el riesgo de pisadas sobre materiales.

Las rampas de las escaleras estarán protegidas en su entorno por una barandilla sólida de 90 cm. de altura, formada por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15 cm.



Cubiertas.

El riesgo de caída al vacío, se controlará instalando redes de horca alrededor del edificio. No se permiten caídas sobre red superiores a los 6 m. de altura.

Se paralizarán los trabajos sobre las cubiertas bajo régimen de vientos superiores a 60 km/h., lluvia, helada y nieve.

Alicatados.

El corte de las plaquetas y demás piezas cerámicas, se ejecutará en vía húmeda, para evitar la formación de polvo ambiental durante el trabajo.

El corte de las plaquetas y demás piezas cerámicas se ejecutarán en locales abiertos o a la intemperie, para evitar respirar aire con gran cantidad de polvo.

Enfoscados y enlucidos.

Las “miras”, reglas, tablones, etc., se encargarán a hombro en su caso, de tal forma que al caminar, el extremo que va por delante, se encuentre por encima de la altura del casco de quién lo transporta, para evitar los golpes a otros operarios, los tropezones ente obsatáculos, etc.

Se acordará la zona en la que pueda caer piedra durante las operaciones de proyección de “garbancillo” sobre morteros, mediante cinta de banderolas y letreros de prohibido el paso.

Soldados con mármoles, terrazos, plaquetas y asimilables.

El corte de piezas de pavimento se ejecutará en vía húmeda, en evitación de lesiones por trabajar en atmósferas pulverulentas.

Las piezas del pavimento se izarán a las plantas sobre plataformas emplantadas, correctamente apiladas dentro de cajas de suministro, que no se romperán hasta la hora de utilizar su contenido.

Los lodos producto de los pulidos, serán orillados siempre hacia zonas no de paso y eliminados inmediatamente de la planta.



Carpintería de madera, metálica y cerrajería.

Los recortes de madera y metálicos, objetos punzantes, cascotes y serrín producidos durante los ajustes se recogerán y se eliminarán mediante las tolvas de vertido, o mediante bateas o plataformas emplintadas amarradas del gancho de la grúa.

Los cercos serán recibidos por un mínimo de una cuadrilla, en evitación de golpes, caídas y vuelcos.

Los listones horizontales inferiores contra deformaciones, se instalarán a una altura en torno a los 60 cm. Se ejecutarán en madera blanca, preferentemente, para hacerlos más visibles y evitar los accidentes por tropiezos.

El “cuelgue” de hojas de puertas o de ventanas, se efectuará por un mínimo de dos operarios, para evitar accidentes por desequilibrio, vuelvo, golpes y caídas.

Se prohíbe permanecer o trabajar en la vertical de un tajo de instalación de vidrio.

Los tajos se mantendrán libres de fragmentos de vidrio, para evitar el riesgo de cortes.

La manipulación de las planchas de vidrio, se ejecutará con la ayuda de ventosas de seguridad.

Los vidrios ya instalados, se pintarán de inmediato a base de pintura a la cal, para significar su existencia.

Pintura y barnizados.

Se prohíbe almacenar pinturas susceptibles de emanar vapores inflamables con los recipientes mal o incompletamente cerrados, para evitar accidentes por generación de atmósferas tóxicas o explosivas.

Se prohíbe realizar trabajos de soldadura y oxicorte en lugares próximos a los tajos en los que se emplean pinturas inflamables, para evitar el riesgo de explosión o de incendio.

Se tenderán redes horizontales sujetas a puntos firmes de la estructura, para evitar el riesgo de caída desde alturas.

Se prohíbe la conexión de aparatos de carga accionados eléctricamente (puentes grúa por ejemplo) durante las operaciones de pintura de carriles, soporte, topes, barandillas, etc., en prevención de atrapamientos o caídas desde altura.



Se prohíbe realizar “pruebas de funcionamiento” en las instalaciones, tuberías de presión, equipos motobombas, calderas, conductos, etc. durante los trabajos de pintura de señalización o de protección de conductor.

Instalación eléctrica provisional de obra.

El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.

El calibre o sección del cableado será siempre el adecuado para la carga eléctrica que ha de soportar.

Los hilos tendrán la funda protectora aislante sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos.

La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios o de planta, se efectuarán mediante manguera eléctrica antihumedad.

El tendido de los cables y mangueras, se efectuará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.

Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas antihumedad.

Las mangueras de “alargadera” por ser provisionales y de corta estancia pueden llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los parámetros verticales.

Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.

Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra.

Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera recibidos a los parámetros verticales o bien a “pies derechos” firmes.

Las maniobras a ejecutar en el cuadro eléctrico general se efectuarán subidas a una banqueta de maniobra o alfombrilla aislantes.

Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie.



La tensión siempre estará en la clavija “hembra”, nunca en la “macho”, para evitar los contactos eléctricos directos.

Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con las siguientes sensibilidades:

-30 mA. Alimentación a la maquinaria.

-30 mA. Para las instalaciones eléctricas de alumbrado.

Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra. El neutro de la instalación estará puesto a tierra.

La toma de tierra se efectuará a través de la pica o placa de cada cuadro general.

El hilo de toma de tierra, siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos.

La iluminación portátil cumplirá la siguiente norma:

-Portalámparas estanco de seguridad con mango aislante, rejilla protectora de la bombilla dotada de gancho de cuelgue a la pared, manguera antihumedad, clavija de conexión normalizada estanca de seguridad, alimentados a 24 V.

-La iluminación de los tajos se situará a una altura en torno a los 2 m., medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo.

-La iluminación de los tajos, siempre que sea posible, se efectuará cruzada con el fin de disminuir sombras.

-Las zonas de paso de la obra, estarán permanentemente iluminadas evitando rincones oscuros.

No se permitirá las conexiones a tierra a través de conducciones de agua.

No se permitirá el tránsito de carretillas y personas sobre mangueras eléctricas, pueden pelarse y producir accidentes.

No se permitirá el tránsito bajo líneas eléctricas de las compañías con elementos longitudinales transportados a hombro (pértigas, reglas, escaleras de mano y asimilables). La inclinación de la pieza puede llegar a producir el contacto eléctrico.



Instalación de fontanería, aparatos sanitarios, calefacción y aire acondicionado.

El transporte de tramos de tubería a hombro por un solo hombre, se realizará inclinando la carga hacia atrás, de tal forma que el extremo que va por delante supere la altura de un hombre, en evitación de golpes y tropiezos con otros operarios en lugares poco iluminados o iluminados a contra luz.

Se prohíbe el uso de mecheros y sopletes junto a materiales inflamables.

Se prohíbe soldar con plomo, en lugares cerrados, para evitar trabajos en atmósferas tóxicas.

Instalación de antenas y pararrayos.

Bajo condiciones meteorológicas extremas, lluvia, nieve, hielo o fuerte viento, se suspenderán los trabajos.

Se prohíbe expresamente instalar pararrayos y antenas a la vista de nubes de tormenta próximas.

Las antenas y pararrayos se instalarán con ayuda de la plataforma horizontal, apoyada sobre las cuñas en pendiente de encaje en la cubierta, rodeada de barandilla sólida de 90 cm. de altura, formada por pasamanos, barra intermedia y rodapié, dispuesta según el detalle de planos.

Las escaleras de mano, pese a que se utilicen de forma “momentánea”, se anclarán firmemente al apoyo superior, y estarán dotados de zapatas antideslizantes y sobrepasarán en 1 m. la altura a salvar.

Las líneas eléctricas próximas al tajo, se dejarán sin servicio durante la duración de los trabajos.

5.3. Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras.

Cuando en la ejecución de la obra intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, que será un técnico competente integrado en la dirección facultativa.



Cuando no sea necesaria la designación de coordinador, las funciones de éste serán asumidas por la dirección facultativa.

En aplicación del estudio básico de seguridad y salud, cada contratista elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y función de su propio sistema de ejecución de la obra.

Antes del comienzo de los trabajos, el promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente.

6. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL.

6.1. Introducción.

La ley 31/1995, de 8 noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

Así son las normas de desarrollo reglamentario las que deben fijar las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre ellas se encuentran las destinadas a garantizar la utilización por los trabajadores en el trabajo de equipos de protección individual que los protejan adecuadamente de aquellos riesgos para su salud o su seguridad que no puedan evitarse o limitarse suficientemente mediante la utilización de medios de protección colectiva o la adopción de medidas de organización en el trabajo.

6.2. Obligaciones generales del empresario.

Hará obligatorio el uso de los equipos de protección individual que a continuación se desarrollan.

6.2.1. Protecciones de la cabeza.

-Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados para baja tensión, con el fin de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos.

-Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección.



- Gafas de montura universal contra impactos y antipolvo.
- Mascarilla antipolvo con filtros protectores.
- Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica.

6.2.2. Protectores de manos y brazos.

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón.
- Guantes dieléctricos para B.T.
- Guantes de soldador.
- Muñequeras.
- Mango aislante de protección en las herramientas.

6.2.3. Protectores de pies y piernas.

- Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas.
- Botas dieléctricas para B.T.
- Botas de protección impermeable.
- Polainas de soldador.
- Rodilleras.

6.2.4. Protectores del cuerpo.

- Crema de protección y pomadas.
- Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas.
- Traje impermeable de trabajo.
- Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A.



- Fajas y cinturones antivibraciones.
- Pértigas de B.T.
- Banqueta aislante clase I para maniobra de B.T.
- Linterna individual de situación.
- Comprobador de tensión.

7. PRIMEROS AUXILIOS Y VIGILANCIA DE LA SALUD

Botiquines:

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Esto supone, como mínimo:

- Botella de alcohol (500 cc).
- Botella de agua oxigenada (500 cc).
- Frasco de antiséptico (Betadine o similar).
- Gasas estériles (10 sobres de 5 gasas cada uno).
- Rollo de esparadrapo.
- Caja de tiritas (30 unidades).
- Vendas de tamaño grande (6 rollos).
- Vendas de tamaño pequeño (6 rollos).
- Vendas elásticas de tamaño grande (2 rollos).
- Caja de comprimidos de Paracetamol de 500 mg.
- Fármaco espasmolítico.
- Tubo de crema antiinflamatoria.
- Tubo de crema para quemaduras.
- Tijeras.



El botiquín será revisado y repuesto si fuera necesario semanalmente.

Asistencia a accidentados:

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

Es muy conveniente disponer en la obra y en sitio bien visible, de una lista de los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de Asistencia.

Reconocimiento médico:

Todo personal que empieza a trabajar en obra deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo, y que será repetido en el período de un año. A pesar de ello, se velará por el respeto a la intimidad y la dignidad del trabajador, así como por la confidencialidad de toda la información médica.



EVALUACIÓN DE
IMPACTO AMBIENTAL



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO

Nº 6:

EVALUACIÓN

DE IMPACTO

AMBIENTAL



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	1
2.1. Impacto debido al funcionamiento de la instalación.....	1
3. IMPACTO AMBIENTAL DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	1
3.1. Impacto debido al funcionamiento de la instalación.....	2
4. IMPACTO DEBIDO A LA FABRICACIÓN DE COMPONENTES DE AMBAS INSTALACIONES.....	2



1 INTRODUCCIÓN

En nuestro proyecto tenemos dos instalaciones principales, como son la instalación fotovoltaica conectada a red y el centro de transformación, por lo que analizaremos su impacto ambiental desde los diferentes puntos de vista de forma independiente. Como más detalladamente veremos más tarde, si realizamos el proyecto dentro de la normativa apenas veremos que el impacto ambiental de la instalación será mínimo limitada prácticamente a la fabricación de cada uno de los componentes.

2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red tienen un impacto ambiental considerado prácticamente nulo, es más, es considerada una fuente a utilizar por su escaso impacto comparando con centrales nucleares y térmicas.

2.1 Impacto debido al funcionamiento de la instalación

-Ruidos: La instalación fotovoltaica apenas afectará en este aspecto, ya que la generación de energía por parte de los paneles es un proceso totalmente silencioso. Lo único que podría producir ruido sería durante el funcionamiento del inversor, pero el ruido producido es con alta frecuencia, no siendo audible por el oído humano.

-Emisiones de gases a la atmósfera: El sistema de funcionamiento fotovoltaico, como antes hemos explicado, no requiere de ninguna combustión, por lo tanto no emitiremos ningún tipo de gas a la atmósfera.

-Flora y fauna: Ninguno de los elementos introducidos en la instalación tiene efectos perjudiciales sobre la fauna o la flora.

- Residuos tóxicos o peligrosos vertidos al sistema de saneamiento: El proceso de refrigeración es por convección natural y para el funcionamiento no se necesita verter nada al sistema de saneamiento.

3 IMPACTO AMBIENTAL DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La instalación del centro de transformación, puede producir más impacto ambiental que la anterior instalación, como veremos a continuación, pero realizándolo según la normativa su efecto también será prácticamente nulo. Produciéndose más efecto durante el transporte de la energía eléctrica a lo largo del sistema, mediante las torres, que en nuestro sistema.



3.1 Impacto debido al funcionamiento de la instalación

- Ruidos: El ruido producido por el centro de transformación, será únicamente el producido por los transformadores, siendo prácticamente silenciosos ante los oídos humanos.
- Emisiones de gases a la atmósfera: Al igual que la instalación fotovoltaica, no se producen emisiones a la atmósfera, ya que no hay actividades de combustión.
- Destrucción de la fauna y flora: Siguiendo la normativa, estando todos los elementos perfectamente aislados y puesta la toma a tierra, no debería de producirse ningún desperfecto de la fauna ni de la flora ya sea por contactos o de otra manera.
- Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento: El único vertido peligroso que podría tener esta instalación reside en el uso de transformadores refrigerados mediante bomba de aceite, cuya sustitución podría generar perjuicios a la naturaleza. Realizando este trabajo de forma adecuada y sin errores, sin verter nada a la naturaleza, prácticamente será nulo este efecto sobre la naturaleza.

4 IMPACTO DEBIDO A LA FABRICACIÓN DE COMPONENTES DE AMBAS INSTALACIONES

En los procesos de fabricación de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos, transformadores, estructuras, cables, etc. es donde la emisión de gases y vertidos al sistema de saneamiento puede tener mayor impacto sobre el medio natural.

Los residuos tóxicos y peligrosos están regulados por el RD 833/1988, en este documento están descritas las actuaciones a realizar en cuanto a la eliminación de este tipo de residuos, que se resume en un correcto etiquetado y en su almacenamiento hasta la retirada por las empresas gestoras de residuos. La gestión de este tipo de residuos genera unos costes adicionales, que están englobados en los costes del proceso de fabricación. Los principales residuos generados son los siguientes: disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos, restos de dopantes y envases donde han sido contenidos estos productos.

Los ácidos y alcanos utilizados en los procesos de limpieza se eliminarán a través del sistema integral de saneamiento. Estos están regulados por la Ley 10/1993, de 26 de Octubre, donde se establecen los límites de concentraciones de contaminantes que es posible verter, así como la temperatura y el pH de los mismos.

Hablando de la instalación fotovoltaica, se sabe que los módulos fotovoltaicos en un periodo comprendido de 4 a 7 años, devuelven la energía que ha sido consumida en su proceso de fabricación, un periodo inferior a los 25 años que poseen de vida media.

Se trata por lo tanto de una instalación sostenible desde el punto de vista ecológico, ya que aprovechamos los recursos naturales (iluminación solar) y los costes producidos hacia la naturaleza son prácticamente nulos.

Según un estudio de IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) acerca de la comparativa sobre el impacto de la naturaleza de los diferentes sistemas de generación de energía, medido cada sistema en ecopuntos, nos revela que la energía solar fotovoltaica genera un perjuicio a la naturaleza de 460,98 ecopuntos, mientras que por ejemplo el uso de lignito genera 1735,16 ecopuntos. En la gráfica siguiente (figura 1) tenemos los resultados del estudio.

Sistemas energéticos	Lignito	Petróleo	Carbón	Nuclear	Solar Foto-voltaico	Gas Natural	Eólico	Mini-hidráulica
Impactos ambientales								
Calentamiento Global	135,00	97,00	109,00	2,05	15,40	95,80	2,85	0,41
Disminución Capa de Ozono	0,32	53,10	1,95	4,12	3,66	0,86	1,61	0,05
Acidificación	920,00	261,00	265,00	3,33	97,00	30,50	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	9,76	11,60	0,28	1,97	6,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	244,00	728,00	25,00	167,00	46,60	40,70	2,58
Sustancias Cancerígenas	25,70	540,00	84,30	2,05	75,70	22,10	9,99	0,76
Niebla de Invierno	519,00	135,00	124,00	1,50	53,30	3,08	1,48	0,15
Niebla Fotoquímica	0,49	36,90	3,05	0,32	3,03	3,47	1,25	0,06
Radiaciones Ionizantes	0,02	0,02	0,05	2,19	0,12	0,00	0,01	0,00
Residuos Residuos Radiactivos	50,90	0,62	12,90	0,28	1,84	0,58	0,29	0,52
Agotamiento Recursos Energéticos	5,28	7,11	10,60	565,00	34,90	1,34	1,83	0,32
Total	1735,16	1398,11	1355,92	671,82	460,98	267,11	64,67	5,43

Figura 1. Resultados de las diferentes tecnologías, sobre su implicación en medio ambiente.



DOCUMENTO

Nº 8:

BIBLIOGRAFÍA



1. BILIOGRAFÍA

En este apartado vamos comentar los libros que hemos utilizado para la realización del proyecto, así como algunas direcciones web que han sido de interés, para la consulta de datos o catálogos.

1.1. Libros

- Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión (R.E.B.T), publicado en el B.O.E el año 2002.
- Boletín Oficial del Estado (B.O.E), para la consulta de normativa específica.
- Plan de Energías Renovables (P.E.R). Elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (2011-2020). Realizado por el IDAE.
- Instalaciones de energía solar fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. Realizado por el IDAE.
- Fundamentos de energía solar fotovoltaica para los grados de titulaciones técnicas. José Francisco Sanz Requena.
- Energía solar fotovoltaica, Javier María Méndez, Rafael Cuervo.
- Centros de transformación MT/BT, Robert Capella, Grupo Schneider Electric (2000).
- Normas particulares para instalaciones de Alta Tensión (hasta 30 kV) y baja tensión, elaborado por Iberdrola.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, centros de transformación y subestaciones e instrucciones técnicas complementarias. Ministerio de Industria y Energía.
- Instalaciones Eléctricas de enlace y Centros de Transformación, adaptado al REBT (B.O.E. 2002), José Carlos Toledano, José Luis Sanz.



1.2. Páginas web

- www.censolar.com
- www.abb.com
- www.schneider-electric.com
- www.iberdrola.es
- www.idae.es
- www.prysmian.es
- www.wikipedia.es
- www.boe.es
- www.solarweb.net
- <http://solarfotovoltaica.galeon.com/>
- www.portalsolar.com



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

DOCUMENTO Nº 9: ANEXOS



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

TABLAS CENSOLAR

8.1 A1 Tablas CENSOLAR

A partir de aquí todos los datos proporcionados han sido extraídos de la publicación:

Gallardo, V. (ISOFOTON) y Fernández, J.M. (FERROLI ESPAÑA)
Integración de los Sistemas Solares Térmicos en la edificación
 Ferrolí España, S.A. e Isotofón, S.A., 2004.

Datos geográficos y temperatura mínima histórica, en °C (Fuente: CENSOLAR)

Provincia	Altitud (m) (de la cap.)	Latitud (°) (de la cap.)	Longitud (°) (de la cap.)	Temp. Mini. Histórica	Provincia	Altitud (m) (de la cap.)	Latitud (°) (de la cap.)	Longitud (°) (de la cap.)	Temp. Mini. Histórica
1 Álava	542	42,9	2,7 W	-18	27 León	908	42,6	5,6 W	-18
2 Albacete	686	39,0	1,8 W	-23	28 Lérida	323	41,7	1,2 E	-11
3 Alicante	7	38,4	0,5 W	-5	29 Lugo	465	43,0	7,6 W	-8
4 Almería	65	36,9	2,4 W	-1	30 Madrid	667	40,4	3,7 W	-16
5 Asturias	232	43,4	5,8 W	-11	31 Málaga	40	36,7	4,4 W	-4
6 Ávila	1126	40,7	4,9 W	-21	32 Melilla	47	35,3	3,0 W	-1
7 Badajoz	186	38,9	7,0 W	-6	33 Murcia	42	38,0	1,1 W	-5
8 Baleares	28	39,6	2,6 E	-4	34 Navarra	449	42,8	1,6 W	-16
9 Barcelona	95	41,4	2,2 E	-7	35 Orense	139	42,3	7,8 W	-8
10 Burgos	929	42,3	3,7 W	-18	36 Palencia	734	42,0	4,5 W	-14
11 Cáceres	459	39,5	6,4 W	-6	37 Las Palmas	6	28,2	15,4 W	+6
12 Cádiz	28	36,5	6,3 W	-2	38 Pontevedra	19	42,4	8,6 W	-4
13 Cantabria	69	43,5	3,8 W	-4	39 La Rioja	380	42,5	2,4 W	-12
14 Castellón	27	40,0	0	-8	40 Salamanca	803	41,0	5,6 W	-16
15 Ceuta	206	35,9	5,3 W	-1	41 Sª Cruz Tenerife	37	28,5	16,2 W	+3
16 Ciudad Real	628	39,0	3,9 W	-10	42 Segovia	1002	41,0	4,1 W	-17
17 Córdoba	128	37,9	4,8 W	-6	43 Sevilla	30	37,4	6,0 W	-6
18 La Coruña	54	43,4	8,4 W	-9	44 Soria	1063	41,8	2,5 W	-16
19 Cuenca	949	40,1	2,1 W	-21	45 Tarragona	60	41,1	1,2 E	-7
20 Gerona	95	42,0	2,7 W	-11	46 Teruel	915	40,4	1,1 W	-14
21 Granada	775	37,2	3,7 W	-13	47 Toledo	540	39,9	4,0 W	-9
22 Guadalajara	685	40,6	3,2 W	-14	48 Valencia	10	39,5	0,4 W	-8
23 Guipuzcoa	181	43,3	2,0 W	-12	49 Valladolid	694	41,7	4,7 W	-16
24 Huelva	4	37,3	6,9 W	-6	50 Vizcaya	32	43,3	3,0 W	-8
25 Huesca	488	42,1	0,4 W	-14	51 Zamora	649	41,5	5,7 W	-14
26 Jaén	586	37,8	3,8 W	-8	52 Zaragoza	200	41,7	0,9 W	-11

Temperatura ambiente en horas de sol, valor medio en °C (Fuente: CENSOLAR)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
1 ÁLAVA	7	7	11	12	15	19	21	21	19	15	10	7	13,7
2 ALBACETE	6	8	11	13	17	22	26	26	22	16	11	7	15,4
3 ALICANTE	13	14	16	18	21	25	28	28	26	21	17	14	20,1
4 ALMERIA	15	15	16	18	21	24	27	28	26	22	18	16	20,5
5 ASTURIAS	9	10	11	12	15	18	20	20	19	16	12	10	14,3
6 ÁVILA	4	5	8	11	14	18	22	22	18	13	8	5	12,3
7 BADAJOZ	11	12	15	17	20	25	28	28	25	20	15	11	18,9
8 BALEARES	12	13	14	17	19	23	26	27	25	20	16	14	18,8
9 BARCELONA	11	12	14	17	20	24	26	26	24	20	16	12	18,5
10 BURGOS	5	6	9	11	14	18	21	21	18	13	9	5	12,5
11 CÁCERES	10	11	14	16	19	25	28	28	25	19	14	10	18,3
12 CÁDIZ	13	15	17	19	21	24	27	27	25	22	18	15	20,3
13 CANTABRIA	11	11	14	14	16	19	21	21	20	17	14	12	15,8
14 CASTELLÓN	13	13	15	17	20	24	26	27	25	21	16	13	19,2
15 CEUTA	15	15	16	17	19	23	25	26	24	21	18	16	19,6
16 CUIDAD REAL	7	9	12	15	18	23	28	27	20	17	11	8	16,3
17 CÓRDOBA	11	13	16	18	21	26	30	30	26	21	16	12	20
18 LA CORUÑA	12	12	14	14	16	19	20	21	20	17	14	12	15,9
19 CUENCA	5	6	9	12	15	20	24	23	20	14	9	6	13,6
20 GERONA	9	10	13	15	19	23	26	25	23	18	13	10	17
21 GRANADA	9	10	13	16	18	24	27	27	24	18	13	9	17,3
22 GUADALAJARA	7	8	12	14	18	22	26	26	22	16	10	8	15,8
23 GUIPÚZCOA	10	10	13	14	16	19	21	21	20	17	13	10	15,3
24 HUELVA	13	14	16	20	21	24	27	27	25	21	17	14	19,9
25 HUESCA	7	8	12	15	18	22	25	25	21	16	11	7	15,6
26 JAEN	11	11	14	17	21	26	30	29	25	19	15	10	19
27 LEÓN	5	6	10	12	15	19	22	22	19	14	9	6	13,3
28 LÉRIDA	7	10	14	15	21	24	27	27	23	18	11	8	17,1
29 LUGO	8	9	11	13	15	18	20	21	19	15	11	8	14
30 MADRID	6	8	11	13	18	23	28	26	21	15	11	7	15,6
31 MÁLAGA	15	15	17	19	21	25	27	28	26	22	18	15	20,7
32 MELILLA	15	15	16	18	21	25	27	28	26	22	18	16	20,6
33 MURCIA	12	12	15	17	21	25	28	28	25	20	16	12	19,3
34 NAVARRA	7	7	11	13	16	20	22	23	20	15	10	8	14,3
35 ORENSE	9	9	13	15	18	21	24	23	21	16	12	9	15,8
36 PALENCIA	5	7	10	13	16	20	23	23	20	14	9	6	13,8
37 LAS PALMAS	20	20	21	22	23	24	25	20	26	25	23	21	22,5
38 PONTEVEDRA	11	12	14	16	18	20	22	23	20	17	14	12	16,6
39 LA RIOJA	7	9	12	14	17	21	24	24	21	16	11	8	15,3
40 SALAMANCA	6	7	10	13	16	20	24	23	20	14	9	6	14
41 STA. C. DE TENERIFE	19	20	20	21	22	24	26	27	26	25	23	20	22,8
42 SEGOVIA	4	6	10	12	15	20	24	23	20	14	9	5	13,5
43 SEVILLA	11	13	14	17	21	25	29	29	24	20	16	12	19,3
44 SORIA	4	6	9	11	14	19	22	22	18	13	8	5	12,6
45 TARRAGONA	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12	17,9
46 TERUEL	5	6	9	12	16	20	23	24	19	14	9	6	13,6
47 TOLEDO	8	9	13	15	19	24	28	27	23	17	12	8	16,9
48 VALENCIA	12	13	15	17	20	23	26	27	24	20	16	13	18,8
49 VALLADOLID	4	6	9	12	17	21	24	23	18	13	8	4	13,3
50 VIZCAYA	10	11	12	13	16	20	22	22	20	16	13	10	15,4
51 ZAMORA	6	7	11	13	16	21	24	23	20	15	10	6	14,3
52 ZARAGOZA	8	10	13	16	19	23	26	26	23	17	12	9	16,8

Temperatura del agua de la red general, valor medio en °C (Fuente: CENSOLAR)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
1 Alava	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
2 Albacete	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
3 Alicante	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
4 Almería	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
5 Asturias	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
6 Ávila	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
7 Badajoz	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
8 Baleares	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
9 Barcelona	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
10 Burgos	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
11 Cáceres	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
12 Cádiz	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
13 Cantabria	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
14 Castellón	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
15 Ceuta	8	9	10	12	13	13	14	13	13	12	11	8	11,3
16 Ciudad Real	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
17 Córdoba	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
18 La Coruña	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
19 Cuenca	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
20 Gerona	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
21 Granada	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
22 Guadalajara	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
23 Gipúzcoa	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
24 Huelva	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
25 Huesca	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
26 Jaén	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
27 León	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
28 Lérida	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
29 Lugo	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
30 Madrid	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
31 Málaga	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
32 Melilla	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
33 Murcia	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
34 Navarra	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
35 Orense	5	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,2
36 Palencia	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
37 Las Palmas	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
38 Pontevedra	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
39 La Rioja	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
40 Salamanca	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
41 Sta. C. de Tenerife	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
42 Segovia	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
43 Sevilla	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
44 Soria	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
45 Tarragona	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
46 Teruel	4	5	7	9	10	11	12	11	10	9	7	4	8,3
47 Toledo	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
48 Valencia	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8	12,3
49 Valladolid	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
50 Vizcaya	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6	10,3
51 Zamora	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3
52 Zaragoza	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5	9,3

Energía solar incidente sobre superficie horizontal, valor medio en MJ/m²/día (Fuente: CENSOLAR)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
1 ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4 ALMERIA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5 ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6 ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7 BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	21,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9 BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10 BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11 CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12 CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13 CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14 CASTELLÓN	8	12,2	15,5	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
15 CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16 CUIDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17 CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18 LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19 CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20 GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21 GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22 GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23 GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24 HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25 HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26 JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27 LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28 LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29 LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30 MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31 MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	17,2
32 MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33 MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40 SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41 STA. C. DE TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42 SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43 SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44 SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45 TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46 TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47 TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48 VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49 VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50 VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51 ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52 ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas (Fuente: CENSOLAR)

LATITUD=28°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,05	1,04	1,03	1,01	1	1	1	1,02	1,03	1,05	1,06	1,06
10	1,1	1,08	1,05	1,02	1	0,99	1	1,02	1,06	1,1	1,12	1,12
15	1,14	1,11	1,07	1,02	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,13	1,17	1,17
20	1,17	1,13	1,08	1,02	0,97	0,95	0,97	1,02	1,09	1,16	1,21	1,21
25	1,2	1,15	1,08	1	0,95	0,93	0,95	1,01	1,09	1,19	1,25	1,24
30	1,22	1,15	1,07	0,98	0,92	0,89	0,92	0,99	1,09	1,2	1,27	1,27
35	1,23	1,16	1,06	0,96	0,88	0,85	0,88	0,96	1,08	1,21	1,29	1,29
40	1,24	1,15	1,04	0,92	0,84	0,8	0,84	0,93	1,06	1,21	1,3	1,3
45	1,23	1,14	1,01	0,89	0,79	0,75	0,79	0,89	1,04	1,2	1,3	1,3
50	1,22	1,12	0,98	0,84	0,73	0,69	0,73	0,84	1	1,18	1,3	1,3
55	1,2	1,09	0,94	0,79	0,68	0,63	0,67	0,79	0,96	1,15	1,28	1,28
60	1,18	1,05	0,9	0,73	0,61	0,57	0,61	0,73	0,92	1,12	1,26	1,26
65	1,14	1,01	0,85	0,67	0,55	0,5	0,54	0,67	0,86	1,08	1,22	1,23
70	1,1	0,97	0,79	0,61	0,48	0,42	0,47	0,6	0,81	1,03	1,18	1,19
75	1,06	0,91	0,73	0,54	0,4	0,35	0,39	0,53	0,74	0,97	1,14	1,15
80	1	0,86	0,66	0,47	0,33	0,27	0,32	0,46	0,67	0,91	1,08	1,1
85	0,94	0,79	0,59	0,39	0,25	0,19	0,24	0,38	0,6	0,84	1,02	1,04
90	0,88	0,72	0,52	0,32	0,17	0,11	0,16	0,31	0,53	0,77	0,95	0,98

LATITUD=29°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,05	1,04	1,03	1,02	1	1	1	1,02	1,03	1,05	1,07	1,06
10	1,1	1,04	1,03	1,02	1	0,99	1	1,03	1,06	1,1	1,12	1,12
15	1,15	1,11	1,07	1,03	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,14	1,18	1,17
20	1,18	1,14	1,08	1,02	0,98	0,96	0,98	1,03	1,1	1,17	1,22	1,22
25	1,21	1,15	1,08	1,01	0,95	0,93	0,95	1,01	1,1	1,2	1,26	1,25
30	1,23	1,16	1,08	0,99	0,92	0,9	0,92	1	1,1	1,21	1,28	1,28
35	1,24	1,17	1,07	0,97	0,89	0,86	0,89	0,97	1,09	1,22	1,3	1,3
40	1,25	1,16	1,05	0,93	0,85	0,81	0,85	0,94	1,07	1,22	1,32	1,31
45	1,24	1,15	1,02	0,9	0,8	0,76	0,8	0,9	1,05	1,21	1,32	1,32
50	1,23	1,13	0,99	0,85	0,75	0,71	0,74	0,85	1,02	1,19	1,31	1,31
55	1,22	1,1	0,95	0,8	0,69	0,64	0,68	0,8	0,98	1,17	1,3	1,3
60	1,19	1,07	0,91	0,75	0,63	0,58	0,62	0,75	0,93	1,14	1,28	1,28
65	1,16	1,03	0,86	0,69	0,56	0,51	0,55	0,69	0,88	1,1	1,24	1,25
70	1,12	0,98	0,8	0,62	0,49	0,44	0,48	0,62	0,82	1,05	1,2	1,22
75	1,07	0,93	0,74	0,55	0,42	0,36	0,41	0,55	0,76	0,99	1,16	1,17
80	1,02	0,87	0,68	0,48	0,34	0,28	0,33	0,48	0,69	0,93	1,1	1,12
85	0,96	0,81	0,61	0,41	0,26	0,21	0,25	0,4	0,62	0,87	1,04	1,06
90	0,9	0,74	0,54	0,33	0,18	0,13	0,17	0,32	0,54	0,79	0,97	1

Factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas (Continuación)

LATITUD=34°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,06	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,04	1,06	1,08	1,07
10	1,12	1,1	1,07	1,04	1,01	1,01	1,02	1,04	1,08	1,12	1,14	1,14
15	1,14	1,13	1,09	1,05	1,01	1	10,1	1,05	1,11	1,17	1,21	1,2
20	1,21	1,16	1,11	1,05	1	0,98	1	1,05	1,13	1,21	1,26	1,25
25	1,25	1,19	1,12	1,04	0,98	0,96	0,99	1,05	1,14	1,24	1,31	1,3
30	1,27	1,2	1,12	1,03	0,96	0,94	0,96	1,03	1,14	1,27	1,34	1,33
35	1,29	1,21	1,11	1,01	0,93	0,9	0,93	1,01	1,14	1,28	1,37	1,36
40	1,31	1,21	1,1	0,98	0,89	0,86	0,89	0,99	1,13	1,29	1,39	1,38
45	1,31	1,21	1,08	0,95	0,85	0,81	0,85	0,95	1,11	1,29	1,4	1,4
50	1,31	1,19	1,05	0,91	0,8	0,76	0,8	0,91	1,09	1,28	1,41	1,4
55	1,03	1,17	1,02	0,86	0,75	0,7	0,75	0,87	1,05	1,26	1,4	1,39
60	1,28	1,14	0,98	0,81	0,69	0,64	0,69	0,82	1,01	1,23	1,38	1,38
65	1,25	1,11	0,93	0,75	0,63	0,58	0,62	0,76	0,96	1,2	1,36	1,36
70	1,21	1,06	0,88	0,69	0,56	0,51	0,55	0,69	0,91	1,15	1,32	1,32
75	1,17	1,01	0,82	0,63	0,49	0,43	0,48	0,63	0,85	1,1	1,28	1,28
80	1,12	0,96	0,76	0,56	0,41	0,36	0,41	0,56	0,78	1,04	1,23	1,24
85	1,06	0,9	0,69	0,48	0,34	0,28	0,33	0,48	0,71	0,98	1,17	1,18
90	1	0,83	0,62	0,41	0,26	0,2	0,25	0,4	0,64	0,91	1,1	1,12

LATITUD=35°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,06	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,04	1,06	1,08	1,07
10	1,12	1,1	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,04	1,08	1,12	1,15	1,14
15	1,17	1,14	1,09	1,05	1,02	1	1,02	1,05	1,11	1,17	1,21	1,21
20	1,22	1,17	1,11	1,05	1,01	0,99	1,01	1,06	1,13	1,22	1,27	1,26
25	1,25	1,2	1,12	1,05	0,99	0,97	0,99	1,05	1,15	1,25	1,32	1,31
30	1,28	1,21	1,13	1,04	0,97	0,94	0,97	1,04	1,15	1,28	1,36	1,35
35	1,31	1,22	1,12	1,02	0,94	0,91	0,94	1,02	1,15	1,29	1,39	1,38
40	1,32	1,23	1,11	0,99	0,9	0,87	0,9	1	1,14	1,3	1,41	1,4
45	1,33	1,22	1,09	0,96	0,86	0,82	0,86	0,97	1,13	1,3	1,42	1,41
50	1,32	1,21	1,07	0,92	0,81	0,77	0,81	0,93	1,1	1,3	1,43	1,42
55	1,31	1,19	1,03	0,87	0,76	0,72	0,76	0,88	1,07	1,28	1,42	1,41
60	1,29	1,16	0,99	0,82	0,7	0,66	0,7	0,83	1,03	1,25	1,41	1,4
65	1,27	1,12	0,95	0,77	0,64	0,59	0,64	0,77	0,98	1,22	1,38	1,38
70	1,23	1,08	0,9	0,71	0,57	0,52	0,57	0,71	0,93	1,18	1,35	1,35
75	1,19	1,03	0,84	0,64	0,5	0,45	0,5	0,64	0,87	1,13	1,31	1,31
80	1,14	0,98	0,78	0,57	0,43	0,37	0,42	0,57	0,8	1,07	1,26	1,26
85	1,09	0,92	0,71	0,5	0,35	0,29	0,34	0,5	0,73	1	1,2	1,21
90	1,02	0,85	0,64	0,42	0,27	0,21	0,26	0,42	0,66	0,93	1,13	1,15

LATITUD=36°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,1	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,05	1,08	1,13	1,15	1,15
15	1,18	1,14	1,1	1,05	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,18	1,22	1,21
20	1,22	1,18	1,12	1,06	1,01	0,99	1,01	1,06	1,14	1,22	1,28	1,27
25	1,26	1,2	1,13	1,05	1	0,98	1	1,06	1,16	1,26	1,33	1,32
30	1,29	1,22	1,13	1,04	0,98	0,95	0,98	1,05	1,16	1,29	1,37	1,36
35	1,32	1,23	1,13	1,02	0,95	0,92	0,95	1,03	1,16	1,31	1,4	1,39
40	1,33	1,24	1,12	1	0,91	0,88	0,91	1,01	1,16	1,32	1,43	1,41
45	1,34	1,23	1,1	0,97	0,87	0,84	0,87	0,98	1,14	1,32	1,44	1,43
50	1,34	1,22	1,08	0,93	0,82	0,78	0,82	0,94	1,12	1,31	1,45	1,44
55	1,33	1,2	1,05	0,89	0,77	0,73	0,77	0,9	1,08	1,3	1,44	1,43
60	1,31	1,17	1,01	0,84	0,71	0,67	0,71	0,84	1,05	1,27	1,43	1,42
65	1,29	1,14	0,96	0,78	0,65	0,6	0,65	0,79	1	1,24	1,41	1,4
70	1,25	1,1	0,91	0,72	0,59	0,53	0,58	0,73	0,95	1,2	1,37	1,37
75	1,21	1,05	0,85	0,66	0,52	0,46	0,51	0,66	0,89	1,15	1,33	1,33
80	1,16	1	0,79	0,59	0,44	0,39	0,44	0,59	0,82	1,09	1,28	1,29
85	1,11	0,94	0,73	0,52	0,37	0,31	0,36	0,51	0,75	1,03	1,23	1,23
90	1,05	0,87	0,65	0,44	0,29	0,23	0,28	0,44	0,68	0,96	1,16	1,17

Factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas (Continuación)

LATITUD=37°												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,1	1,08	1,05	1,02	1,01	1,02	1,05	1,09	1,13	1,16	1,15
15	1,18	1,15	1,1	1,06	1,02	1,01	1,02	1,06	1,12	1,19	1,23	1,22
20	1,23	1,18	1,12	1,06	1,02	1	1,02	1,07	1,15	1,23	1,29	1,28
25	1,27	1,21	1,14	1,06	1	0,98	1	1,07	1,16	1,27	1,34	1,33
30	1,3	1,23	1,14	1,05	0,98	0,96	0,98	1,06	1,17	1,3	1,38	1,37
35	1,33	1,24	1,14	1,03	0,96	0,93	0,96	1,04	1,17	1,32	1,42	1,41
40	1,35	1,25	1,13	1,01	0,92	0,89	0,92	1,02	1,17	1,34	1,44	1,43
45	1,35	1,25	1,11	0,98	0,88	0,85	0,88	0,99	1,15	1,34	1,46	1,45
50	1,35	1,24	1,09	0,94	0,84	0,8	0,84	0,95	1,13	1,33	1,47	1,46
55	1,35	1,22	1,06	0,9	0,78	0,74	0,78	0,91	1,1	1,32	1,47	1,45
60	1,33	1,19	1,02	0,85	0,73	0,68	0,73	0,86	1,06	1,3	1,45	1,44
65	1,31	1,16	0,98	0,8	0,67	0,62	0,66	0,8	1,02	1,26	1,43	1,42
70	1,27	1,12	0,93	0,74	0,6	0,55	0,6	0,74	0,97	1,22	1,4	1,4
75	1,23	1,07	0,87	0,67	0,53	0,48	0,53	0,68	0,91	1,17	1,36	1,36
80	1,19	1,02	0,81	0,6	0,46	0,4	0,45	0,6	0,84	1,12	1,31	1,31
85	1,13	0,96	0,74	0,53	0,38	0,32	0,38	0,53	0,77	1,05	1,26	1,26
90	1,07	0,89	0,67	0,46	0,3	0,25	0,3	0,45	0,7	0,98	1,19	1,2
LATITUD=38												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,08	1,08
10	1,13	1,11	1,08	1,05	1,02	1,02	1,03	1,05	1,09	1,14	1,16	1,16
15	1,19	1,15	1,11	1,06	1,03	1,01	1,03	1,07	1,13	1,19	1,23	1,22
20	1,24	1,19	1,13	1,07	1,02	1,01	1,02	1,07	1,15	1,24	1,3	1,29
25	1,28	1,22	1,14	1,07	1,01	0,99	1,01	1,08	1,17	1,28	1,35	1,34
30	1,31	1,24	1,15	1,06	0,99	0,97	0,99	1,07	1,18	1,31	1,4	1,38
35	1,34	1,25	1,15	1,04	0,96	0,94	0,97	1,05	1,19	1,34	1,43	1,42
40	1,36	1,26	1,14	1,02	0,93	0,9	0,93	1,03	1,18	1,35	1,46	1,45
45	1,37	1,26	1,13	0,99	0,89	0,86	0,89	1	1,17	1,36	1,48	1,47
50	1,37	1,25	1,1	0,96	0,85	0,81	0,85	0,97	1,15	1,35	1,49	1,48
55	1,36	1,23	1,07	0,91	0,8	0,75	0,8	0,92	1,12	1,34	1,49	1,48
60	1,35	1,21	1,04	0,86	0,74	0,69	0,74	0,87	1,08	1,32	1,48	1,47
65	1,33	1,18	0,99	0,81	0,68	0,63	0,68	0,82	1,04	1,29	1,46	1,45
70	1,29	1,14	0,94	0,75	0,61	0,56	0,61	0,76	0,98	1,25	1,43	1,42
75	1,25	1,09	0,89	0,69	0,54	0,49	0,54	0,69	0,93	1,2	1,39	1,39
80	1,21	1,04	0,83	0,62	0,47	0,42	0,47	0,62	0,86	1,14	1,34	1,34
85	1,15	0,98	0,76	0,55	0,4	0,34	0,39	0,55	0,79	1,08	1,29	1,29
90	1,09	0,91	0,69	0,47	0,32	0,26	0,31	0,47	0,72	1,01	1,22	1,23
LATITUD=39												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,04	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,07	1,09	1,08
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,19	1,16	1,11	1,07	1,03	1,02	1,03	1,07	1,13	1,2	1,24	1,23
20	1,25	1,2	1,14	1,07	1,03	1,01	1,03	1,08	1,16	1,25	1,31	1,29
25	1,29	1,23	1,15	1,07	1,02	1	1,02	1,08	1,18	1,29	1,36	1,35
30	1,33	1,25	1,16	1,07	1	0,97	1	1,08	1,19	1,33	1,41	1,4
35	1,35	1,27	1,16	1,05	0,97	0,94	0,98	1,06	1,2	1,35	1,45	1,43
40	1,37	1,27	1,15	1,03	0,94	0,91	0,94	1,04	1,19	1,37	1,48	1,46
45	1,38	1,27	1,14	1	0,9	0,87	0,9	1,01	1,18	1,37	1,5	1,48
50	1,39	1,26	1,12	0,97	0,86	0,82	0,86	0,98	1,16	1,37	1,51	1,5
55	1,38	1,25	1,09	0,93	0,81	0,77	0,81	0,94	1,13	1,36	1,51	1,5
60	1,37	1,22	1,05	0,88	0,75	0,71	0,75	0,89	1,1	1,34	1,51	1,49
65	1,35	1,19	1,01	0,83	0,69	0,65	0,69	0,83	1,05	1,31	1,49	1,47
70	1,32	1,15	0,96	0,77	0,63	0,58	0,63	0,77	1	1,27	1,46	1,45
75	1,28	1,11	0,91	0,7	0,56	0,51	0,56	0,71	0,95	1,23	1,42	1,41
80	1,23	1,06	0,84	0,64	0,49	0,43	0,48	0,64	0,88	1,17	1,37	1,37
85	1,18	1	0,78	0,56	0,41	0,35	0,41	0,56	0,81	1,11	1,32	1,32
90	1,12	0,93	0,71	0,49	0,33	0,28	0,33	0,49	0,74	1,04	1,25	1,26

Factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas (Continuación)

LATITUD=40°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,04	1,06	1,05	1,03	1,02	1,01	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,11	1,08	1,05	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,14	1,17	1,16
15	1,2	1,16	1,12	1,07	1,03	1,02	1,04	1,08	1,14	1,21	1,25	1,24
20	1,25	1,2	1,14	1,08	1,03	1,02	1,03	1,09	1,17	1,26	1,32	1,3
25	1,3	1,23	1,16	1,08	1,02	1	1,02	1,09	1,19	1,3	1,38	1,36
30	1,34	1,26	1,17	1,07	1,01	0,98	1,01	1,09	1,2	1,34	1,43	1,41
35	1,37	1,28	1,17	1,06	0,98	0,95	0,98	1,07	1,21	1,37	1,47	1,45
40	1,39	1,29	1,16	1,04	0,95	0,92	0,95	1,05	1,21	1,39	1,5	1,48
45	1,4	1,29	1,15	1,01	0,91	0,88	0,92	1,03	1,2	1,39	1,52	1,5
50	1,41	1,28	1,13	0,98	0,87	0,83	0,87	0,99	1,18	1,39	1,54	1,52
55	1,4	1,27	1,1	0,94	0,82	0,78	0,82	0,95	1,15	1,38	1,54	1,52
60	1,39	1,24	1,07	0,89	0,77	0,72	0,77	0,9	1,12	1,36	1,53	1,51
65	1,37	1,21	1,03	0,84	0,71	0,66	0,71	0,85	1,07	1,34	1,51	1,5
70	1,34	1,17	0,98	0,78	0,64	0,59	0,64	0,79	1,02	1,3	1,49	1,47
75	1,3	1,13	0,92	0,72	0,57	0,52	0,57	0,73	0,97	1,25	1,45	1,44
80	1,25	1,08	0,86	0,65	0,5	0,45	0,5	0,66	0,9	1,2	1,41	1,4
85	1,2	1,02	0,8	0,58	0,43	0,37	0,42	0,58	0,84	1,14	1,35	1,35
90	1,14	0,95	0,73	0,5	0,35	0,29	0,34	0,5	0,76	1,07	1,29	1,29

LATITUD=41°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,12	1,07	1,04	1,03	1,04	1,08	1,14	1,21	1,26	1,24
20	1,26	1,21	1,15	1,08	1,04	1,02	1,04	1,09	1,17	1,27	1,33	1,31
25	1,31	1,24	1,17	1,09	1,03	1,01	1,03	1,1	1,2	1,32	1,39	1,37
30	1,35	1,27	1,18	1,08	1,01	0,99	1,02	1,09	1,21	1,35	1,44	1,42
35	1,38	1,29	1,18	1,07	0,99	0,96	0,99	1,08	1,22	1,38	1,49	1,47
40	1,4	1,3	1,18	1,05	0,96	0,93	0,96	1,06	1,22	1,4	1,52	1,5
45	1,42	1,3	1,16	1,03	0,93	0,89	0,93	1,04	1,21	1,41	1,55	1,52
50	1,42	1,3	1,14	0,99	0,88	0,84	0,88	1,01	1,19	1,41	1,56	1,54
55	1,42	1,28	1,12	0,95	0,83	0,79	0,84	0,97	1,17	1,41	1,57	1,54
60	1,41	1,26	1,08	0,91	0,78	0,73	0,78	0,92	1,14	1,39	1,56	1,54
65	1,39	1,23	1,04	0,85	0,72	0,67	0,72	0,87	1,09	1,36	1,54	1,53
70	1,36	1,19	0,99	0,8	0,66	0,61	0,66	0,81	1,04	1,32	1,52	1,5
75	1,32	1,15	0,94	0,73	0,59	0,54	0,59	0,74	0,99	1,28	1,48	1,47
80	1,28	1,1	0,88	0,67	0,52	0,46	0,52	0,67	0,93	1,23	1,44	1,43
85	1,23	1,01	0,82	0,6	0,44	0,39	0,44	0,6	0,86	1,16	1,38	1,38
90	1,17	0,98	0,74	0,52	0,36	0,31	0,36	0,52	0,78	1,09	1,32	1,32

LATITUD=42°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,09	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,06	1,11	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,13	1,08	1,04	1,03	1,04	1,09	1,15	1,22	1,26	1,25
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04	1,03	1,05	1,1	1,18	1,28	1,34	1,32
25	1,32	1,25	1,17	1,09	1,04	1,01	1,04	1,1	1,21	1,33	1,4	1,38
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02	1	1,02	1,1	1,23	1,37	1,46	1,44
35	1,39	1,3	1,19	1,08	1	0,97	1	1,09	1,23	1,4	1,51	1,48
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97	0,94	0,97	1,08	1,24	1,42	1,54	1,52
45	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,9	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54
50	1,44	1,31	1,16	1	0,89	0,86	0,9	1,02	1,21	1,44	1,59	1,56
55	1,44	1,3	1,13	0,97	0,85	0,8	0,85	0,98	1,19	1,43	1,59	1,57
60	1,43	1,28	1,1	0,92	0,79	0,75	0,8	0,93	1,15	1,41	1,59	1,57
65	1,41	1,25	1,06	0,87	0,74	0,69	0,74	0,88	1,11	1,39	1,57	1,55
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67	0,62	0,67	0,82	1,07	1,35	1,55	1,53
75	1,35	1,17	0,96	0,75	0,6	0,55	0,6	0,76	1,01	1,31	1,52	1,5
80	1,3	1,12	0,9	0,68	0,53	0,48	0,53	0,69	0,95	1,25	1,47	1,46
85	1,25	1,06	0,83	0,61	0,46	0,4	0,46	0,62	0,88	1,19	1,42	1,41
90	1,19	1	0,76	0,54	0,38	0,32	0,38	0,54	0,81	1,12	1,36	1,35

Factor de corrección de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas (Continuación)

LATITUD=43º

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,08	1,05	1,03	1,05	1,09	1,15	1,23	1,27	1,26
20	1,28	1,22	1,16	1,09	1,05	1,03	1,05	1,1	1,19	1,29	1,35	1,33
25	1,33	1,26	1,18	1,1	1,04	1,02	1,04	1,11	1,22	1,34	1,42	1,4
30	1,37	1,29	1,2	1,1	1,03	1	1,03	1,11	1,24	1,38	1,48	1,45
35	1,41	1,31	1,2	1,09	1,01	0,98	1,01	1,1	1,25	1,42	1,52	1,5
40	1,43	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
45	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
50	1,46	1,33	1,17	1,02	0,91	0,87	0,91	1,03	1,23	1,46	1,61	1,58
55	1,46	1,32	1,15	0,98	0,86	0,82	0,86	1	1,21	1,45	1,62	1,59
60	1,45	1,3	1,12	0,94	0,81	0,76	0,81	0,95	1,17	1,44	1,62	1,59
65	1,43	1,27	1,08	0,89	0,75	0,7	0,75	0,9	1,13	1,41	1,61	1,58
70	1,41	1,23	1,03	0,83	0,69	0,64	0,69	0,84	1,09	1,38	1,58	1,56
75	1,37	1,19	0,98	0,77	0,62	0,57	0,62	0,78	1,03	1,34	1,55	1,53
80	1,33	1,14	0,92	0,7	0,55	0,49	0,55	0,71	0,97	1,28	1,51	1,49
85	1,28	1,08	0,85	0,63	0,47	0,42	0,47	0,64	0,9	1,22	1,45	1,44
90	1,22	1,02	0,78	0,56	0,4	0,34	0,39	0,56	0,83	1,16	1,39	1,38

LATITUD=44º

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,04	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,09	1,1	1,1
10	1,16	1,13	1,1	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,09	1,05	1,04	1,05	1,09	1,16	1,23	1,28	1,27
20	1,28	1,23	1,17	1,1	1,05	1,04	1,06	1,11	1,2	1,3	1,36	1,34
25	1,34	1,27	1,19	1,11	1,05	1,03	1,05	1,12	1,23	1,35	1,43	1,41
30	1,38	1,3	1,2	1,11	1,04	1,01	1,04	1,12	1,25	1,4	1,49	1,47
35	1,42	1,32	1,21	1,1	1,02	0,99	1,02	1,11	1,26	1,43	1,54	1,52
40	1,45	1,34	1,21	1,08	0,99	0,96	1	1,1	1,26	1,46	1,59	1,56
45	1,47	1,35	1,2	1,06	0,96	0,92	0,96	1,08	1,26	1,48	1,62	1,59
50	1,48	1,34	1,19	1,03	0,92	0,88	0,92	1,05	1,25	1,48	1,64	1,61
55	1,48	1,33	1,16	0,99	0,87	0,83	0,88	1,01	1,22	1,48	1,65	1,62
60	1,47	1,32	1,13	0,95	0,82	0,78	0,82	0,97	1,19	1,47	1,65	1,62
65	1,46	1,29	1,09	0,9	0,76	0,72	0,77	0,92	1,16	1,44	1,64	1,61
70	1,43	1,26	1,05	0,85	0,7	0,65	0,7	0,86	1,11	1,41	1,62	1,59
75	1,4	1,21	1	0,78	0,64	0,58	0,64	0,8	1,11	1,41	1,62	1,59
80	1,36	1,16	0,94	0,72	0,56	0,51	0,56	0,73	0,99	1,32	1,54	1,52
85	1,31	1,11	0,87	0,65	0,49	0,43	0,49	0,66	0,93	1,26	1,49	1,48
90	1,25	1,04	0,8	0,57	0,41	0,35	0,41	0,58	0,85	1,19	1,43	1,42

LATITUD=45º

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,04	1,03	1,02	1,03	1,04	1,06	1,09	1,1	1,1
10	1,16	1,13	1,1	1,07	1,04	1,04	1,05	1,07	1,12	1,17	1,2	1,19
15	1,23	1,19	1,14	1,09	1,05	1,04	1,06	1,1	1,17	1,24	1,29	1,27
20	1,29	1,24	1,17	1,11	1,06	1,04	1,06	1,12	1,21	1,31	1,37	1,35
25	1,35	1,28	1,2	1,11	1,06	1,03	1,06	1,13	1,24	1,36	1,45	1,42
30	1,4	1,31	1,21	1,12	1,04	1,02	1,05	1,13	1,26	1,41	1,51	1,48
35	1,43	1,34	1,22	1,11	1,03	1	1,03	1,12	1,27	1,45	1,56	1,53
40	1,46	1,35	1,22	1,09	1	0,97	1,01	1,11	1,28	1,48	1,61	1,58
45	1,49	1,36	1,22	1,07	0,97	0,93	0,97	1,09	1,28	1,5	1,64	1,61
50	1,5	1,36	1,2	1,04	0,93	0,89	0,94	1,06	1,26	1,51	1,67	1,63
55	1,5	1,35	1,18	1,01	0,89	0,84	0,89	1,03	1,24	1,5	1,68	1,65
60	1,5	1,34	1,15	0,97	0,84	0,79	0,84	0,98	1,21	1,49	1,68	1,65
65	1,48	1,31	1,11	0,92	0,78	0,73	0,78	0,93	1,18	1,47	1,67	1,64
70	1,46	1,28	1,07	0,86	0,72	0,67	0,72	0,88	1,13	1,44	1,65	1,62
75	1,43	1,24	1,02	0,8	0,65	0,6	0,65	0,82	1,08	1,4	1,62	1,6
80	1,38	1,19	0,96	0,74	0,58	0,53	0,58	0,75	1,02	1,35	1,58	1,56
85	1,33	1,13	0,89	0,66	0,51	0,45	0,51	0,67	0,95	1,29	1,53	1,51
90	1,28	1,07	0,8	0,59	0,43	0,37	0,43	0,6	0,88	1,22	1,47	1,45

8.2 A2 Método f-chart

METODO f-Chart

Un método para dimensionar la superficie de captación de sistemas solares térmicos de baja temperatura que se conoce por el nombre de método f-Chart (ó método de las Curvas-f) fue propuesto por Klein, Beckman and Duffie¹ en 1976-1977. Aunque el método no explica el funcionamiento dinámico de la instalación (horas, días, semanas, ...) es suficientemente exacto para estimar los efectos energéticos y económicos del calentamiento solar durante periodos largos (meses, años). El método se basa en información obtenida por simulación dinámica de numerosas instalaciones de calentamiento solar. Las Curvas-f se obtuvieron correlacionando los resultados obtenidos para la cobertura solar mensual ó fracción solar (f) en función de parámetros característicos de la instalación. Su principal ventaja es que puede aplicarse conociendo tan solo datos meteorológicos medios mensuales del lugar de instalación y características técnicas comunes de los colectores empleados.

El procedimiento a seguir consta de las etapas siguientes:

1. Estimación de la demanda (para cada mes)
Información: Consumo diario medio de ACS (cdm , litros/día), temperatura de preparación (t_{acs} , °C), y temperatura del agua de red (t_{red} , °C).
Resultado: la demanda térmica mensual dm [GJ/mes].
2. Estimación de la radiación solar incidente sobre la superficie de captación (para cada mes)
Información: Irradiación diaria media sobre superficie horizontal (idh , MJ/m²/día). Factores de corrección en función de la inclinación y orientación de los colectores solares.
Resultado: la irradiación mensual sobre el captador im [GJ/m²/mes].
3. Cálculo del parámetro X y de sus factores de corrección (para cada mes)
Información: Superficie captadora (A_{col} , m²), características del colector y demanda.
Resultado: el parámetro X [adimensional] indicativo de las pérdidas del colector.
4. Cálculo del parámetro Y y de sus factores de corrección (para cada mes)
Información: Superficie captadora, características del colector, irradiación y demanda.
Resultado: el parámetro Y [adimensional] indicativo de la ganancia solar.
5. Cálculo de la fracción solar f (para cada mes)
Información: parámetros X e Y .
Resultado: la fracción f [adimensional] de la carga mensual cubierta con energía solar.
6. Cálculo de la cobertura solar anual f_a [adimensional] y otros resultados

En bastantes ocasiones se tendrá como criterio de diseño el dimensionar la superficie de colectores para alcanzar una cobertura solar anual mínima. En este caso puede iniciarse el procedimiento suponiendo un rendimiento medio anual (40%, por ejemplo) y determinando con los resultados obtenidos en las etapas 1) y 2) el área de colectores necesaria para conseguir dicha cobertura. Se calcula en 6) la cobertura real obtenida. Si no resulta adecuada se propondrá la instalación de una nueva superficie de colectores suponiendo proporcionalidad entre cobertura y área, repitiéndose los cálculos a partir de 3). La legislación vigente actual exige una cobertura solar anual mínima y otros requisitos cuando se produce ACS para edificios. El diseñador debe velar por su cumplimiento.

¹ Klein, S.A. et al. *A Design Procedure for Solar Heating Systems*. Solar Energy Vol. 18, pp. 113-127, 1976.
Beckman, W.A. et al. *Solar Heating Design by the f-Chart Method*. Wiley, 1977 (Hay traducción al español).

Balance energético

El balance energético global para cierto periodo en un sistema de calentamiento solar puede expresarse como

$$Q_{util} + Q_{aux} = Q_{acs} + \Delta Q_{acu} \quad (1)$$

donde todas las magnitudes (Q_{acs} : Carga térmica para calentamiento de ACS, Q_{util} : Calor solar útil, Q_{aux} : Calor proporcionado por el sistema auxiliar, ΔQ_{acu} : Calor acumulado) se expresan en la mismas unidades (en GJ, por ejemplo). Considerando un periodo dilatado de tiempo (por ejemplo, un mes) en que la variación de energía en los acumuladores entre el principio y final, ΔQ_{acu} , sea despreciable frente a los otros términos, se puede escribir

$$f \equiv \frac{Q_{util}}{Q_{acs}} = 1 - \frac{Q_{aux}}{Q_{acs}} \quad (2)$$

siendo f la fracción de la carga térmica que será suministrada mediante energía solar. Esta fracción solar solo puede determinarse con exactitud mediante un cálculo muy laborioso que tenga en cuenta tanto la variabilidad del consumo, de la irradiación solar y de las pérdidas, como los procedimientos de control aplicados a la instalación. Pero Q_{util} guarda relación con:

1. La ganancia solar del sistema de captación
2. Las pérdidas de energía en el sistema de captación

El cociente de estas energías puestas en juego durante el proceso de captación solar y la energía demandada define dos parámetros adimensionales, X (para las pérdidas) e Y (para la ganancia), que son utilizados en el método f -Chart para realizar una estimación aproximada de la f mensual por correlación.

Cálculo de X

El parámetro X que representa a las pérdidas del sistema de captación relativas a la carga térmica mensual se calcula como

$$X = \frac{A_{col} \cdot F_R \cdot U_L \cdot (T_{ref} - T_a) \cdot \Delta\theta}{dm} f_{c_{int}} \cdot f_{c_{vol}} \cdot f_{c_{apl}} \quad (3)$$

donde A_{col} (m^2) es la superficie de captación solar instalada, F_R (adimensional) es el factor de eficiencia del colector, U_L [$W/(m^2 \cdot K)$] es su coeficiente global de pérdidas de calor e $\Delta\theta$ (s) es la duración del mes. T_a ($^{\circ}C$) es la temperatura media mensual del aire y $T_{ref} = 100^{\circ}C$ es la temperatura de referencia que considera el método para calcular las pérdidas. También aparecen tres factores correctores adimensionales que se explican a continuación.

El primer factor corrector, $f_{c_{int}}$, denominado factor de corrección del captador-intercambiador toma en consideración la disminución de energía útil por utilizar un intercambiador de calor y doble circuito. Se determina a partir de los parámetros del captador, caudales de fluido en el intercambiador y eficacia del intercambiador:

$$f_{c_{int}} = \frac{1}{1 + \frac{A_{col} \cdot F_R \cdot U_L}{(\dot{m} \cdot c_p)_c} \left(\frac{(\dot{m} \cdot c_p)_c}{\varepsilon \cdot (\dot{m} \cdot c_p)_{min}} - 1 \right)} \quad (4)$$

ε es la eficacia del intercambiador, $m c_p$ (W/K) es la capacidad calorífica del fluido térmico, el subíndice c se refiere al circuito primario y min al que presenta menor capacidad calorífica (primario ó secundario). En una primera aproximación puede considerarse un valor de $f_{c_{int}} = 0,95$.

El segundo factor corrector, $f_{c_{vol}}$, denominado factor de corrección del acumulador, toma en consideración el volumen de acumulación empleado en la instalación. El método f -Chart supone a priori un volumen de acumulación de agua caliente de 75 litros por m^2 de colector. Al aumentar el volumen específico V_{acu}/A_{col} (litros/ m^2) aumentarán las oportunidades de aprovechar la energía captada y disminuirá, por consiguiente, el parámetro X . Este factor de corrección puede calcularse mediante la expresión

$$f_{c_{vol}} = \left(\frac{75}{V_{acu} / A_{col}} \right)^{0,25} \quad 37,5 \leq V_{acu} / A_{col} \leq 300 \quad (5)$$

Manteniendo constantes el resto de las variables de diseño, a partir de 50 litros/ m^2 la mejora en la cobertura anual debida al aumento de capacidad de acumulación es pequeña. Por ello, considerando los costes del sistema de acumulación, se recomienda emplear entre 50 y 100 litros/ m^2 .

El método f -Chart fue desarrollado originalmente para su aplicación a sistemas solares térmicos que satisfacen cargas térmicas de calefacción y ACS, presuponiendo que la carga de ACS es una pequeña fracción del total (del orden del 20%). Cuando la carga de ACS es la principal ó única carga (que es nuestro caso) y la configuración del sistema es la mostrada en la figura siguiente

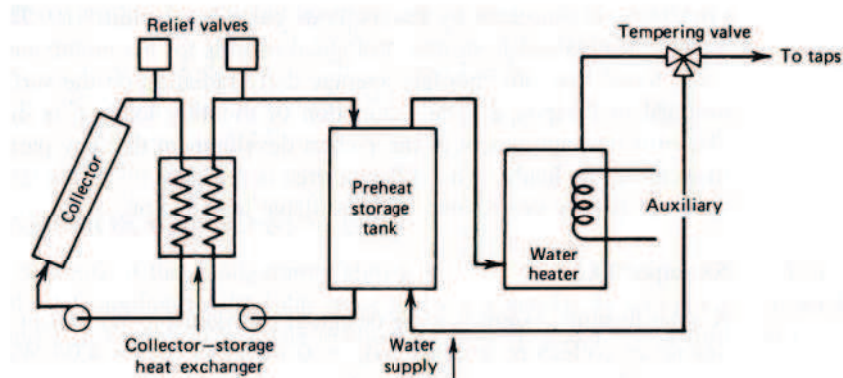


Fig. 6. Configuración estándar para ACS solar

debe aplicarse el factor de corrección

$$f_{c_{apl}} = \frac{11,60 + 1,18 t_{acs} + 3,86 t_{red} - 2,32 t_a}{100 - t_a} \quad (6)$$

donde t_{acs} es la temperatura del ACS, t_{red} la temperatura del agua de la red de distribución y t_a la temperatura del aire, todas ellas expresadas en $^{\circ}C$.

Cálculo de Y

El parámetro Y que representa la ganancia solar del sistema de captación relativa a la carga térmica mensual se calcula como

$$Y = \frac{A_{col} \cdot F_R \cdot (\tau \cdot \alpha)_n \cdot im}{dm} f_{c_{int}} \cdot f_{c_{\tau\alpha}} \quad (7)$$

donde A_{col} (m^2) es la superficie de captación solar instalada, $F_R \cdot (\tau \cdot \alpha)_n$ (adimensional) es el rendimiento óptico del colector. El factor de corrección $f_{c_{int}}$ es el mismo utilizado para el cálculo de X y $f_{c_{\tau\alpha}}$ se toma como 0,96 ó 0,94 para colectores de una cubierta y dos cubiertas, respectivamente.

Cálculo de f

La fracción f de la carga mensual total suministrada por el sistema solar es función de las variables adimensionales X e Y . La correlación utilizada por el método f-Chart ha sido obtenida mediante simulaciones para un gran número de lugares y un considerable rango de las variables libres de diseño. Los resultados son un conjunto de curvas que se pueden representar gráficamente

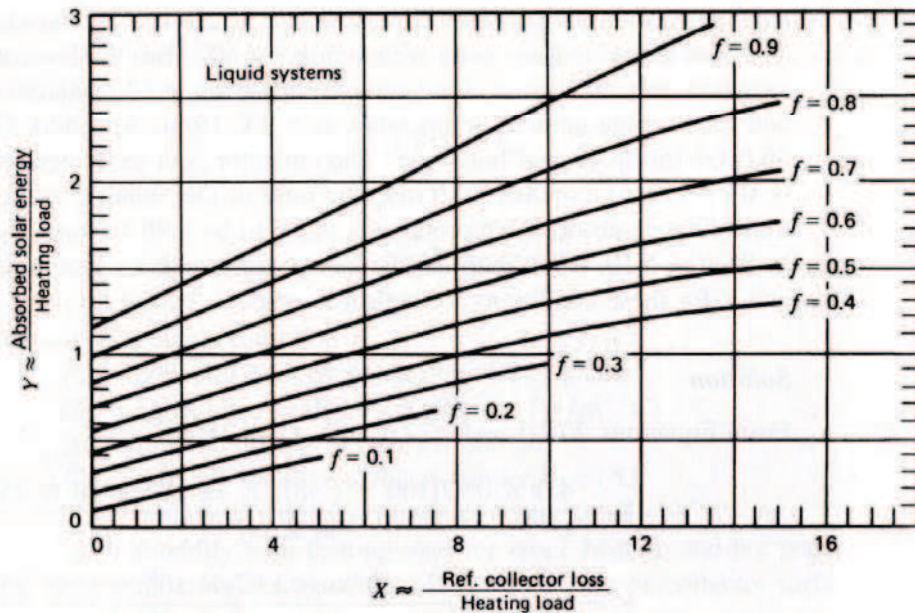
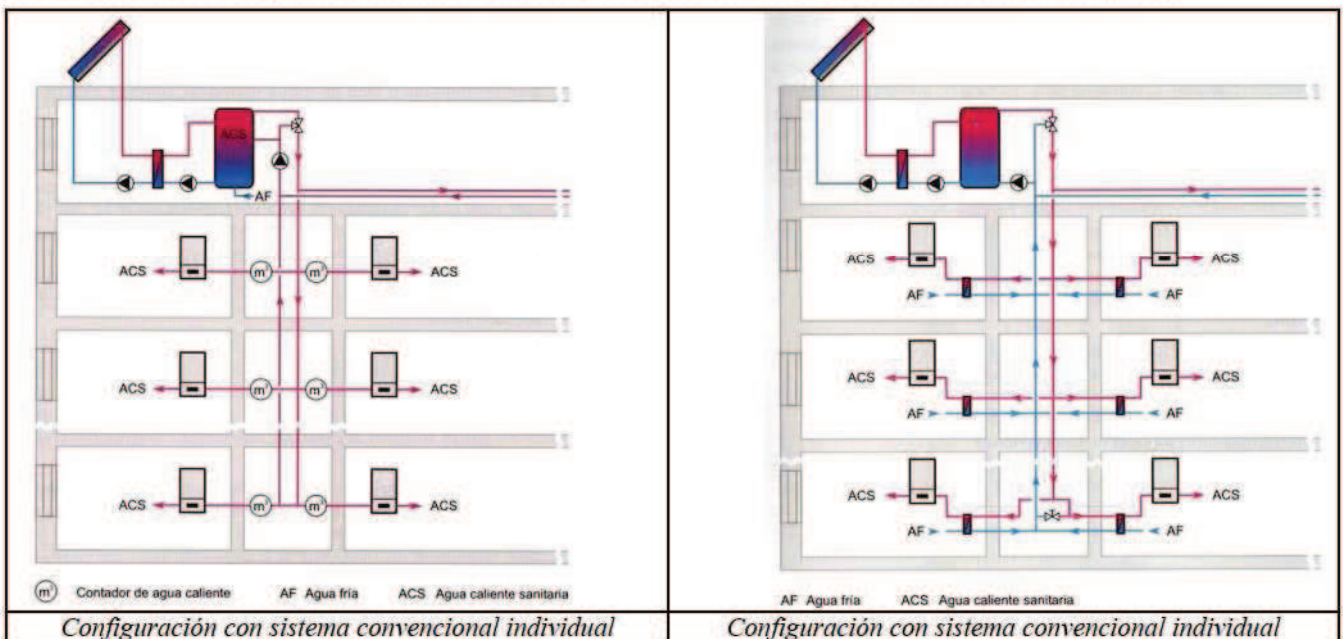


Fig. 7. Las Curvas- f para sistemas solares térmicos de agua con acumulación

o mediante la ecuación

$$f = 1,029 Y - 0,065 X - 0,245 Y^2 + 0,0018 X^2 + 0,0215 Y^3 \quad 0 \leq X \leq 15 \quad 0 \leq Y \leq 3 \quad (8)$$

Duffie y Beckman enfatizan que el factor de aplicación $f_{c_{apl}}$ utilizado para instalaciones de agua caliente sanitaria esta basado en la hipótesis de un buen aislamiento térmico del acumulador solar y no incluye las pérdidas en el acumulador del sistema de apoyo, si lo hay, ni en el sistema de distribución. Por este motivo la Ordenanza Solar de Barcelona recomienda multiplicar por 0,86 el factor mensual obtenido en instalaciones con grandes sistemas de distribución como en los edificios plurifamiliares.



8.3 A3 Solución del programa EED

EED Version 2.0 (October 15, 2000), license for BO NORDELL
 P. Eskilson, G. Hellstrom, J. Claesson, T. Blomberg, B. Sanner
 Input file: UNTITLED.DAT
 This output file: UNTITLED.OUT Date: 25/01/2012 Time: 14:34:42

MEMORY NOTES FOR PROJECT
 - (no notes)

D E S I G N D A T A
 =====

GROUND

Ground thermal conductivity	2.200 W/m,K
Ground heat capacity	2300000 J/m ³ ,K
Ground surface temperature	16.00 °C
Geothermal heat flux	0.0600 W/m ²

BOREHOLE

Configuration:	6 : 2 x 3, rectangle
- g-function No.	234
Borehole depth	108.52 m
Borehole spacing	5.00 m
Borehole installation	DOUBLE-U
Borehole diameter	0.114 m
U-pipe diameter	0.032 m
U-pipe thickness	0.0030 m
U-pipe thermal conductivity	0.420 W/m,K
U-pipe shank spacing	0.0783 m
Filling thermal conductivity	0.600 W/m,K
Contact resistance pipe/filling	0.0000 K/(W/m)

THERMAL RESISTANCES

Borehole thermal resistances are calculated.
 Number of multipoles 1
 Internal heat transfer between upward and downward channel(s) is considered.

HEAT CARRIER FLUID

Thermal conductivity	0.582 W/m,K
Specific heat capacity	4192 J/kg,K
Density	1000 kg/m ³
Viscosity	0.001308 kg/m,s
Freezing point	0.0 °C
Flow rate per borehole	0.000700 m ³ /s

BASE LOAD

Seasonal performance factor (heating)	2.91
Seasonal performance factor (cooling)	3.74

Monthly energy values

Month	Heat load	Cool load	(MWh)
JAN	8.73	0.00	
FEB	7.37	0.00	
MAR	6.54	0.00	
APR	3.92	0.00	

MAY	3.19	0.00
JUN	0.00	0.97
JUL	0.00	1.88
AUG	0.00	1.63
SEP	0.00	0.80
OCT	3.87	0.00
NOV	6.54	0.00
DEC	9.03	0.00

Total	49.19	5.28

PEAK LOAD

Monthly peak powers (kW)

Month	Peak heat	Duration	Peak cool	Duration
JAN	0.00	0.0	0.00	0.0
FEB	0.00	0.0	0.00	0.0
MAR	0.00	0.0	0.00	0.0
APR	0.00	0.0	0.00	0.0
MAY	0.00	0.0	0.00	0.0
JUN	0.00	0.0	0.00	0.0
JUL	0.00	0.0	0.00	0.0
AUG	0.00	0.0	0.00	0.0
SEP	0.00	0.0	0.00	0.0
OCT	0.00	0.0	0.00	0.0
NOV	0.00	0.0	0.00	0.0
DEC	0.00	0.0	0.00	0.0

Number of simulation years 25
 First month of operation OCT

C A L C U L A T E D V A L U E S
 =====

Total borehole length 651.1 m

THERMAL RESISTANCES

Borehole therm. res. internal 0.3423 K/(W/m)
 Reynolds number 13101
 Thermal resistance fluid/pipe 0.0057 K/(W/m)
 Thermal resistance pipe material 0.0787 K/(W/m)
 Contact resistance pipe/filling 0.0000 K/(W/m)
 Borehole therm. res. fluid/ground 0.0729 K/(W/m)
 Effective borehole thermal res. 0.0743 K/(W/m)

SPECIFIC HEAT EXTRACTION RATE (W/m)

Month	Base load	Peak heat	Peak cool
JAN	12.06	0.00	-0.00
FEB	10.18	0.00	-0.00
MAR	9.03	0.00	-0.00
APR	5.41	0.00	-0.00
MAY	4.41	0.00	-0.00

JUN	-2.59	0.00	-0.00
JUL	-5.01	0.00	-0.00
AUG	-4.34	0.00	-0.00
SEP	-2.14	0.00	-0.00
OCT	5.34	0.00	-0.00
NOV	9.03	0.00	-0.00
DEC	12.48	0.00	-0.00

BASE LOAD: MEAN FLUID TEMPERATURES (at end of month)

Month	Year 1	Year 2	Year 5	Year 10	Year 25
JAN	17.48	12.35	11.22	10.62	10.00
FEB	17.48	12.71	11.62	11.03	10.41
MAR	17.48	12.92	11.87	11.29	10.68
APR	17.48	14.06	13.06	12.49	11.88
MAY	17.48	14.44	13.49	12.93	12.33
JUN	17.48	16.92	16.02	15.46	14.86
JUL	17.48	18.07	17.20	16.65	16.06
AUG	17.48	18.13	17.28	16.74	16.15
SEP	17.48	17.57	16.75	16.22	15.63
OCT	15.61	15.04	14.24	13.71	13.13
NOV	14.11	13.52	12.74	12.22	11.65
DEC	12.60	12.02	11.26	10.76	10.18

BASE LOAD: YEAR 25

Minimum mean fluid temperature 10.00 °C at end of JAN
Maximum mean fluid temperature 16.15 °C at end of AUG

PEAK HEAT LOAD: MEAN FLUID TEMPERATURES (at end of month)

Month	Year 1	Year 2	Year 5	Year 10	Year 25
JAN	17.48	12.35	11.22	10.62	10.00
FEB	17.48	12.71	11.62	11.03	10.41
MAR	17.48	12.92	11.87	11.29	10.68
APR	17.48	14.06	13.06	12.49	11.88
MAY	17.48	14.44	13.49	12.93	12.33
JUN	17.48	16.92	16.02	15.46	14.86
JUL	17.48	18.07	17.20	16.65	16.06
AUG	17.48	18.13	17.28	16.74	16.15
SEP	17.48	17.57	16.75	16.22	15.63
OCT	15.61	15.04	14.24	13.71	13.13
NOV	14.11	13.52	12.74	12.22	11.65
DEC	12.60	12.02	11.26	10.76	10.18

PEAK HEAT LOAD: YEAR 25

Minimum mean fluid temperature 10.00 °C at end of JAN
Maximum mean fluid temperature 16.15 °C at end of AUG

PEAK COOL LOAD: MEAN FLUID TEMPERATURES (at end of month)

Month	Year 1	Year 2	Year 5	Year 10	Year 25
JAN	17.48	12.35	11.22	10.62	10.00
FEB	17.48	12.71	11.62	11.03	10.41
MAR	17.48	12.92	11.87	11.29	10.68
APR	17.48	14.06	13.06	12.49	11.88
MAY	17.48	14.44	13.49	12.93	12.33

JUN	17.48	16.92	16.02	15.46	14.86
JUL	17.48	18.07	17.20	16.65	16.06
AUG	17.48	18.13	17.28	16.74	16.15
SEP	17.48	17.57	16.75	16.22	15.63
OCT	15.61	15.04	14.24	13.71	13.13
NOV	14.11	13.52	12.74	12.22	11.65
DEC	12.60	12.02	11.26	10.76	10.18

PEAK COOL LOAD: YEAR 25

Minimum mean fluid temperature 10.00 °C at end of JAN
Maximum mean fluid temperature 16.15 °C at end of AUG

***** END OF FILE *****

8.4 A4 Estudio económico del sistema geotérmico

Estudio económico sistema geotérmico

Año	Incremento precio gasoleo	Precio gasoleo	Incremento precio electricidad	Precio electricidad	Coste del stma geotermico	Coste del stma actual
1	0,1685	0,0810939	0,102369	0,44425471	8134,00477	6765,97769
2	0,1685	0,09475822	0,102369	0,48973262	8966,6747	7751,73169
3	0,1685	0,11072498	0,102369	0,53986606	9884,58422	8887,78835
4	0,1685	0,12938214	0,102369	0,5951316	10896,4592	10197,8565
5	0,1685	0,15118303	0,102369	0,65605463	12011,9189	11709,4746
6	0,1685	0,17665737	0,102369	0,72321429	13241,567	13454,6385
7	0,1685	0,20642414	0,102369	0,79724901	14597,0929	15470,5343
8	0,1685	0,24120661	0,102369	0,87886259	16091,3828	17800,3925
9	0,1685	0,28184992	0,102369	0,96883088	17738,6415	20494,483
10	0,1685	0,32934164	0,102369	1,06800913	19554,5285	23611,277
11	0,1685	0,3848357	0,102369	1,17734015	21556,306	27218,8009
12	0,1685	0,44968052	0,102369	1,29786329	23763,0035	31396,2161
13	0,1685	0,52545168	0,102369	1,43072426	26195,5984	36235,6617
14	0,1685	0,61399029	0,102369	1,57718607	28877,2157	41844,4042
15	0,1685	0,71744766	0,102369	1,73864103	31833,3474	48347,3459
16	0,1685	0,83833759	0,102369	1,91662397	35092,0953	55889,9513
17	0,1685	0,97959747	0,102369	2,11282685	38684,438	64641,6629
18	0,1685	1,14465964	0,102369	2,32911482	42644,5252	74799,8862
19	0,1685	1,33753479	0,102369	2,56754398	47010,0026	86594,6418
20	0,1685	1,56290941	0,102369	2,83038089	51822,3696	100293,995
21	0,1685	1,82625964	0,102369	3,12012415	57127,3737	116210,391
22	0,1685	2,13398439	0,102369	3,43952814	62975,4459	134708,057
23	0,1685	2,49356076	0,102369	3,79162919	69422,1793	156211,634
24	0,1685	2,91372575	0,102369	4,17977448	76528,8583	181216,261
25	0,1685	3,40468854	0,102369	4,60765381	84363,041	210299,343

Año	Incremento de inflacion	coste O&M	Ahorro anual	Flujo de caja anual	Flujo de caja acumulado	VAN (sin subvencion)	VAN (con subvencion)
1	0,0283	1198,28	-1368,03	-1315,41	-1315,41	-65868,09	-46502,28
2	0,0283	1232,19	-1214,94	-1123,28	-2438,69	-66991,37	-47625,56
3	0,0283	1267,06	-996,79	-886,14	-3324,84	-67877,52	-48511,71
4	0,0283	1302,92	-698,60	-597,16	-3922,01	-68474,69	-49108,88
5	0,0283	1339,79	-302,44	-248,58	-4170,59	-68723,27	-49357,47
6	0,0283	1377,71	213,07	168,39	-4002,20	-68554,88	-49189,07
7	0,0283	1416,7	873,44	663,74	-3338,46	-67891,14	-48525,33

8	0,0283	1456,79	1709,01	1248,75	-2089,70	-66642,38	-47276,57
9	0,0283	1498,01	2755,84	1936,21	-153,48	-64706,16	-45340,36
10	0,0283	1540,41	4056,74	2740,59	2587,10	-61965,57	-42599,76
11	0,0283	1584,01	5662,49	3678,24	6265,35	-58287,32	-38921,51
12	0,0283	1628,83	7633,21	4767,68	11033,03	-53519,64	-34153,83
13	0,0283	1674,93	10040,06	6029,80	17062,84	-47489,83	-28124,03
14	0,0283	1722,33	12967,18	7488,22	24551,06	-40001,61	-20635,80
15	0,0283	1771,07	16513,99	9169,63	33720,70	-30831,97	-11466,17
16	0,0283	1821,19	20797,85	11104,14	44824,85	-19727,82	-362,02
17	0,0283	1872,73	25957,22	13325,74	58150,59	-6402,08	12963,72
18	0,0283	1925,73	32155,36	15872,79	74023,38	9470,70	28836,51
19	0,0283	1980,23	39584,63	18788,54	92811,93	28259,25	47625,05
20	0,0283	2036,27	48471,62	22121,81	114933,75	50381,07	69746,87
21	0,0283	2093,89	59083,01	25927,61	140861,36	76308,68	95674,49
22	0,0283	2153,15	71732,61	30267,96	171129,32	106576,64	125942,45
23	0,0283	2214,09	86789,45	35212,76	206342,09	141789,41	161155,21
24	0,0283	2276,75	104687,4	40840,80	247182,89	182630,21	201996,02
25	0,0283	2341,18	125936,3	47240,82	294423,72	229871,04	249236,84

8.5 A5 Variación Temperatura del suelo

Variación tª suelo:

10 ºC:

Calefaccion								
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2		0	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8		0	0	0
Demanda Electricidad	9,3406	7,8797	6,9962	4,1907		0	0	0
Bomba	3,2098	2,7078	2,4042	1,4401		0	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	191,1	334	486,3
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	4586,4	8016	11671,2
Demanda Electricidad	0	0	0	0	0,56956974	0,99548034	1,44940745
Bomba	0	0	0	0	0,15229137	0,26617121	0,3875421

Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	224,1	379	523,8	2667
0	0	5378,4	9096	12571,2	64008
0	0	4,13356557	6,99072445	9,66158699	49,1933038
0	0	1,42046927	2,40231081	3,32013299	16,9049154

Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
446,4	304,5	0	0	0	1762,3
10713,6	7308	0	0	0	42295,2
1,3304863	0,90755618	0	0	0	5,2525
0,355745	0,24266208	0	0	0	1,40441176

- Prof: 991.0
- Temp min: 7
- Temp max: 11.02

Tª 11°C:

Calefaccion						
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0
Demanda Electricidad	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0

Refrigeracion						
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	304
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	7296
Demanda Electricidad	0	0	0	0	0	1,10182169
Bomba	0	0	0	0	0	0,29460473

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
455,3	415,4	274,5	0	0	0	1449,2
10927,2	9969,6	6588	0	0	0	34780,8
1,65019545	1,50558136	0,9949015	0	0	0	5,2525
0,44122873	0,40256186	0,26601644	0	0	0	1,40441176

- Prof: 840.3
- Temp min: 7
- Temp max: 11.62

Tª 12°C:

Calefaccion						
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0

Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0
Demanda Electricidad	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	274
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	6576
Demanda Electricidad	0	0	0	0	0	0	1,08437688
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,28994034

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
424,3	384,4	244,5	0	0	0	1327,2
10183,2	9225,6	5868	0	0	0	31852,8
1,67920114	1,5212937	0,96762828	0	0	0	5,2525
0,44898426	0,40676302	0,25872414	0	0	0	1,40441176

- Prof: 735.3
- Temp min: 7
- Temp max: 12.32

Tª 13°C:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda Electricidad	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0	0
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)		0	0	0	0	0	244
Hora-grado (HG)		0	0	0	0	0	5856
Demanda		0	0	0	0	0	1,06340027
Electricidad							
Bomba		0	0	0	0	0	0,28433162

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
393,3	353,4	214,5	0	0	0	1205,2
9439,2	8481,6	5148	0	0	0	28924,8
1,7140792	1,54018711	0,93483343	0	0	0	5,2525
0,45830995	0,41181473	0,24995546	0	0	0	1,40441176

- Prof:652.9
- Temp min: 7
- Temp max: 13.07

Tª 14ªC:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0	0
Electricidad							
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)		0	0	0	0	0	214
Hora-grado (HG)		0	0	0	0	0	5136
Demanda		0	0	0	0	0	1,03769849
Electricidad		0	0	0	0	0	0,27745949

Bomba

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
362,3	322,4	184,5	0	0	0	1083,2
8695,2	7737,6	4428	0	0	0	25996,8
1,75681384	1,56333641	0,89465126	0	0	0	5,2525
0,46973632	0,41800439	0,23921157	0	0	0	1,40441176

- Prof: 577.7
- Temp min: 7
- Temp max: 13.79

Tª 15°C:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0	0
Electricidad							
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	184
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	4416
Demanda	0	0	0	0	0	0	1,00421862
Electricidad							
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,26850765

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852

0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
331,3	291,4	155,7	0	0	0	962,4
7951,2	6993,6	3736,8	0	0	0	23097,6
1,80813929	1,59037666	0,84976543	0	0	0	5,2525
0,4834597	0,4252344	0,22721001	0	0	0	1,40441176

- Prof: 517.3
- Temp min: 7
- Temp max: 14.64

Tª 16°C:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda Electricidad	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0	0
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	154
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	3696
Demanda Electricidad	0	0	0	0	0	0	0,95941763
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,25652878

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
300,3	260,4	128,4	0	0	0	843,1
7207,2	6249,6	3081,6	0	0	0	20234,4
1,87086437	1,62228798	0,79993002	0	0	0	5,2525
0,50023111	0,43376684	0,21388503	0	0	0	1,40441176

- Prof: 465.5
- Temp min: 7
- Temp max: 15.54

Tª 17°C:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda Electricidad	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0	0
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	128,1
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	3074,4
Demanda Electricidad	0	0	0	0	0	0	0,92271702
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,24671578

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
269,3	229,4	102,4	0	0	0	729,2
6463,2	5505,6	2457,6	0	0	0	17500,8
1,93979464	1,65239098	0,73759737	0	0	0	5,2525
0,51866167	0,44181577	0,19721855	0	0	0	1,40441176

- Prof:420.9
- Temp min: 7
- Temp max: 16.49

Tª 18°C:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda	8,7347437	7,36864634	6,54243342	3,91890554	3,19101024	0	0
Electricidad							
Bomba	3,00163014	2,53218087	2,24825891	1,34670294	1,09656709	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	103,7
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	2488,8
Demanda	0	0	0	0	0	0	0,88093846
Electricidad							
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,23554504

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	0	224,1	379	523,8	2852
0	0	0	5378,4	9096	12571,2	68448
0	0	0	3,86543456	6,53725881	9,03487114	49,1933038
0	0	0	1,32832803	2,24648069	3,10476672	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
238,3	198,4	77,9	0	0	0	618,3
5719,2	4761,6	1869,6	0	0	0	14839,2
2,02437449	1,68542132	0,66176573	0	0	0	5,2525
0,5412766	0,45064741	0,17694271	0	0	0	1,40441176

- Prof: 383.8
- Temp min: 7
- Temp max: 17.47

Tª 19°C

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0
Demanda Electricidad	8,53074756	7,19655481	6,38963773	3,82738121	3,11648558	0	0
Bomba	2,93152837	2,47304289	2,1957518	1,31525128	1,07095724	0	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	81,5
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	1956
Demanda Electricidad	0	0	0	0	0	0	0,93835763
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,25089776

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	68,2	224,1	379	523,8	2920,2
0	0	1636,8	5378,4	9096	12571,2	70084,8
0	0	1,1488882	3,77515902	6,38458397	8,82386566	49,1933038
0	0	0,39480694	1,29730551	2,19401511	3,03225624	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
207,3	167,4	0	0	0	0	456,2
4975,2	4017,6	0	0	0	0	10948,8
2,38676732	1,92737505	0	0	0	0	5,2525
0,63817308	0,51534092	0	0	0	0	1,40441176

- Prof: 345.9
- Temp min: 7
- Temp max: 18.96

Tª 20°C:

Calefaccion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	506,4	427,2	379,3	227,2	185	0	0
Hora-grado (HG)	12153,6	10252,8	9103,2	5452,8	4440	0	0

Demanda Electricidad Bomba	8,53074756	7,19655481	6,38963773	3,82738121	3,11648558	0
Bomba	2,93152837	2,47304289	2,1957518	1,31525128	1,07095724	0

Refrigeracion							
mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Dia-grado (DD)	0	0	0	0	0	0	61,9
Hora-grado (HG)	0	0	0	0	0	0	1485,6
Demanda Electricidad Bomba	0	0	0	0	0	0	0,86793847
Bomba	0	0	0	0	0	0	0,23206911

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
0	0	68,2	224,1	379	523,8	2920,2
0	0	1636,8	5378,4	9096	12571,2	70084,8
0	0	1,1488882	3,77515902	6,38458397	8,82386566	49,1933038
0	0	0,39480694	1,29730551	2,19401511	3,03225624	16,9049154

Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
176,3	136,4	0	0	0	0	374,6
4231,2	3273,6	0	0	0	0	8990,4
2,47201215	1,91254939	0	0	0	0	5,2525
0,66096581	0,51137684	0	0	0	0	1,40441176

- Prof: 313.9
- Temp min: 7
- Temp max: 20.10

8.6 A6 Estudio económico de los dos sistemas conjuntamente

Estudio económico de ambos sistemas conjuntamente

Año	Incremento		Incremento		Coste del stma actual	Coste del nuevo stma
	precio gasoleo	Precio gasoleo	precio electricidad	Precio electricidad		
1	0,17	0,08	0,10	0,44	7178,59	8134,00
2	0,17	0,09	0,10	0,49	8233,86	8966,67
3	0,17	0,11	0,10	0,54	9451,16	9884,58
4	0,17	0,13	0,10	0,60	10856,16	10896,46
5	0,17	0,15	0,10	0,66	12478,70	12011,92
6	0,17	0,18	0,10	0,72	14353,48	13241,57
7	0,17	0,21	0,10	0,80	16520,83	14597,09
8	0,17	0,24	0,10	0,88	19027,66	16091,38
9	0,17	0,28	0,10	0,97	21928,54	17738,64
10	0,17	0,33	0,10	1,07	25286,98	19554,53
11	0,17	0,38	0,10	1,18	29176,85	21556,31
12	0,17	0,45	0,10	1,30	33684,20	23763,00
13	0,17	0,53	0,10	1,43	38909,17	26195,60
14	0,17	0,61	0,10	1,58	44968,40	28877,22
15	0,17	0,72	0,10	1,74	51997,74	31833,35
16	0,17	0,84	0,10	1,92	60155,43	35092,10
17	0,17	0,98	0,10	2,11	69625,88	38684,44
18	0,17	1,14	0,10	2,33	80623,94	42644,53
19	0,17	1,34	0,10	2,57	93400,05	47010,00
20	0,17	1,56	0,10	2,83	108246,11	51822,37
21	0,17	1,83	0,10	3,12	125502,44	57127,37
22	0,17	2,13	0,10	3,44	145565,82	62975,45
23	0,17	2,49	0,10	3,79	168898,93	69422,18
24	0,17	2,91	0,10	4,18	196041,37	76528,86
25	0,17	3,40	0,10	4,61	227622,48	84363,04

Año	Incremento de inflacion	coste O&M geotermia	coste O&M		Ahorros anuales 1	Ahorros anuales 2
			sin subvencion	con subvencion		
1	0,03	1198,28	159,58	108,68	-2313,28	-2262,38
2	0,03	1232,19	164,09	111,75	-2129,10	-2076,76
3	0,03	1267,06	168,74	114,92	-1869,22	-1815,40
4	0,03	1302,92	173,51	118,17	-1516,74	-1461,39
5	0,03	1339,79	178,42	121,51	-1051,44	-994,53
6	0,03	1377,71	183,47	124,95	-449,27	-390,75
7	0,03	1416,70	188,66	128,49	318,37	378,55
8	0,03	1456,79	194,00	132,12	1285,48	1347,36
9	0,03	1498,02	199,49	135,86	2492,39	2556,02
10	0,03	1540,41	205,14	139,71	3986,89	4052,33
11	0,03	1584,01	210,94	143,66	5825,60	5892,88

12	0,03	1628,83	216,91	147,73	8075,45	8144,64
13	0,03	1674,93	223,05	151,91	10815,59	10886,74
14	0,03	1722,33	229,36	156,21	14139,49	14212,65
15	0,03	1771,07	235,86	160,63	18157,46	18232,69
16	0,03	1821,19	242,53	165,17	22999,61	23076,97
17	0,03	1872,73	249,39	169,85	28819,31	28898,86
18	0,03	1925,73	256,45	174,65	35797,23	35879,03
19	0,03	1980,23	263,71	179,60	44146,11	44230,22
20	0,03	2036,27	271,17	184,68	54116,30	54202,80
21	0,03	2093,90	278,85	189,90	66002,33	66091,27
22	0,03	2153,16	286,74	195,28	80150,48	80241,94
23	0,03	2214,09	294,85	200,80	96967,81	97061,86
24	0,03	2276,75	303,20	206,49	116932,56	117029,27
25	0,03	2341,18	311,78	212,33	140606,48	140705,93

Año	Flujos de caja 1	Flujos de caja 2	Flujos de caja acumulados 1	Flujos de caja acumulados 2	VAN sin subvenciones	VAN con subvenciones	VAN sin subvencion solar	VAN sin subvencion geotermia
1	-2224,31	-2175,36	-2224,31	-2175,36	-74755,80	-52796,09	-55390,00	-72161,89
2	-1968,47	-2076,76	-4192,77	-4252,12	-76724,27	-54872,84	-57358,47	-74238,65
3	-1661,73	-1613,89	-5854,51	-5866,01	-78386,00	-56486,73	-59020,20	-75852,54
4	-1296,51	-1249,20	-7151,02	-7115,21	-79682,52	-57735,94	-60316,71	-77101,74
5	-864,21	-817,43	-8015,23	-7932,64	-80546,72	-58553,37	-61180,92	-77919,17
6	-355,07	-388,18	-8370,29	-8320,82	-80901,79	-58941,54	-61535,99	-78307,35
7	241,93	378,55	-8128,36	-7942,27	-80659,86	-58563,00	-61294,05	-77928,80
8	939,29	984,50	-7189,07	-6957,77	-79720,57	-57578,50	-60354,76	-76944,30
9	1751,12	1795,83	-5437,95	-5161,95	-77969,45	-55782,67	-58603,65	-75148,47
10	2693,40	2737,61	-2744,55	-2424,34	-75276,05	-53045,06	-55910,24	-72410,87
11	3784,20	3827,90	1039,65	1403,56	-71491,85	-49217,16	-52126,05	-68582,97
12	5043,90	5087,12	6083,55	6490,68	-66447,95	-44130,04	-47082,14	-63495,85
13	6495,56	6538,29	12579,11	13028,97	-59952,38	-37591,75	-40586,58	-56957,56
14	8165,20	8207,45	20744,31	21236,42	-51787,18	-29384,30	-32421,38	-48750,11
15	10082,19	10123,97	30826,51	31360,39	-41704,99	-19260,34	-22339,18	-38626,14
16	12279,68	12320,98	43106,19	43681,37	-29425,31	-6939,35	-10059,50	-26305,16
17	14795,06	14835,90	57901,25	58517,27	-14630,24	7896,55	4735,56	-11469,26
18	17670,52	17710,90	75571,77	76228,17	3040,28	25607,45	22406,08	6241,64
19	20953,62	20993,54	96525,39	97221,71	23993,89	46600,99	43359,70	27235,18
20	24697,97	24737,45	121223,36	121959,16	48691,87	71338,44	68057,67	51972,63
21	28964,04	29003,07	150187,40	150962,23	77655,90	100341,50	97021,71	80975,70

22	33819,93	33858,52	184007,33	184820,75	111475,83	134200,02	130841,63	114834,22
23	39342,39	39380,55	223349,72	224201,30	150818,22	173580,57	170184,03	154214,77
24	45617,90	45655,63	268967,62	269856,93	196436,13	219236,21	215801,93	199870,40
25	52743,85	52781,16	321711,48	322638,09	249179,98	272017,36	268545,79	252651,56



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

INVERSOR

CC/CA



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

ANEXOS



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

PANELES SOLARES

KD240GH-2PB

Módulos de alto rendimiento fotovoltaicos policristalinos



TECNOLOGÍA PUNTA

Debido a la investigación intensiva y el constante desarrollo de los procesos de producción, las células solares incorporadas de Kyocera con las medidas estándar de 156 mm x 156 mm, alcanzan un rendimiento de 16 % y garantizan una producción energética muy alta de las instalaciones fotovoltaicas.

Para protegerlas contra las condiciones climáticas más adversas, las células están incrustadas entre una protección de cristal endurecido y láminas de EVA. La parte trasera está sellada con láminas PET. El laminado está engastado en un marco de aluminio estable que es fácil de montar. Este módulo cumple las condiciones de prueba, según la norma IEC 61215 ed. 2 para una carga mecánica de 5.400 N/m².

La caja de empalme del dorso dispone de diodos de derivación que evitan el riesgo de sobrecalentamiento de células solares individuales (efecto hotspot). Varios módulos PV conectados en serie pueden ser cableados fácilmente mediante cables solares premontados y enchufes multicontacto.

Kyocera fabrica todos los componentes en instalaciones propias - sin comprar productos intermedios- para garantizar la alta calidad de sus productos.

EJEMPLOS DE USO

- Instalaciones conectadas a la red para
 - residencias particulares
 - naves industriales granjas
 - superficies libres
 - huertas solares
- Centrales solares



Superficies libres, Italia

TUVdotCOM Service: plataforma en Internet para calidad y seguridad comprobada
 TUVdotCOM-ID: 0000023299
 IEC 61215 ed. 2, IEC 61730 y Categoría de protección II
 Kyocera es una empresa certificada según ISO 9001 y ISO 14001.

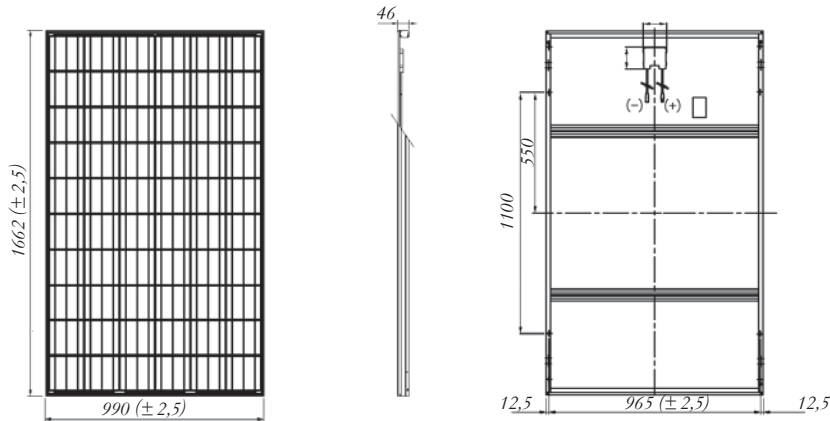


**KYOCERA
SOLAR**

We care!

ESPECIFICACIONES

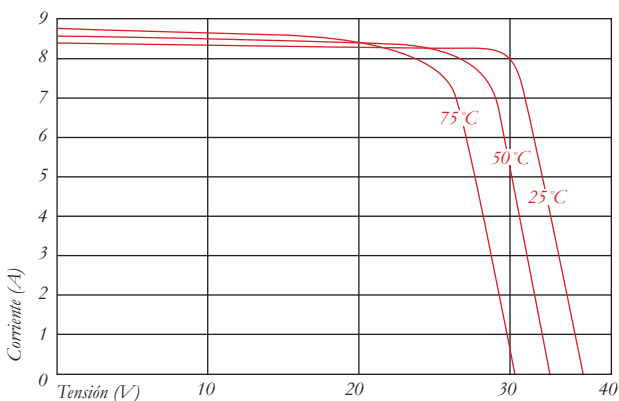
en mm



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

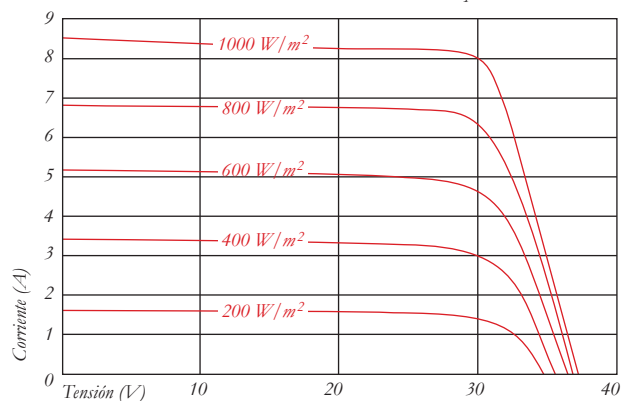
Curva característica de tensión y corriente a distintas temperaturas de la célula

Irradiación: AM 1.5, 1 kW/m²



Curva característica de tensión y corriente con distinta irradiación

Temperatura célula: 25 °C



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tipo de módulo PV KD240GH-2PB

A 1000 W/m² (STC)*

Potencia nominal P	[W]	240
Tensión máxima del sistema	[V]	1000
Tensión de máxima potencia	[V]	29,8
Corriente de máxima potencia	[A]	8,06
Tensión de circuito abierto	[V]	36,9
Corriente de cortocircuito	[A]	8,59

A 800 W/m² (NOCT)**

Potencia nominal P	[W]	172
Tensión de máxima potencia	[V]	26,7
Corriente de máxima potencia	[A]	6,45
Tensión de circuito abierto	[V]	33,7
Corriente de cortocircuito	[A]	6,95
NOCT	[°C]	45,0

Tolerancia de potencia	[%]	+5 / -3
Resistencia a la corriente inversa I _k	[A]	15
Protección máx. del string	[A]	15
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto	[V/°C]	-1,33x10 ⁻¹
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	[A/°C]	5,15x10 ⁻³
Coefficiente de temperatura a P _{max}	[W/°C]	-1,10
Reducción del nivel de eficacia de 1000 W/m ² a 200 W/m ²	[%]	7,3

MEDIDAS

Longitud	[mm]	1662 (±2,5)
Ancho	[mm]	990 (±2,5)
Altura / incl. caja de contacto	[mm]	46
Peso	[kg]	21
Cable	[mm]	(+)1030 / (-)830
Tipo de conexión		MC PV-KBT3 / MC PV-KST3
Caja de contacto	[mm]	112x82x15
Código IP		IP65

DATOS GENERALES

Garantía de rendimiento	10*** / 20 años****
Garantía	5 años*****

CÉLULAS

Cantidad por módulo	60
Tecnología celular	polycrystalline
Tamaño celular (cuadrado)	[mm] 156x156
Conexión de células	3 busbar

* Los índices eléctricos son válidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1000 W/m², masa de aire AM 1.5 y temperatura celular de 25 °C.

** Los índices bajo temperatura operativa nominal de las celdas (NOCT): Irradiación de 800 W/m², masa de aire AM 1.5, velocidad del viento de 1 m/s y temperatura ambiente de 20 °C.

*** 10 años el 90 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)

**** 20 años el 80 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)

***** En el caso de países dentro de Europa

Su distribuidor Kyocera local:

European Headquarter:

KYOCERA Fineceramics GmbH
Solar Division
 Fritz-Mueller-Straße 27
 73730 Esslingen/Germany
 Tel: +49 (0)711-93 93 49 99
 Fax: +49 (0)711-93 93 49 50
 E-Mail: solar@kyocera.de
 www.kyocerasolar.de

Sales Office Spain:

KYOCERA Fineceramics GmbH
Spain Branch I Solar Division
 Avda. Manacor, 2
 28290 Las Matas Madrid/Spain
 Tel: +34 91 63 18 392
 Fax: +34 91 63 18 219
 E-Mail: solar@kyocera.de
 www.kyocerasolar.de



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

SOPORTE PANELES SOLARES

Sistema de montaje TRI-STAND Para tejados planos y inclinados y fachadas

TRI-STAND – El sistema de montaje

El desarrollo del nuevo sistema de montaje TRI-STAND se basa en nuestro bien fundamentado Know-How y años de experiencia práctica. Como resultado de los conocimientos obtenidos en la realización de un gran número de instalaciones solares, este sistema de montaje se adecua de la mejor manera a todo tipo de instalaciones – desde los pequeños sistemas aislados hasta las grandes instalaciones conectadas a red, tanto sobre tejados inclinados y planos como también sobre fachadas.

Perfil de inserción TS – El perfil de aluminio

El perfil de inserción TS del sistema de montaje TRI-STAND posibilita un montaje sencillo, rápido y, de este modo, eficiente para todos los paneles con marco más comunes. Después de haber insertado fácilmente los paneles en el perfil de aluminio quedan sujetos por su propio peso y fricción. Los paneles fotovoltaicos no tienen que ser atornillados.

Perfiles universales UP / UP-L / UP-S – Los perfiles básicos

Los perfiles universales UP, UP-L y UP-S son los perfiles básicos del sistema de montaje TRI-STAND. El perfil

universal UP se utiliza en las instalaciones estándar. Para aplicaciones con bajas cargas estáticas se utilizará el perfil universal UP-L y para altas cargas estáticas UP-S. Este revolucionario diseño de perfiles universales posibilita la construcción en dos maneras diferentes: El sistema de inserción de fácil montaje con unión en cruz usando el perfil de inserción TS o el sistema a presión, con aprietes en el centro y en los extremos, optimizado en los costes. – Usted tiene la elección.

SafeClick SC – La unión segura

Los SafeClick unen los perfiles universales del sistema de montaje TRI-STAND de forma segura y sin complicaciones con sus perfiles de inserción. El práctico tipo de construcción del SafeClick posibilita el montaje sencillo mediante un simple encaje de los perfiles de inserción. No es necesario ningún tipo de taladrado.

Guía central TS-M – El refuerzo óptimo

En caso de un refuerzo vertical de panel y una admisión de carga a presión de más de 2400 N/m², algunos fabricantes exigen la utilización de un refuerzo central. La guía central TRI-STAND TS-M se acopla de forma óptima sobre el sistema de montaje y es la base ideal para los paneles más comunes.











La colocación de los paneles de perfiles interconectados en cruz – la versión estable y más sencilla de montaje para tejados inclinados.








La construcción sobre postes verticales es la variante más flexible y más sencilla de montaje para tejados planos, mediante la cual se pueden nivelar los desniveles del tejado.

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema sobre tejado

Art. n°	1502693	1502622	1502199	1502694	1502200
					
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-31, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-31, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-34, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-35, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-35, 6.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	31 mm	31 mm	34 mm	35 mm	35 mm
Marca de panel (ejemplos)	SolarWorld	SolarWorld	SolarWorld, Isofoton, Naps Systems, Solartec	Sanyo, Solarfabrik, Würth Solar, Canadian Solar, DAY4 Energy, GE Energy, Mitsubishi Heavy Industries, Solara, Solarfun Power, Suntech Power, Viessmann	Sanyo, Solarfabrik, Würth Solar, Canadian Solar, DAY4 Energy, GE Energy, Mitsubishi Heavy Industries, Solara, Solarfun Power, Suntech Power, Viessmann
Dimensiones (l / a / a)	3000 mm / 54 mm / 47 mm	6000 mm / 54 mm / 47 mm	6000 mm / 54 mm / 50 mm	3000 mm / 54 mm / 51 mm	6000 mm / 54 mm / 51 mm
Peso *	1.1 kg	1.1 kg	1.1 kg	1.1 kg	1.1 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV






Art. n°	1502695	1502201	1502696	1502202	1502697
					
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-40, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-40, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 3.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	40 mm	40 mm	42 mm	42 mm	45 mm
Marca de panel (ejemplos)	Isofoton, Topsolar, Bisol, Canadian Solar, Kaneka, MSK, Siliken	Isofoton, Topsolar, Bisol, Canadian Solar, Kaneka, MSK, Siliken	Kaneka, Five Star Energy, Ibersolar Energía, MDT technologies, Scheuten Solar Technology, Solon	Kaneka, Five Star Energy, Ibersolar Energía, MDT technologies, Scheuten Solar Technology, Solon	Hareon Solar, Jinko, JA Solar
Dimensiones (l / a / a)	3000 mm / 54 mm / 56 mm	6000 mm / 54 mm / 56 mm	3000 mm / 54 mm / 58 mm	6000 mm / 54 mm / 58 mm	3000 mm / 54 mm / 61 mm
Peso *	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV






Art. n°	1502661	1502699	1502203	1502700	1502204
					
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-45, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-46, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-46, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 6.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	45 mm	46 mm	46 mm	50 mm	50 mm
Marca de panel (ejemplos)	Hareon Solar, Jinko, JA Solar	Kyocera, Sharp, Sunpower, Chaori, Kaneka, Mitsubishi Electric, MSK, Sanyo Electric, Shanghai Chaori Solar Energy, Vaillant	Kyocera, Sharp, Sunpower, Chaori, Kaneka, Mitsubishi Electric, MSK, Sanyo Electric, Shanghai Chaori Solar Energy, Vaillant	Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, Eging, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann	Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, Eging, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 54 mm / 61 mm	3000 mm / 54 mm / 62 mm	6000 mm / 54 mm / 62 mm	3000 mm / 54 mm / 66 mm	6000 mm / 54 mm / 66 mm
Peso *	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Continúa en la página siguiente

Sistema sobre tejado SISTEMAS DE MONTAJE




Art. n°	1502707	1502212	1502708	1502653	1502711
					
Modelo	TRI-STAND perfil universal UP, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP-L, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP-L, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP-S, 3.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel (ejemplos)	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND
Dimensiones (l / a / a)	3000 mm / 40 mm / 41 mm	6000 mm / 40 mm / 41 mm	3000 mm / 40 mm / 41 mm	6000 mm / 40 mm / 41 mm	3000 mm / 70 mm / 41 mm
Peso *	1.3 kg	1.3 kg	1.0 kg	1.6 kg	1.6 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Art. n°	1502213	1502715	1502680	1502714	1502211
					
Modelo	TRI-STAND perfil universal UP-S, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP-TS, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP-TS, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND guía central TS-M, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND guía central TS-M, 6.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel (ejemplos)	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Guía central para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Guía central para todos los perfiles de inserción TRI-STAND
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 70 mm / 41 mm	3000 mm / 54 mm / 41 mm	6000 mm / 54 mm / 41 mm	3000 mm / 85 mm / 17 mm	6000 mm / 85 mm / 17 mm
Peso *	1.6 kg	1.2 kg	1.2 kg	0.8 kg	0.8 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Art. n°	1502701	1502623	1502205	1502702	1502206
					
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-31, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-31, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-34, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-35, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-35, 6.000 m, negro
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	31 mm	31 mm	34 mm	35 mm	35 mm
Marca de panel (ejemplos)	SolarWorld	SolarWorld	SolarWorld, Isofoton, Naps Systems, Solartec	Sanyo, Solarfabrik, Würth Solar, Canadian Solar, DAY4 Energy, GE Energy, Mitsubishi Heavy Industries, Solara, Solarfun Power, Suntech Power, Viessmann	Sanyo, Solarfabrik, Würth Solar, Canadian Solar, DAY4 Energy, GE Energy, Mitsubishi Heavy Industries, Solara, Solarfun Power, Suntech Power, Viessmann
Dimensiones (l / a / a)	3000 mm / 54 mm / 47 mm	6000 mm / 54 mm / 47 mm	6000 mm / 54 mm / 50 mm	3000 mm / 54 mm / 51 mm	6000 mm / 54 mm / 51 mm
Peso *	1.1 kg	1.1 kg	1.1 kg	1.1 kg	1.1 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Continúa en la página siguiente

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema sobre tejado

Art. n°	1502703	1502207	1502704	1502208	1502705
					
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-40, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-40, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-46, 3.000 m, negro
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	40 mm	40 mm	42 mm	42 mm	46 mm
Marca de panel (ejemplos)	Isofoton, Topsolar, Bisol, Canadian Solar, Kaneka, MSK, Siliken	Isofoton, Topsolar, Bisol, Canadian Solar, Kaneka, MSK, Siliken	Kaneka, Five Star Energy, Ibersolar Energia, MDT technologies, Scheuten Solar Technology, Solon	Kaneka, Five Star Energy, Ibersolar Energia, MDT technologies, Scheuten Solar Technology, Solon	Kyocera, Sharp, Sunpower, Chaori, Kaneka, Mitsubishi Electric, MSK, Sanyo Electric, Shanghai Chaori Solar Energy, Vaillant
Dimensiones (l / a / a)	3000 mm / 54 mm / 56 mm	6000 mm / 54 mm / 56 mm	3000 mm / 54 mm / 58 mm	6000 mm / 54 mm / 58 mm	3000 mm / 54 mm / 62 mm
Peso *	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV
Art. n°	1502209	1502706	1502210	1502210	1502210
					
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-46, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 6.000 m, negro
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	46 mm	50 mm	50 mm	50 mm	50 mm
Marca de panel (ejemplos)	Kyocera, Sharp, Sunpower, Chaori, Kaneka, Mitsubishi Electric, MSK, Sanyo Electric, Shanghai Chaori Solar Energy, Vaillant	Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, Eging, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann	Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, Eging, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann	Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, Eging, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann	Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, Eging, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 54 mm / 62 mm	3000 mm / 54 mm / 66 mm	6000 mm / 54 mm / 66 mm	6000 mm / 54 mm / 66 mm	6000 mm / 54 mm / 66 mm
Peso *	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg	1.2 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV
Art. n°	1502712	1502415	1502713	1502654	
					
Modelo	TRI-STAND perfil universal UP, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil universal UP, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil universal UP-L, 3.000 m, negro	TRI-STAND perfil universal UP-L, 6.000 m, negro	
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	
Marca de panel (ejemplos)	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	
Dimensiones (l / a / a)	3000 mm / 40 mm / 41 mm	6000 mm / 40 mm / 41 mm	3000 mm / 40 mm / 41 mm	6000 mm / 40 mm / 41 mm	
Peso *	1.3 kg	1.3 kg	1.0 kg	1.0 kg	
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	

Continúa en la página siguiente

Sistema sobre tejado SISTEMAS DE MONTAJE

Art. n°	1502416	1502739	1502740	1502414
				
Modelo	TRI-STAND perfil universal UP-S, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil universal UP-TS, 6.000 m, negro	TRI-STAND guía central TS-M, 3.000 m, negro	TRI-STAND guía central TS-M, 6.000 m, negro
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel (ejemplos)	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Perfil base para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Guía central para todos los perfiles de inserción TRI-STAND	Guía central para todos los perfiles de inserción TRI-STAND
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 70 mm / 41 mm	6000 mm / 54 mm / 41 mm	3000 mm / 85 mm / 17 mm	6000 mm / 85 mm / 17 mm
Peso *	1.6 kg	1.2 kg	0.8 kg	0.8 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

* - Por metro

Accesorios

Art. n°	1502214	1502215	1502216	1502217	1502218
					
Modelo	TRI-STAND ángulo de tope TS-E	TRI-STAND SafeClick SC	TRI-STAND unión de perfil de inserción TS-C	TRI-STAND unión de perfil universal UP-C	TRI-STAND tuerca autoblocante M8
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	32 mm / 29 mm / 33 mm	13 mm / 45 mm / 70 mm	95 mm / 64 mm / 17 mm	120 mm / 51 mm / 41 mm	32 mm / 21 mm / 9 mm
Peso	0.010 kg	0.050 kg	0.080 kg	0.130 kg	0.010 kg

Art. n°	1502219	1502222	1502223	1502224	1502410
					
Modelo	TRI-STAND tuerca autoblocante M10	TRI-STAND FlexFix (20 - 70°)	TRI-STAND adaptador Z UP-Z	TRI-STAND pieza distanciadora UP-D, 3 mm	TRI-STAND pieza distanciadora UP-D, 6 mm
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	32 mm / 21 mm / 9 mm	65 mm / 40 mm / 35 mm	102 mm / 30 mm / 34 mm	56 mm / 35 mm / 3 mm	56 mm / 35 mm / 6 mm
Peso	0.010 kg	0.150 kg	0.200 kg	0.050 kg	0.100 kg

Art. n°	1502225	1502226	1502227	1502228	1502632
					
Modelo	TRI-STAND elemento de apriete central (31 - 40 mm), aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete central (41 - 50 mm), aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete central (31 - 40 mm), negro	TRI-STAND elemento de apriete central (41 - 50 mm), negro	TRI-STAND elemento de apriete de tope 31 mm, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	70 mm / 35 mm / 27 mm	70 mm / 35 mm / 27 mm	70 mm / 35 mm / 27 mm	70 mm / 35 mm / 27 mm	50 mm / 31 mm / 27 mm
Peso	0.100 kg	0.100 kg	0.100 kg	0.100 kg	0.040 kg

Continúa en la página siguiente

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema sobre tejado

Art. n°	1502229	1502230	1502233	1502234
				
Modelo	TRI-STAND elemento de apriete de tope 34 mm, aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete de tope 35 mm, aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete de tope 40 mm, aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete de tope 42 mm, aluminio brillante
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	50 mm / 34 mm / 27 mm	50 mm / 35 mm / 27 mm	50 mm / 40 mm / 27 mm	50 mm / 42 mm / 27 mm
Peso	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg
Art. n°	1502665	1502235	1502236	1502633
				
Modelo	TRI-STAND elemento de apriete de tope 45 mm, aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete de tope 46 mm, aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete de tope 50 mm, aluminio brillante	TRI-STAND elemento de apriete de tope 31 mm, negro
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	50 mm / 45 mm / 27 mm	50 mm / 46 mm / 27 mm	50 mm / 50 mm / 27 mm	50 mm / 31 mm / 27 mm
Peso	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg
Art. n°	1502237	1502238	1502241	1502242
				
Modelo	TRI-STAND elemento de apriete de tope 34 mm, negro	TRI-STAND elemento de apriete de tope 35 mm, negro	TRI-STAND elemento de apriete de tope 40 mm, negro	TRI-STAND elemento de apriete de tope 42 mm, negro
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	50 mm / 34 mm / 27 mm	50 mm / 35 mm / 27 mm	50 mm / 40 mm / 27 mm	50 mm / 42 mm / 27 mm
Peso	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg
Art. n°	1502243	1502244	1502245	1502246
				
Modelo	TRI-STAND elemento de apriete de tope 46 mm, negro	TRI-STAND elemento de apriete de tope 50 mm, negro	TRI-STAND bloque conector de cables en cruz UP-K	TRI-STAND Edge Clip TS-EC
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano
Dimensiones (l / a / a)	50 mm / 46 mm / 27 mm	50 mm / 50 mm / 27 mm	22 mm / 22 mm / 16 mm	18 mm / 15 mm / 11 mm
Peso	0.040 kg	0.040 kg	0.002 kg	0.001 kg

El test TÜV ha sido superado satisfactoriamente. Para SafeClick y FlexFix ha sido solicitada la patente.

Otros tipos de perfiles TRI-STAND a petición.

TRI-STAND Aero

Sistema de montaje aerodinámico optimizado

El sistema de montaje para tejados planos grandes

TRI-STAND Aero es el perfeccionamiento consecuente del acreditado sistema de montaje fotovoltaico TRI-STAND. El nuevo sistema de montaje se basa en los componentes de TRI-STAND, pero está diseñado de tal manera que puede ser utilizado de forma eficiente, sobre todo, en caso de tejados planos grandes.

Menos carga, menores costos

Gracias a la forma aerodinámica optimizada el sistema TRI-STAND Aero ofrece ventajas significativas en relación con las cargas y los costos. El nuevo sistema de montaje fotovoltaico carga los tejados significativamente menos que los soportes de paneles convencionales. En comparación con una construcción sobre pilotes convencional para tejado plano, al realizar el montaje del TRI-STAND Aero será necesaria por lo menos un 50 % menos de carga.

Núcleo de ángulo TS-F

La parte posterior de la construcción sobre pilotes se cubre con una chapa lo que, por una parte, reduce la

presión de impacto y al mismo tiempo evita una carga por la presión del viento en la parte inferior de los paneles. La pieza central o núcleo es el recién desarrollado ángulo TS-F. Con él se fija el panel sobre los bastidores de fondo y los perfiles verticales de apoyo de la parte trasera. Este ángulo ahorra la instalación del perfil que va inclinado y como resultado también costos de materiales. En lugar de ello, el panel se atornilla directamente en los agujeros de montaje.

Menos efecto de sombra, más potencia

Dado que los paneles fotovoltaicos se elevan con un ángulo de 20 grados, las distancias de efectos de sombra disminuyen y la potencia por metro cuadrado aumenta. La superficie del tejado se mantiene intacta con el montaje del sistema TRI-STAND Aero. El sistema está diseñado para paneles con una anchura de 790 – 810 mm y de 990 – 1010 mm. Los paneles con estas dimensiones corresponden al estado actual de la tecnología. Las chapas necesarias para las partes traseras son cortadas con esta dimensión. Gracias al ahorro de las costosas fabricaciones a la medida, se puede sacar provecho de un producto eficiente.





El sistema de montaje TRI-STAND Aero – optimizado para las cargas y los costos.





El ángulo TS-F es el núcleo del sistema TRI-STAND Aero.

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema sobre tejado

Art. n°	1502730	1502731	1502732	1502733	1502735
					
Modelo	TRI-STAND Aero ángulo TS-F (6 por panel)	TRI-STAND Aero tornillo hexagonal M6 x 16 A2	TRI-STAND Aero placa roscada A2 (4 por panel)	TRI-STAND Aero tornillo perforador de 6.3 x 25 A2	TRI-STAND Aero chapa para el viento, 790 - 810 mm
Aplicación	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm
Dimensiones (l / a / a)	89 mm / 40 mm / 39 mm	22 mm / 8 mm / 8 mm	40 mm / 14 mm / 5 mm	31 mm / 8 mm / 8 mm	2500 mm / 345 mm / 83 mm
Peso	0.024 kg	0.005 kg	0.010 kg	0.004 kg	2.800 kg
Normas	Prueba de canal de viento	Prueba de canal de viento	Prueba de canal de viento	Prueba de canal de viento	Prueba de canal de viento





Art. n°	1502736	1502744	1502254	1502737
				
Modelo	TRI-STAND Aero chapa para el viento, 990 - 1010 mm	TRI-STAND tornillo de cabeza en forma de martillo M10 x 20 A2	TRI-STAND tuerca autoblocante M10 A4	TRI-STAND Aero perfil universal UP-L, 0.272 m
Aplicación	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel	Anchura de panel 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm
Dimensiones (l / a / a)	2500 mm / 412 mm / 83 mm	20 mm / 10 mm / 10 mm	8 mm / 10 mm / 10 mm	272 mm / 40 mm / 41 mm
Peso	3.260 kg	0.021 kg	0.011 kg	0.265 kg
Normas	Prueba de canal de viento	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	Prueba de canal de viento

Art. n°	1502738	1502742	1502743	1502708
				
Modelo	TRI-STAND Aero perfil universal UP-L, 0.341 m	TRI-STAND Aero perfil universal UP-L, 1.140 m	TRI-STAND Aero perfil universal UP-L, 1.340 m	TRI-STAND perfil universal UP-L, 3.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel	Anchura de panel 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm	Anchura de panel 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm
Dimensiones (l / a / a)	341 mm / 40 mm / 41 mm	1140 mm / 40 mm / 41 mm	1340 mm / 40 mm / 41 mm	3000 mm / 40 mm / 41 mm
Peso	0.333 kg	1.110 kg	1.308 kg	3.000 kg
Normas	Prueba de canal de viento	Prueba de canal de viento	Prueba de canal de viento	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Art. n°	1502653	1502707	1502212	1502711
				
Modelo	TRI-STAND perfil universal UP-L, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP, 3.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil universal UP-S, 3.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 40 mm / 41 mm	3000 mm / 40 mm / 41 mm	6000 mm / 40 mm / 41 mm	3000 mm / 70 mm / 41 mm
Peso	6.000 kg	3.900 kg	7.800 kg	4.800 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Continúa en la página siguiente

Sistema sobre tejado SISTEMAS DE MONTAJE

Art. n°	1502213	1502217	1502245	1502246
				
Modelo	TRI-STAND perfil universal UP-S, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND unión de perfil universal UP-C	TRI-STAND bloque conector de cables en cruz UP-K	TRI-STAND Edge Clip TS-EC
Aplicación	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano
Espesor de marcos	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera	Cualquiera
Marca de panel	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm	Anchura de panel 790 - 810 mm y 990 - 1010 mm
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 70 mm / 41 mm	120 mm / 51 mm / 41 mm	22 mm / 22 mm / 16 mm	18 mm / 15 mm / 11 mm
Peso	9.600 kg	0.130 kg	0.002 kg	0.001 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Accesorios de montaje TRI-STAND

Ganchos de tejado

Para el montaje de una subestructura primero deberán ser montados soportes con la distancia modular adecuada. En caso de tejados de teja los ganchos de tejado se fijarán directamente sobre los cabrios o sobre un listón distanciador encima de los cabrios. Para los diversos tipos de tejas existen los ganchos de tejado adecuados para casi cada caso, los que pueden ser fijados con tornillos de platillo con prisioneros.

Abrazaderas

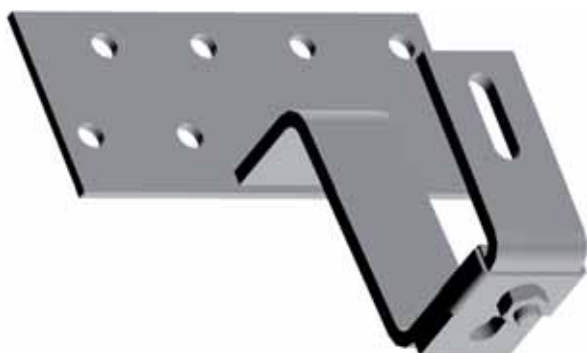
En caso de tejados de chapa metálica las abrazaderas se sujetarán directamente en la unión. Las abrazaderas se componen de dos chapas de acero fino las cuales se atornillan. Las abrazaderas existen también en un modelo redondo especial para tejados Kalzip. Sobre las abrazaderas puede ser montada la subestructura, sin dañar la superficie del tejado.

Espárragos

Para el montaje sobre una forma de tejado ondulado se reemplazan los tornillos existentes por los espárragos. Con ello se fija el tejado ondulado y los espárragos sirven al mismo tiempo para el montaje de la subestructura. De esta manera, con el mínimo esfuerzo se puede poner la base para el montaje.

Placas Renosol

En caso de cubiertas planas normalmente se utilizan las placas Renosol. Para ello se elimina localmente la grava de la cubierta, se extiende una estera de protección de obras (fieltro de protección) y sobre ella se pone la placa Renosol. Luego pueden ser remachados los perfiles TRI-STAND UP y UP-S directamente con la placa Renosol. Por último, las placas Renosol tienen que volver a ser cubiertas o cargadas con grava para cumplir con las condiciones estáticas.



Los ganchos standard de tejado se encuentran a la venta en versiones fijas y con 1 regulación y se adaptan a casi todos los tipos de tejas.



Con las abrazaderas de chapa los perfiles TRI-STAND pueden ser montados directamente sobre el tejado de chapa metálica.

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema sobre tejado

Art. n°	1502247	1502248	1502249	1502305	1502306
Modelo	TRI-STAND angulo 90°, sin tornillo	TRI-STAND angulo 110°, sin tornillo	TRI-STAND angulo 120°, sin tornillo	TRI-STAND angulo 150°, sin tornillo	TRI-STAND angulo 160°, sin tornillo
Aplicación	Tejado plano y fachada	Tejado plano y fachada	Tejado plano y fachada	Tejado plano y fachada	Tejado plano y fachada
Art. n°	1502308	1502250	1502251	1502252	1502253
Modelo	TRI-STAND conector plano, para refuerzo	TRI-STAND SafeClick base elemento	TRI-STAND tornillo alomado M8x25 A2	TRI-STAND arandela de seguridad M8x25 A2	TRI-STAND tornillo de cabeza redonda M10x30 A2
Aplicación	Tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Art. n°	1502278	1502254	1502255	1502256	1502280
Modelo	TRI-STAND tornillo de cabeza redonda M10x50 A2	TRI-STAND tuerca autoblocante M10 A4	TRI-STAND tornillo de cabeza en forma de martillo M10x30 A2	TRI-STAND tornillo hexagonal M10x25 A2	TRI-STAND pinzas sujetacables
Aplicación	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada	Tejado inclinado, tejado plano y fachada
Art. n°	1502257	1502258	1502259	1502260	1502279
Modelo	TRI-STAND placa Renosol 800x600x35	TRI-STAND remache incl. arandela U, M8 73x6.3	TRI-STAND remache sin arandela U, M8 73x6.3	TRI-STAND arandela M8 23x8.4, para remache	TRI-STAND pinza a palanca para remaches
Aplicación	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano	Tejado plano
Art. n°	1502261	1502264	1502265	1502266	1502267
Modelo	TRI-STAND espárrago M12x250	TRI-STAND espárrago M12x300	TRI-STAND espárrago M12x350	TRI-STAND gancho de tejado fijo	TRI-STAND gancho de tejado con 1 regulación
Aplicación	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado y plano	Tejado inclinado	Tejado inclinado
Art. n°	1502270	1502271	1502272	1502273	1502274
Modelo	TRI-STAND gancho de tejado fijo para tejas planas	TRI-STAND gancho de tejado con 1 regulación para tejas planas	TRI-STAND gancho de tejado fijo para cubiertas de pizarra	TRI-STAND gancho de tejado con 1 regulación para cubiertas de pizarra	TRI-STAND zapata para chapa trapezoidal, con ángulo M10
Aplicación	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado

Continúa en la página siguiente

Sistema sobre tejado SISTEMAS DE MONTAJE

Art. n°	1502275	1502276	1502277	1502421
				
Modelo	TRI-STAND abrazadera para tejado de chapa metálica, M10	TRI-STAND abrazadera para tejado Kalzip, M10	TRI-STAND mordaza Zambelli para Ribroof 465, M10	TRI-STAND mordaza Zambelli para Ribroof 500, M10
Aplicación	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado
Art. n°	1502281	1502282	1502283	1502284
				
Modelo	TRI-STAND tornillo de platillo con prisioneros 8.0x80	TRI-STAND tornillo de platillo con prisioneros 8.0x120	TRI-STAND tornillo de platillo con prisioneros 8.0x160	TRI-STAND tornillo de platillo con prisioneros 8.0x200
Aplicación	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado	Tejado inclinado



Los espárragos roscados son fabricados en diferentes longitudes para permitir el ajuste óptimo a la forma de las chapas onduladas.



Las placas Renosol se utilizan para el montaje sobre cubierta plana y son cargadas p. ej. con gravilla.

Sistema de montaje TRI-VENT Para techo de chapa trapezoidal

El sistema de montaje

En el desarrollo del sistema de montaje TRI-VENT se ha dado mucha importancia, sobre todo, a la alta flexibilidad, a las propiedades mecánicas de montaje y a la seguridad. El sistema ha sido concebido especialmente para el montaje de instalaciones solares sobre techos de chapa trapezoidal y une estos puntos en una solución profesional.

La más alta flexibilidad

Los diversos componentes del sistema posibilitan el montaje en casi todos los techos trapezoidales. Con los perfiles de soporte TRI-VENT provistos de diversas longitudes y con varias perforaciones a una distancia entre 90 mm hasta 350 mm, el sistema puede ser aplicado a cada forma de techo. Los dispositivos de anclaje para paneles TRI-VENT, que se encuentran disponibles en dos variantes, pueden coger paneles con un espesor de marco de 35 mm, 40 mm, 46 mm y 50 mm. Además, con el sistema es posible, tanto el montaje horizontal como también el montaje vertical de los paneles solares.



Los perfiles de soporte TRI-VENT son remachados sobre el techo sólo en los puntos que se precisan para el montaje de los paneles.

Montaje extremadamente sencillo

El sistema completo puede ser montado sobre el techo de la forma más sencilla y con una mínima utilización de herramientas. Después de haber medido el techo y haber perforado los agujeros, los perfiles de soporte son remachados sobre el techo. Posteriormente se colocan los paneles, se encajan los elementos de anclaje y se fijan en el extremo de cada fila con la herramienta de curvar TRI-VENT. Se suprime completamente la molesta operación de atornillado. Con perfiles cortos y unos elementos de fácil manejo se garantiza un transporte sencillo y sin complicaciones del sistema hacia y sobre el techo. Esto ahorra fuerza, tiempo y dinero.
















La mejor seguridad

El sistema diseñado para cargas de viento y nieve ofrece la mejor estabilidad y seguridad también en caso de condiciones climáticas extremas. Cada panel se asegura contra el deslizamiento con los anillos de seguridad TRI-VENT. Los perfiles de soporte doblados con la herramienta de curvar TRI-VENT ofrecen estabilidad adicional a la instalación completa e impiden el desplazamiento de todos los paneles.



Los pocos elementos del sistema de montaje TRI-VENT permiten una instalación sencilla, rápida y segura.

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema para chapa trapezoidal

Art. n°	1502634	1502635	1502360	1502659	1502361
					
Modelo	TRI-VENT elemento de anclaje para los extremos (31 y 42 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje para los extremos (34 y 45 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje para los extremos (35 y 46 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje para los extremos (38 y 48 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje para los extremos (40 y 50 mm)
Espesor de marcos	31 / 42 mm	34 / 45 mm	35 / 46 mm	38 / 48 mm	40 / 50 mm
Marca de panel (ejemplos)	SolarWorld	SolarWorld, Hareon Solar, Jinko, JA Solar	Sanyo, Solarfabrik, Würth Solar, Canadian Solar, DAY4 Energy, GE Energy, Mitsubishi Heavy Industries, Solara, Solarfun Power, Suntech Power, Viessmann, Kyocera, Sharp, Sunpower, Chaori, Kaneka, Mitsubishi Electric, MSK, Sanyo Electric, Shanghai Chaori Solar Energy, Vaillant	REC	Isofoton, Topsolar, Bisol, Canadian Solar, Kaneka, MSK, Siliken Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, EGing, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann
Dimensiones (l / a / a)	46 mm / 30 mm / 30 mm	49 mm / 30 mm / 30 mm	50 mm / 30 mm / 30 mm	58 mm / 30 mm / 30 mm	60 mm / 30 mm / 30 mm
Peso	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg	0.040 kg
Aplicación	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal
Art. n°	1502636	1502637	1502362	1502660	1502363
					
Modelo	TRI-VENT elemento de anclaje central (31 y 42 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje central (34 y 45 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje central (35 y 46 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje central (38 y 48 mm)	TRI-VENT elemento de anclaje central (40 y 50 mm)
Espesor de marcos	31 / 42 mm	34 / 45 mm	35 / 46 mm	38 / 48 mm	40 / 50 mm
Marca de panel (ejemplos)	SolarWorld	SolarWorld, Hareon Solar, Jinko, JA Solar	Sanyo, Solarfabrik, Würth Solar, Canadian Solar, DAY4 Energy, GE Energy, Mitsubishi Heavy Industries, Solara, Solarfun Power, Suntech Power, Viessmann, Kyocera, Sharp, Sunpower, Chaori, Kaneka, Mitsubishi Electric, MSK, Sanyo Electric, Shanghai Chaori Solar Energy, Vaillant	REC	Isofoton, Topsolar, Bisol, Canadian Solar, Kaneka, MSK, Siliken Schott, Yingli, Aleo, BP Solar, Unisolar, EGing, Advent Solar, Aleo Solar, Atersa, MDT technologies, Solara, Solarfabrik, Solarwatt, Sunlink PV, Suntech Power, Sunways Photovoltaic, Vaillant, Viessmann
Dimensiones (l / a / a)	46 mm / 20 mm / 20 mm	49 mm / 20 mm / 20 mm	50 mm / 20 mm / 20 mm	58 mm / 20 mm / 20 mm	60 mm / 20 mm / 20 mm
Peso	0.026 kg	0.026 kg	0.026 kg	0.026 kg	0.026 kg
Aplicación	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal
Art. n°	1502364	1502365	1502366	1502367	1502368
					
Modelo	TRI-VENT plancha de anclaje (extremos y centro)	TRI-VENT perfil de soporte 070	TRI-VENT perfil de soporte 090 - 150	TRI-VENT perfil de soporte 180 - 240	TRI-VENT perfil de soporte 235 - 295
Espesor de marcos	-	-	-	-	-
Marca de panel (ejemplos)	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco
Dimensiones (l / a / a)	50 mm / 40 mm / 30 mm	100 mm / 60 mm / 30 mm	230 mm / 60 mm / 30 mm	320 mm / 60 mm / 30 mm	385 mm / 60 mm / 30 mm
Peso	0.016 kg	0.077 kg	0.177 kg	0.246 kg	0.289 kg
Aplicación	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal

Continúa en la página siguiente

Sistema para chapa trapezoidal SISTEMAS DE MONTAJE

Art. n°	1502369	1502370	1502371	1502372	1502378
					
Modelo	TRI-VENT perfil de soporte 290 - 350	TRI-VENT junta selladora (2 por perfil de soporte)	TRI-VENT remaches herméticos (2 por perfil de soporte)	TRI-VENT anillos de seguridad (2 por panel)	TRI-VENT Edge Clip
Espesor de marcos	-	-	-	-	-
Marca de panel (ejemplos)	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco	Todos los paneles con marco
Dimensiones (l / a / a)	430 mm / 60 mm / 30 mm	30 mm / 20 mm / 1 mm	50 mm / 5 mm / 5 mm	30 mm / 30 mm / 2 mm	18 mm / 15 mm / 11 mm
Peso	0.331 kg	0.002 kg	0.004 kg	0.010 kg	0.001 kg
Aplicación	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal	Techo de chapa trapezoidal

Accesorios

Art. n°	Modelo	Descripción	Dimensiones (l / a / a)	Peso
1502373	TRI-VENT calibre para perforaciones	Para colocar a medida el sistema TRI-VENT	2000 mm / 1000 mm / 100 mm	2.5 kg (aprox.)
1502374	TRI-VENT herramienta de curvar	Herramienta especial para la fijación horizontal	300 mm / 30 mm / 30 mm	0.5 kg (aprox.)
1502379	TRI-VENT remachadora PowerBird, (remache 6.3 mm)	Accesorios TRI-VENT, diámetro del remache 6.3 mm	500 mm / 500 mm / 100 mm	4.2 kg (aprox.)
1502408	TRI-VENT batería recargable PowerBird 12V 2A	Accesorios TRI-VENT, diámetro del remache 6.3 mm	100 mm / 100 mm / 100 mm	1.2 kg (aprox.)

TRI-ROOF

El sistema flexible de integración en el tejado

Compatibilidad y flexibilidad

TRI-ROOF ofrece una libertad ilimitada al hacer la elección de paneles. El sistema de montaje se adapta a todos los tipos de paneles de todos los fabricantes del surtido de TRITEC. El sistema de inserción simple ha sido diseñado para poder utilizarse de forma independiente del fabricante de paneles. De esta manera, se pueden instalar los paneles estándar enmarcados integrándolos en el tejado. El sistema de montaje se suministra como juego completo. Además de perfiles y barras de inserción, van incluidas de manera estándar también los perfiles de cierre de los bordes. Éstas se pueden adaptar al correspondiente tamaño de panel y así ofrecen la máxima flexibilidad.

Hermeticidad y resistencia

El sistema de integración en el tejado TRI-ROOF reemplaza completamente la cubierta de techo existente. La mayor parte del agua de lluvia se conduce a través de los paneles fotovoltaicos. El agua restante es acumulada y desviada a través de perfiles portadores especialmente desarrollados para conducir el agua, de tal manera que se garantiza la hermeticidad del tejado. Todas las piezas de TRI-ROOF están diseñadas en forma

óptima para la exposición al viento y la nieve y soportan incluso condiciones climáticas extremas.

Estética y sencillez

Los perfiles de cierre de los bordes están fabricados en aluminio revestido de antracita. En combinación con perfiles de inserción anodizados en color negro y paneles enmarcados en negro, se logra, sobre cualquier tejado, una instalación fotovoltaica estética y de alta calidad. La fijación de los paneles en los rieles de inserción se realiza por la gravedad – sin tornillos. Además de los efectos visuales, esto permite también una simple forma de quitar e insertar los paneles para los trabajos de mantenimiento.

Calidad y seguridad

TRITEC garantiza la más alta calidad y seguridad. Todos los perfiles y accesorios fabricados con etiqueta original TRI-ROOF, están sujetos a una garantía de fabricante de 5 años desde la fecha de entrega. Esto se refiere, tanto a la integridad como también a la funcionalidad técnica de los productos. La planificación y cálculo de la instalación se realiza en forma extremadamente eficiente con el software de diseño TRI-DESIGN, que garantiza un diseño óptimo y la mayor seguridad.



La más alta estabilidad del sistema de montaje



Colocación simple de los paneles

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema de integración en el tejado

Art. n°	1502513	1502518	1502523	1502528	1502534
Modelo	TRI-ROOF perfil universal UP-I, 6.000 m	TRI-ROOF perfil universal UP-I, 6.000 m, fresado interior	TRI-ROOF perfil universal UP-I, 6.000 m, fresado exterior	TRI-ROOF perfil universal UP-I, 6.000 m, fresado doble	TRI-ROOF perfil horizontal TR-H, 4.900 m
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 170 mm / 41 mm	6000 mm / 170 mm / 41 mm	6000 mm / 170 mm / 41 mm	6000 mm / 170 mm / 41 mm	4900 mm / 139 mm / 22 mm
Peso *	3.800 kg	3.800 kg	3.800 kg	3.800 kg	1.130 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV
Art. n°	1502544	1502545	1502550	1502551	1502552
Modelo	TRI-ROOF clip de sujeción TR-C	TRI-ROOF soporte de perfil universal TR-U	TRI-ROOF chapa de caballete derecha FR	TRI-ROOF chapa de caballete central FM	TRI-ROOF chapa de caballete izquierda FL
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado
Dimensiones (l / a / a)	105 mm / 18 mm / 14 mm	45 mm / 35 mm / 15 mm	1230 mm / 560 mm / 88 mm	2480 mm / 557 mm / 88 mm	1230 mm / 560 mm / 88 mm
Peso *	0.010 kg	0.028 kg	1.440 kg	3.000 kg	1.440 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV
Art. n°	1502554	1502555	1502556	1502557	1502558
Modelo	TRI-ROOF chapa lateral arriba derecha SOR	TRI-ROOF chapa lateral arriba izquierda SOL	TRI-ROOF chapa lateral derecha SR	TRI-ROOF chapa lateral izquierda SL	TRI-ROOF chapa lateral abajo derecha SUR
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado
Dimensiones (l / a / a)	2480 mm / 300 mm / 40 mm	2480 mm / 300 mm / 40 mm	2330 mm / 285 mm / 40 mm	2330 mm / 285 mm / 40 mm	2330 mm / 285 mm / 40 mm
Peso *	1.520 kg	1.520 kg	1.440 kg	1.440 kg	1.430 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV
Art. n°	1502559	1502560	1502561	1502562	1502622
Modelo	TRI-ROOF chapa lateral abajo izquierda SUL	TRI-ROOF chapa de cierre lateral AS	TRI-ROOF chapa de cierre abajo AU	TRI-ROOF fijador de chapas	TRI-STAND perfil de inserción TS-31, 6.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado
Dimensiones (l / a / a)	2330 mm / 285 mm / 40 mm	2480 mm / 285 mm / 45 mm	2480 mm / 285 mm / 45 mm	82 mm / 25 mm / 16 mm	6000 mm / 54 mm / 47 mm
Peso *	1.430 kg	0.500 kg	0.390 kg	0.004 kg	1.100 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV

Continúa en la página siguiente

Sistema de integración en el tejado SISTEMAS DE MONTAJE

Art. n°	1502199	1502200	1502201	1502202	1502661
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-34, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-35, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-40, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-45, 6.000 m, aluminio brillante
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 54 mm / 50 mm	6000 mm / 54 mm / 51 mm	6000 mm / 54 mm / 56 mm	6000 mm / 54 mm / 58 mm	6000 mm / 54 mm / 61 mm
Peso *	1.100 kg	1.100 kg	1.200 kg	1.200 kg	1.200 kg
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV
Art. n°	1502203	1502204	1502623	1502205	
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-46, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND perfil de inserción TS-31, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-34, 6.000 m, negro	
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 54 mm / 62 mm	6000 mm / 54 mm / 66 mm	6000 mm / 54 mm / 47 mm	6000 mm / 54 mm / 50 mm	
Peso *	1.200 kg	1.200 kg	1.100 kg	1.100 kg	
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	
Art. n°	1502206	1502207	1502208	1502209	
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-35, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-40, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-42, 6.000 m, negro	TRI-STAND perfil de inserción TS-46, 6.000 m, negro	
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 54 mm / 50 mm	6000 mm / 54 mm / 56 mm	6000 mm / 54 mm / 58 mm	6000 mm / 54 mm / 62 mm	
Peso *	1.100 kg	1.200 kg	1.200 kg	1.200 kg	
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	
Art. n°	1502210	1502211	1502214	1502215	
Modelo	TRI-STAND perfil de inserción TS-50, 6.000 m, negro	TRI-STAND guía central TS-M, 6.000 m, aluminio brillante	TRI-STAND ángulo de tope TS-E	TRI-STAND SafeClick SC	
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	
Dimensiones (l / a / a)	6000 mm / 54 mm / 66 mm	6000 mm / 85 mm / 17 mm	32 mm / 29 mm / 33 mm	13 mm / 45 mm / 70 mm	
Peso *	1.200 kg	0.800 kg	0.010 kg	0.050 kg	
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	
Art. n°	1502216	1502217	1502245	1502246	
Modelo	TRI-STAND unión de perfil de inserción TS-C	TRI-STAND unión de perfil universal UP-C	TRI-STAND bloque conector de cables en cruz UP-K	TRI-STAND Edge Clip TS-EC	
Aplicación	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	Integración en el tejado	
Dimensiones (l / a / a)	95 mm / 64 mm / 17 mm	120 mm / 51 mm / 41 mm	22 mm / 22 mm / 16 mm	18 mm / 15 mm / 11 mm	
Peso *	0.080 kg	0.130 kg	0.002 kg	0.001 kg	
Normas	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	IEC 61215 ed. 2 (10.16), TÜV	

* - Por metro

Continúa en la página siguiente

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema de integración en el tejado

Accesorios

Art. n°	Modelo	Descripción
1502563	TRI-ROOF tornillo de cierre 4.0 x 35 A2, punta de taladro	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502564	TRI-ROOF cinta de cierre para el tejado Perform, 4 m x 45 cm	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502565	TRI-ROOF pegamento especial para chapas de caballete	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502566	TRI-ROOF pegamento para cinta de cierre para el tejado Perform	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502567	TRI-ROOF cinta adhesiva FLEX-DICHT 3D	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502546	TRI-ROOF adaptador Z TR-Z	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502547	TRI-ROOF tornillo de cabeza redonda 5.0 x 30 A2, para TR-U	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502548	TRI-ROOF tornillo de cabeza redonda 3.0 x 30 A2, para fijador	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502549	TRI-ROOF tornillo de cabeza en forma de martillo M10 x 20 A2	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502553	TRI-ROOF cobertura de junta para chapa de caballete FS	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502640	TRI-ROOF tornillo de cabeza hexagonal M10 x 25 A2	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502646	TRI-ROOF remache de acero inoxidable de 3.2 x 6, para chapas	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502647	TRI-ROOF taladro de 3.3 mm para remache de acero inoxidable	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF
1502648	TRI-ROOF tiras selladoras	Cobertura de borde para sistema de montaje TRI-ROOF



Terminación exacta de bordes del sistema



Integración óptima y estética del sistema en el tejado

Solrif

La integración solar en el tejado

De múltiples aplicaciones y flexible

Solrif es apropiado para numerosas variantes de tejados inclinados. Se puede utilizar como cubierta para toda la superficie, lo que implica el ahorro de la cubierta convencional de teja. Desde la introducción en el mercado en el año 1999 se han realizado instalaciones con una potencia total de varios MWp. La experiencia de muchos años y la múltiple aplicabilidad garantizan este éxito.

Montaje – sencillo y rápido

El montaje de los paneles Solrif es sencillo y rápido – corresponde al principio de colocación de tejas: Los perfiles engarzan uno en otro en dirección horizontal de tal manera que ellos pueden ser desplazados verticalmente uno contra otro. Se sujetan con abrazaderas metálicas, que se fijan en las ripias del tejado. Mediante este orden de montaje cada panel puede ser sacado individualmente y cambiado. La forma especial de los perfiles facilita además que resbale la nieve y evacue rápidamente el agua de lluvia, de tal manera, que las células solares puedan producir siempre el máximo de corriente.

Estética y óptimo comportamiento funcional

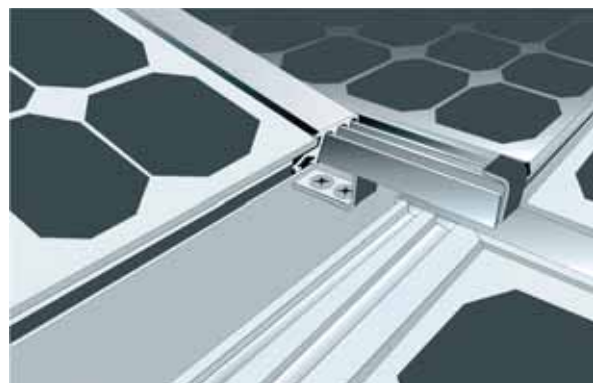
Con el sistema integrado al tejado Solrif se puede lograr, tanto una instalación fotovoltaica de alta calidad arquitectónica, como también un comportamiento funcional eléctrico impecable. Los marcos de Solrif se pueden combinar con diversos materiales para el tejado. Gracias a la mínima altura de los perfiles de los marcos se logra una buena ventilación por detrás de los laminados solares. Una instalación Solrif con 110 kWp sobre un edificio agrícola, en el año 2006 ganó el premio solar suizo y europeo, gracias a su refinado diseño y a su buen rendimiento.

Probada calidad

Ya en septiembre de 2005 le fue otorgado a Solrif el certificado ITV – TÜVdotCOM-ID 7095 – después de la inspección de los talleres de fabricación y la comprobación de las contrataciones. Desde la expedición de la marca de control, la oficina de inspección técnica «TÜV Rheinland» realiza regularmente controles de fabricación. Solrif fue controlado por la inspección técnica «TÜV Rheinland» según la norma IEC 61215 con paneles de laminado de diversos fabricantes y aprobó exitosamente el test, conforme con la norma general reconocida.



El eficiente sistema de integración en el tejado Solrif ofrece tanto estética como también una óptima protección, no importando que tiempo haga.



Dos perfiles de marco engarzados uno con el otro son sujetos por debajo con una abrazadera y asegurados en el borde superior mediante la siguiente fila de paneles.

SISTEMAS DE MONTAJE Sistema de integración en el tejado

Art. n°	0101203	0101202
Modelo	Romag SMT6(48)P 180W con marco Solrif	Romag SMT6(48)P 185W con marco Solrif
Por laminado	Romag SMT6(48)P 180W (1312 x 988 x 4.6 mm)	Romag SMT6(48)P 185W (1312 x 988 x 4.6 mm)
Pendiente del tejado	10 - 70°, bajo 25° con cubierta de lámina de plástico	10 - 70°, bajo 25° con cubierta de lámina de plástico
Subestructura de madera	Análogo al tejado de tejas	Análogo al tejado de tejas
Normas	IEC 61215-1-1, IEC 61024-1, TÜVdotCOM-ID: 0000007095	IEC 61215-1-1, IEC 61024-1, TÜVdotCOM-ID: 0000007095

Accesorios

Art. n°	Modelo	Descripción
1502437	Solrif chapa de cumbrera izquierda, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502438	Solrif chapa de cumbrera derecha, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502439	Solrif chapa de cumbrera centro, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502440	Solrif chapa lateral arriba izquierda, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502441	Solrif chapa lateral arriba derecha, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502442	Solrif chapa lateral izquierda, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502443	Solrif chapa lateral derecha, bk, para SMT6(48)P	Chapa de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502444	Solrif perfil de cierre de bordes izquierda para SMT6(48)P	Perfil de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502445	Solrif perfil de cierre de bordes derecha para SMT6(48)P	Perfil de cierre de bordes para Romag SMT6(48)P 180/185W
1502447	Solrif arco perfil 2.0 mm, negro	Solrif componente para el montaje de tejado
1502448	Solrif arco vidrio 2.0 mm, negro	Solrif componente para el montaje de tejado
1502098	Solrif arco arriba 2.0 mm	Solrif componente para el montaje de tejado
1502111	Solrif cubierta de topes goma, l = 30 cm	Obturacion amoldada sobre tope de 2 chapas de cumbrera
1502112	Solrif agente adhesivo para chapa cada 2 uds	Sujecion de las chapas en los listones
1502113	Solrif tiras obturadoras de lima, l = 100 cm	Aislamiento inferior de la anchura completa del generador



ANEXOS



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

REAL DECRETO 1164-2001

I. Disposiciones generales

MINISTERIO DEL INTERIOR

20849 *CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 1034/2001, de 21 de septiembre, por el que se modifica parcialmente el Reglamento de Espectáculos Taurinos, aprobado por Real Decreto 145/1996, de 2 de febrero.*

Advertido error en el texto del Real Decreto 1034/2001, de 21 de septiembre, por el que se modifica parcialmente el Reglamento de Espectáculos Taurinos, aprobado por Real Decreto 145/1996, de 2 de febrero, publicado en el «Boletín Oficial del Estado» número 240, de 6 de octubre de 2001, se procede a efectuar la oportuna rectificación:

En la página 37007, primera columna, artículo 8, apartado 3, párrafo a), séptima línea, donde dice: «picadores de toros inscritos en la categoría b)», debe decir: «picadores de toros inscritos en la categoría a)».

MINISTERIO DE ECONOMÍA

20850 *REAL DECRETO 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 18 lo siguiente:

«1. Los peajes correspondientes al uso de las redes de transporte serán únicos sin perjuicio de sus especialidades por niveles de tensión y uso que se haga de la red.

2. Los peajes correspondientes al uso de las redes de distribución serán únicos y se determinarán atendiendo a los niveles de tensión y a las características de los consumos indicados por horario y potencia.

3. Los peajes de transporte y distribución serán aprobados por el Gobierno en la forma que reglamentariamente se determine y tendrán el carácter de máximos.»

Asimismo, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece, en su artículo 19.1, que «los consumidores cualificados deberán abonar, además de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad

de abastecimiento en la proporción que les corresponda».

Por Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, se regularon por primera vez los peajes o tarifas de acceso, con objeto de permitir la adquisición de energía mediante la libre contratación para aquellos consumidores que el 1 de enero de 1998 tenían la condición de cualificados. Estas tarifas de acceso mantuvieron su estructura en línea con el régimen de las tarifas integrales existentes, aprobando, por tanto, sólo sus precios correspondientes, que incluían la cuantía de los costes que requieren las actividades de transporte y distribución, evitando con ello provocar cualquier distorsión en la retribución de estas actividades.

El adelanto del calendario de liberalización del suministro que se inició en 1999, así como la experiencia del primer año de funcionamiento del nuevo modelo que estableció la Ley del sector Eléctrico, aconsejaron, por una parte, establecer una nueva estructura de tarifas de acceso teniendo en cuenta el colectivo de consumidores cualificados que estaba previsto que adquirieran dicha condición a lo largo de 1999 y, por otra, regular no sólo los precios, sino también las condiciones de aplicación en un único texto, que permitía clarificar la aplicación de las mismas.

Así, por Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso, se fijan unas tarifas para alta tensión con una estructura binomia, formadas por un término fijo y otro variable en cada uno de los seis periodos tarifarios en que se dividen las 8.760 horas del año, que incluyen para cada uno de ellos todos los componentes del precio.

Esta nueva estructura permitió facilitar la aplicación de las tarifas de acceso a los grandes consumidores, estando en línea con la estructura de precios y medidas que requiere el mercado de producción para la compra de energía. Para los clientes de baja tensión, se mantuvo la estructura de las tarifas y precios existente.

El Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, efectúa un nuevo adelanto del calendario de liberalización del suministro, de tal forma que, a partir del 1 de enero del 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de consumidores cualificados y, además, establece, en el artículo 19.3, que «el Ministro de Economía elevará al Gobierno antes del 1 de enero del 2001 una propuesta de estructura y actualización de precios de las tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, adaptándose al nuevo marco de liberalización del suministro que se producirá a partir del 1 de julio de 2000 y del 1 de enero de 2003».

Por ello, en el presente Real Decreto, se establece una estructura simple, para facilitar la aplicación de las tarifas de acceso y, por tanto, la posibilidad de ejercer

la condición de cualificados a los nuevos clientes de alta tensión cuyo consumo anual es inferior a 1 GWh y que se incorporan a partir del 1 de julio de 2000. Para los clientes de baja tensión, que se incorporarán con carácter general el 1 de enero de 2003, se han planteado tarifas acordes con la propia singularidad de los clientes que componen este segmento del mercado.

La disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, establece un régimen retributivo especial para los distribuidores que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, a los que no les es de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de las empresas gestoras del servicio. Dicha disposición transitoria les otorga la posibilidad de acogerse «al régimen tarifario que para estos distribuidores apruebe el Gobierno, que garantizará, en todo caso, una retribución económica adecuada».

Con el fin de desarrollar este régimen tarifario, que implica la compra de energía a otros distribuidores a tarifa D, deben determinarse los criterios para la revisión de los importes de dicha tarifa D, con el objetivo de que la retribución de la actividad de estos distribuidores siga una evolución coherente con la retribución para los distribuidores comprendidos en el anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 26 de octubre de 2001,

DISPONGO:

Artículo 1. *Ámbito de aplicación.*

1. Las tarifas de acceso que se regulan en el presente Real Decreto serán de aplicación:

a) A los consumidores cualificados que ejerzan esta condición por cada punto de suministro o instalación.

b) A los comercializadores como mandatarios en nombre de los consumidores cualificados que ejerzan esta condición por cada punto de suministro o instalación.

c) A los distribuidores a los que les fuera aplicable la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, por la energía que adquieran, ejerciendo su condición de cualificados, destinada a la venta a sus clientes a tarifa cuando sea necesario acceder a través de las redes de otros distribuidores.

d) A los autoprodutores para el abastecimiento a sus propias instalaciones, las de su matriz o las de sus filiales en las que su participación en el capital social sea mayoritaria, siempre que utilicen las redes de transporte o de distribución.

e) A los agentes externos y a otros sujetos, para las exportaciones de energía eléctrica que realicen.

2. Se exceptúan de la aplicación del presente Real Decreto las tarifas de acceso para los consumos propios de las empresas eléctricas destinados a sus actividades de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como el consumo para instalaciones de bombeo. No se considerarán como consumos propios los de las explotaciones mineras, aunque sean para el abastecimiento de centrales termoelectricas.

3. No se aplicarán tarifas de acceso a los tránsitos internacionales de energía eléctrica que se realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su origen y destino en países miembros de la Unión Europea. Esta exención podrá extenderse a terceros países no miembros de la Unión Europea con los que se establezcan acuerdos de reciprocidad.

Artículo 2. *Costes que incluirán las tarifas de acceso.*

1. Las tarifas de acceso a las redes incluirán los siguientes costes establecidos en la normativa vigente:

1. Los costes de transporte de energía eléctrica.

2. Los costes de distribución de energía eléctrica.

3. Los costes de gestión comercial reconocidos a los distribuidores por atender a suministros de consumidores cualificados conectados a sus redes que adquieran su energía ejerciendo su condición de cualificados.

4. Los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento que se relacionan a continuación:

a) Moratoria nuclear.

b) «Stock» básico del uranio.

c) Segunda Parte del ciclo del combustible nuclear.

d) Compensación a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico en concepto de interrumpibilidad, régimen especial y por tener clientes cualificados conectados a sus redes.

e) Sobrecoste del régimen especial.

5. Los costes permanentes que se relacionan a continuación:

a) Compensación de extrapeninsulares.

b) Operador del sistema.

c) Operador del mercado.

d) Comisión Nacional de Energía.

e) Costes de transición a la competencia.

2. En su caso, las tarifas de acceso incluirán además como costes otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

Artículo 3. *Estructura general de las tarifas de acceso.*

1. Las tarifas de acceso se diferencian por niveles de tensión en tarifas de baja tensión y tarifas de alta tensión y se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva.

La suma de los términos mencionados constituye, a todos los efectos, el precio máximo de estas tarifas, incluyendo los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento del sistema y los costes permanentes en los porcentajes que se fijen reglamentariamente. En cualquier caso, las diferencias entre las tarifas de acceso máximas aprobadas y las que, en su caso, apliquen las empresas distribuidoras por debajo de las mismas serán soportadas por éstas.

2. El método para determinar tarifas de acceso de electricidad responderá a los siguientes principios generales:

a) Recuperación de los costes de acceso determinados reglamentariamente.

b) Asignación eficiente de los costes entre distintos suministros.

c) Tarifas máximas y únicas en todo el territorio nacional.

Los costes correspondientes al acceso a redes se asignarán entre los suministros del sistema para establecer las tarifas de acceso, aplicando criterios de asignación transparentes que aseguren la recuperación de dichos costes.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13.6 de la Ley del Sector Eléctrico, la tarifa de acceso a aplicar a las exportaciones y a los tránsitos de energía no contemplados en el artículo 1.3 del presente Real Decreto por la utilización de las conexiones internacionales no incluye los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

3. En las cantidades resultantes de la aplicación de estas tarifas, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.3 de la Ley del Sector Eléctrico, no se incluyen los impuestos, recargos y gravámenes establecidos o que se establezcan tanto sobre el consumo y suministro que sean de cuenta del consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, y de los que estén las empresas distribuidoras o comercializadoras encargadas de su recaudación, como sobre los alquileres de equipo de medida o control, los derechos de acometida, enganche y verificación, ni aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

Artículo 4. *Condiciones generales de los contratos de tarifa de acceso.*

Las condiciones generales del contrato de tarifas de acceso son las siguientes:

1. El contrato de tarifas de acceso que se suscriba o se renueve tendrá carácter anual, prorrogándose por períodos anuales sucesivos, sin perjuicio de las excepciones previstas en el artículo 6 del presente Real Decreto.

2. Podrán suscribir contratos de acceso a las redes con las empresas distribuidoras todos aquellos consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto.

En el caso en que el consumidor cualificado opte por contratar la tarifa de acceso a las redes a través de un comercializador, ambos quedarán obligados solidariamente con el distribuidor en el pago de dicha tarifa, salvo que en el contrato se hubieran pactado con el distribuidor otras condiciones.

3. El período de pago de las tarifas de acceso se establece en veinte días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa distribuidora. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable que le siga.

Dentro del período de pago, los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, podrán hacer efectivos los importes facturados mediante domiciliación bancaria, a través de las cuentas que señalen las empresas distribuidoras en entidades de crédito, en las oficinas de cobro de la empresa distribuidora o en quien ésta delegue. En zonas geográficas donde existan dificultades para utilizar los anteriores sistemas, el consumidor podrá hacer efectivo el importe facturado mediante giro postal u otro medio similar.

En el caso de las Administraciones públicas, transcurridos dos meses desde que hubiera sido requerido fehacientemente por el distribuidor el pago sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses, que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos.

4. La empresa distribuidora podrá suspender el contrato de tarifa de acceso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que hubiera requerido fehacientemente el pago al consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de tarifa de acceso, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado, así como de la fecha, identidad y contenido del mismo, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite. Dicha comunicación deberá incluir el trámite de desconexión del consumidor de las redes de distribución por impago, precisando la fecha a partir de la que se procederá a la desconexión, de no abonarse en fecha anterior las cantidades adeudadas.

En el caso de las Administraciones públicas, la empresa distribuidora podrá proceder a la suspensión del contrato de tarifa de acceso por impago, siempre que el mismo no haya sido declarado servicio esencial según se establece en el artículo 89.2 del 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, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento dicho pago no se hubiera hecho efectivo.

5. Para proceder a la desconexión por impago la empresa distribuidora no podrá señalar como día un día festivo ni aquellos que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente tanto comercial como técnico a efectos de la reconexión a sus redes, ni en víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.

6. Efectuada la desconexión, se procederá a la reconexión, como máximo, al día siguiente del abono de la cantidad adeudada, de los intereses que haya devengado de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 3 del presente artículo y de la cantidad autorizada en concepto de reconexión.

Artículo 5. *Condiciones generales de aplicación de las tarifas.*

Las condiciones generales de aplicación de las tarifas de acceso son las siguientes:

1. Condiciones para la lectura y facturación de las tarifas de acceso.—La lectura y, en su caso, instalación de los equipos de medida necesarios para la facturación de las tarifas de acceso, así como de la energía que haya que liquidarse en el mercado de producción, será responsabilidad de los distribuidores. El plazo de instalación y precintado de dichos equipos será de quince días a contar desde la fecha en que el consumidor, o su mandatario, comunique a la empresa distribuidora que dispone del equipo o, en su caso, que opta por alquilarlo a la empresa distribuidora, y siempre que previamente se haya concedido el acceso de acuerdo con el apartado 3 del presente artículo. En estos casos la empresa distribuidora deberá presentar durante dicho plazo el contrato de acceso al solicitante para su firma.

Los consumos de energía realizados en un período de facturación en que haya regido más de una tarifa se distribuirán para su facturación proporcionalmente a la parte del tiempo transcurrido desde la última medida de consumo registrada en que haya estado en vigor

cada una de ellas, atendiendo a la medida de la energía horaria adquirida en el mercado.

2. Plazos de facturación y registro del consumo.—La facturación expresará las variables que sirvieron de base para el cálculo de las cantidades y, en todo caso, se desglosará en la facturación los importes correspondientes a la imputación de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y permanentes del sistema y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan.

Las facturaciones serán mensuales y corresponderán a los registros del consumo correspondientes al período que se especifique en la citada factura. Para la tarifa simple de baja tensión se admite, también, la facturación bimestral.

Los plazos de registro del consumo no serán superiores a los tres días anteriores o posteriores a la finalización del mes o bimestre del último registro del consumo realizado.

3. Requisitos generales para la aplicación de las tarifas de acceso.—Los requisitos generales para la aplicación de las tarifas de acceso son los siguientes:

1.º Se deberán tener instalados los equipos de medida y control necesarios para la correcta aplicación de las mismas. En todo caso, el control de las potencias contratadas en cada período tarifario se realizará conforme a lo establecido reglamentariamente.

2.º Se deberá disponer de las características técnicas de la acometida, de acuerdo con los parámetros de contrato solicitados, para poder realizar el suministro.

3.º Quienes, de acuerdo con el artículo 1, deseen acogerse al sistema de tarifas de acceso a las redes y reúnan los requisitos impuestos para las mismas deberán solicitarlo a la empresa distribuidora con un período de antelación mínimo de quince días, indicando los parámetros que desean contratar en la nueva tarifa.

Las empresas distribuidoras dispondrán de un plazo de quince días, contados a partir de la recepción de la solicitud de acceso, para conceder o denegar la solicitud al cliente, sin perjuicio de lo que a estos efectos se establezca reglamentariamente cuando la conexión se realice a redes de transporte o de distribución con influencia en las redes de transporte. La denegación deberá estar debidamente motivada de acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo. Transcurrido el plazo antes citado sin que la empresa distribuidora hubiera contestado al cliente, se entenderá concedida la solicitud.

4.º En el caso de que el suministro a una instalación disponga de dos puntos de toma, la Dirección General de Política Energética y Minas, excepcionalmente, podrá autorizar la aplicación de una única tarifa de acceso conjuntamente, siempre que los citados puntos estén a la misma tensión, siendo, en ese caso, las magnitudes a contemplar las registradas por el aparato totalizador.

4. Elección de las condiciones de contrato de la tarifa de acceso y modificaciones de las mismas.—La elección de las condiciones de contrato de la tarifa de acceso y modificaciones de las mismas se regirá por lo siguiente:

1.º El consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, podrá elegir la tarifa y modalidad que estime más conveniente a sus intereses entre las oficialmente autorizadas para el uso de las redes por el suministro de energía que el mismo desee demandar, siempre que cumpla las condiciones establecidas en el presente Real Decreto. Asimismo, el consumidor podrá elegir la potencia a contratar, debiendo ajustarse, en su caso, a los

escalones correspondientes a los de intensidad normalizados para los aparatos de control.

2.º Al consumidor o su mandatario, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, que haya cambiado voluntariamente de tarifa, o modalidad, podrá negársele pasar a otra mientras no hayan transcurrido, como mínimo, doce meses, excepto si se produjese algún cambio en la estructura tarifaria que le afecte. Estos cambios no implican el pago de derecho alguno por este concepto a favor de la empresa distribuidora.

3.º Las empresas distribuidoras están obligadas a modificar la potencia contractual para ajustarla a la demanda máxima que deseen los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, excepto en el caso en que el consumidor haya modificado voluntariamente la potencia en un plazo inferior a doce meses y no se haya producido ningún cambio en la estructura de tarifas que le afecte, todo ello sin perjuicio de las autorizaciones que tuviera que dar la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con lo dispuesto en el presente Real Decreto.

4.º Por reducciones de potencia, las empresas distribuidoras no podrán cobrar cantidad alguna en concepto de derechos de enganche, acometida, ni ningún otro a favor de las empresas, salvo los gastos que se puedan producir por la sustitución o corrección de aparatos de medida o control de la potencia, cuando ello fuera necesario.

Los aumentos de potencia contratada se tramitarán como un alta adicional, sin perjuicio de que en lo sucesivo se haga una sola facturación.

5.º Es potestad del cliente con suministro en alta tensión inferior a 36 kV, y que disponga de un transformador de potencia no superior a 50 kVA, o de potencia superior a 50 kVA, en instalación intemperie sobre poste, realizar la medida en baja tensión y facturar en una tarifa de alta tensión. Para ejercer este derecho deberá comunicarlo a la empresa distribuidora. En este caso la energía medida por el contador se incrementará en 0,01 kWh por cada kVA de potencia nominal del transformador, durante cada hora del mes, y la energía consumida medida se recargará, además, en un 4 por 100. La potencia de facturación será un 4 por 100 superior a la medida si su valor se determina en el lado de baja tensión del transformador.

6.º Los suministros de socorro se tratarán como suministros independientes y como tales se facturarán, excepto si la alimentación la realiza la misma empresa distribuidora, en cuyo caso se facturará, únicamente, el 50 por 100 del término de potencia del suministro de socorro.

Artículo 6. Contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial: condiciones particulares.

Las condiciones particulares de aplicación a contratos eventuales, de temporada, de interconexiones internacionales, para suministro de energía adicional y para suministros a instalaciones acogidas al régimen especial serán las siguientes:

1. No obstante lo establecido en el artículo 4 de este Real Decreto, se podrán establecer contratos de duración inferior a un año, en las modalidades de contratos eventuales, de temporada, de conexiones internacionales y contratos para suministros de energía adi-

cionales, aplicando lo dispuesto en los apartados 2, 3 y 4 siguientes.

2. A efectos de aplicación de tarifas de acceso se considerarán como contratos de suministros de temporada aquellos en los que se prevé una utilización del suministro con una duración inferior a un año y de forma repetitiva en los sucesivos años.

A estos suministros no les será de aplicación la tarifa simple de baja tensión.

Los precios del término de potencia se aumentarán en un 100 por 100 para los meses de temporada alta y en un 50 por 100 para los restantes en que se reciba la energía.

3. A efectos de aplicación de tarifas de acceso se considerarán como contratos eventuales aquellos que se establecen para menos de doce meses, para un fin concreto, transitorio y esporádico como los provisionales de obra, ferias u otros, circunstancia que se deberá consignar en el contrato.

Sin perjuicio de lo especificado para el pago de derechos de acometida, enganche y verificación, a estos suministros se les podrán aplicar las tarifas de acceso con las siguientes condiciones:

a) Los precios del término de potencia se aumentarán en un 80 por 100 para los meses de temporada alta, tal como se definen las temporadas en el presente Real Decreto, y en un 40 por 100, para los restantes en que se reciba la energía.

b) La empresa distribuidora podrá exigir un depósito, excepto en el caso contemplado en el artículo 79.8 del Real Decreto 1955/2000, por un importe máximo equivalente al de una factura mensual, con la estimación del consumo en función de un uso diario de ocho horas de la potencia contratada, que se devolverá al acabar el suministro. Debe suscribirse nuevo contrato cada vez que se solicite el suministro.

c) La determinación y el control de la potencia de facturación se regirán por las normas generales.

En estos contratos la facturación del término básico de potencia de las tarifas se realizará mensualmente y se calculará de acuerdo con las facturaciones mensuales que se definen en el último párrafo del punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del presente Real Decreto.

4. El contrato de acceso para conexiones internacionales podrá tener duración inferior a un año. A los efectos de aplicación de esta tarifa de acceso se considerará como potencia la correspondiente a la energía efectivamente programada en cada período horario. El importe total del término básico de facturación de potencia, en cada período tarifario, se calculará multiplicando el precio establecido en el anexo al presente Real Decreto por la suma de las potencias efectivamente programadas en cada hora divididas por el número total de horas del período. A estos contratos no les será de aplicación el término de energía reactiva.

5. A efectos de aplicación de tarifas de acceso se considerarán como contratos de acceso para suministros de energía adicional los establecidos en el último párrafo del apartado 2 del artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para el acceso a aquella parte del suministro no cubierto por el contrato de suministro a tarifa.

Para su aplicación deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Informe sobre las posibilidades de acceso y características de la acometida de la empresa distribuidora a la que esté conectado el consumidor, así como la duración del contrato y los parámetros de contrato, que deberá ser remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas para su conocimiento.

b) Serán de duración no inferior al mes.

c) Sólo serán de aplicación a la energía adicional que consuma el cliente una vez descontada la correspondiente a su consumo del contrato de suministro a tarifa. A estos efectos se considerará como energía consumida en el contrato de suministro a tarifa en cada período horario, como mínimo, la energía media que haya consumido el cliente cualificado en los tres últimos años a través del suministro a tarifa.

En estos contratos los precios del término de potencia se aumentarán en un 10 por 100 para los meses en que se reciba la energía. La facturación mensual del término básico de potencia de las tarifas generales de alta tensión se calculará de acuerdo con lo establecido para las facturaciones mensuales en el último párrafo del punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del presente Real Decreto.

6. Para la facturación de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados serán de aplicación con carácter general las tarifas vigentes en todos sus extremos con la única excepción de la facturación del término de potencia, en la que el productor consumidor podrá optar por uno de los procedimientos siguientes:

a) De acuerdo con las condiciones generales establecidas para la tarifa de acceso que se aplique.

b) De acuerdo con el siguiente método:

El productor consumidor deberá fijar con carácter anual y especificar en el correspondiente contrato:

1. La potencia contratada para cada uno de los períodos tarifarios Pci, de acuerdo con la tarifa de acceso que le corresponda, establecida en las condiciones generales.

2. La potencia máxima que puede llegar a absorber de la red en cada uno de los períodos tarifarios PMi, que en todos los casos será superior o igual que la potencia contratada en el período tarifario i correspondiente.

En este caso para el cálculo de la potencia a facturar en cada período tarifario i, a efectos de aplicar lo dispuesto en el artículo 9, apartado 1.1, del presente Real Decreto, dependiendo del valor de la potencia registrada en cada uno de los períodos tarifarios durante el período de facturación considerado, se distinguirán los dos casos siguientes:

1.º Que todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los períodos tarifarios sean inferiores o iguales a las potencias máximas PMi que puede llegar a absorber de la red. En este caso, para el cálculo de la potencia a facturar en el período tarifario i, se aplicará la siguiente fórmula:

$$P_{fi} = K (PM_i - P_{ci}) + P_{di}$$

Donde:

K = 0,1. Este factor se podrá modificar cuando se revisen los precios de las tarifas de acceso.

PMi = la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el período tarifario i, expresada en KW.

Pci = la potencia contratada en el período tarifario i, expresada en KW.

Pdi = se calculará de la forma que se establece a continuación:

a) Si la potencia máxima demandada y registrada en el período de facturación fuera inferior al 85 por 100 de la potencia contratada Pci, la Pdi será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada. Será expresada en KW.

b) Si la potencia máxima demandada y registrada en el período de facturación estuviera entre el valor de PM_i y el 85 por 100 de la potencia contratada P_{ci} , P_{di} será la potencia registrada correspondiente. Será expresada en KW.

2.º Que en algún período tarifario i la potencia realmente demandada y registrada en cualquiera de los períodos tarifarios i sea superior a la potencia máxima que puede llegar a absorber de la red según contrato PM_i . En este caso, para el cálculo de la potencia a facturar, se aplicará la fórmula establecida con carácter general en el artículo 9, apartado 1.2, del presente Real Decreto.

Artículo 7. Definición de las tarifas de acceso.

Las tarifas de acceso de aplicación general, sin más condiciones que las que las derivadas de la tensión a que se haga la acometida y las que se establecen para cada una de ellas, son las siguientes:

a) Tarifas de baja tensión:

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y son las siguientes:

Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.

Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.

b) Tarifas de alta tensión:

Se aplicarán a los suministros efectuados a tensiones superiores a 1 kV y son las siguientes:

Tarifa 3.1A: tarifa específica de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.

Tarifa 6: tarifas generales para alta tensión.

Para cada una de estas tarifas sus condiciones de aplicación son las siguientes:

1. Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.—Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW.

A esta tarifa sólo le es de aplicación la facturación de energía reactiva si se midiera un consumo de energía reactiva durante el período de facturación superior al 50 por 100 de la energía activa consumida durante el mismo, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Los suministros acogidos a esta tarifa podrán optar por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA). En esta modalidad se aplican precios diferenciados para la energía consumida en las horas diurnas (punta-llano) de la consumida en las horas nocturnas (valle). La potencia contratada será la correspondiente a las horas diurnas. El límite de la potencia en las horas nocturnas será el admisible técnicamente en la instalación y, además, quienes se acojan a esta tarifa deberán comunicar a la empresa distribuidora las potencias máximas de demanda en horas nocturnas y diurnas.

2. Tarifa 3.0A: tarifa general para baja tensión.—Se podrá aplicar a cualquier suministro de baja tensión.

A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

3. Tarifa 3.1A: tarifa de tres períodos para tensiones de 1 a 36 kV.—Será de aplicación a los suministros en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en todos los períodos tarifarios igual o inferior a 450 kW.

A esta tarifa le es de aplicación la facturación por energía reactiva en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período

tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

4. Tarifas 6: tarifas generales para alta tensión.—Serán de aplicación a cualquier suministro en tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV con potencia contratada en alguno de los períodos tarifarios superior a 450 kW y a cualquier suministro en tensiones superiores a 36 kV, en el escalón de tensión que corresponda en cada caso, excepto la tarifa de conexiones internacionales que se aplicará a las exportaciones de energía, incluidas las de agentes externos, a los tránsitos de energía no contemplados en el artículo 1.3 del presente Real Decreto y en los casos previstos en el artículo 10 del presente Real Decreto.

Estas tarifas se diferencian por niveles de tensión y están basadas en seis períodos tarifarios en que se dividen la totalidad de las horas anuales.

A estas tarifas les son de aplicación la facturación por energía reactiva, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Las potencias contratadas en los diferentes períodos serán tales que la potencia contratada en un período tarifario (P_{n+1}) sea siempre mayor o igual que la potencia contratada en el período tarifario anterior (P_n).

Sus modalidades, en función de la tensión de servicio, son:

Nivel de tensión	Tarifa
≥ 1 kV y < 36 kV	6.1
≥ 36 kV y $< 72,5$ kV	6.2
$\geq 72,5$ kV y < 145 kV	6.3
≥ 145 kV	6.4
Conexiones internacionales	6.5

Artículo 8. Períodos tarifarios.

Los períodos tarifarios para cada una de las modalidades de tarifa establecidas son los siguientes:

1. Modalidad de dos períodos: tarifa de acceso nocturna en baja tensión 2.0NA. Será de aplicación a la tarifa 2.0NA para baja tensión cuando se haya contratado esta modalidad de consumo. La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Período horario	Duración — horas/día
Punta y llano	16
Valle	8

Se considerarán como horas punta y llano y horas valle en todas las zonas en horario de invierno y horario de verano las siguientes:

Período horario			Duración — horas/día
7-23	23-24 0-7	8-24	0-8

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

2. Modalidad de tres períodos. Será de aplicación a la tarifa 3.0A para baja tensión y a la tarifa 3.1A de alta tensión. La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Período horario	Duración — horas/día
Punta	4
Llano	12
Valle	8

Se consideran horas punta, llano y valle, en cada una de las zonas, las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Llano	Valle	Punta	Llano	Valle
1	18-22	8-18 22-24	0-8	9-13	8-9 13-24	0-8
2	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
3	18-22	8-18 22-24	0-8	19-23	0-1 9-19 23-24	1-9
4	19-23	8-19 23-24	0-8	20-24	0-1 9-20	1-9

A estos efectos las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional serán las relacionadas a continuación e incluyen las Comunidades Autónomas que se indican:

Zona 1: Galicia, Asturias, Cantabria, País Vasco, Castilla y León, La Rioja, Navarra, Aragón, Cataluña, Madrid, Castilla-La Mancha, Extremadura, Valencia, Murcia y Andalucía.

Zona 2: Baleares.

Zona 3: Canarias.

Zona 4: Ceuta y Melilla.

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

3. Modalidad de seis períodos. Será de aplicación a las tarifas generales de alta tensión. Para esta modalidad los tipos de días, períodos tarifarios y horarios concretos a aplicar son los que se definen a continuación:

1. Tipos de días.

Para la aplicación de estas tarifas, se divide el año eléctrico en los tipos de días siguientes:

Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.

Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.

Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas alta, media y baja serán las siguientes:

a) Para península:

1.^a Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.

2.^a Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.

3.^a Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.

b) Para Baleares, Ceuta y Melilla:

1.^a Temporada alta: junio, julio, agosto y septiembre.

2.^a Temporada media: enero, febrero, octubre y diciembre.

3.^a Temporada baja: marzo, abril, mayo y noviembre.

c) Para las islas Canarias:

1.^a Temporada alta: diciembre, enero, febrero y marzo.

2.^a Temporada media: abril, septiembre, octubre y noviembre.

3.^a Temporada baja: mayo, junio, julio y agosto.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

2. Períodos tarifarios. La composición de los seis períodos tarifarios es la siguiente:

Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.

Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.

Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.

Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.

Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.

Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:

1.^a Ocho horas de los días tipo A.

2.^a Ocho horas de los días tipo B.

3.^a Ocho horas de los días tipo C.

4.^a Veinticuatro horas de los días tipo D.

Las horas de este período, a efectos de acometida, serán las correspondientes a horas valle.

3. Horarios a aplicar en cada período tarifario. Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios serán los siguientes:

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	—	—	—
2	De 8 a 16 De 22 a 24	—	—	—
3	—	De 9 a 15	—	—
4	—	De 8 a 9 De 15 a 24	—	—
5	—	—	De 8 a 24	—
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Artículo 9. Determinación de los componentes de la facturación de las tarifas de acceso.

Las tarifas de acceso se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva que se determinarán tal como se expresa a continuación:

1. Término de facturación de potencia.—El término de facturación de potencia, el cálculo de la potencia a facturar que interviene en el mismo, así como la forma de proceder en el caso de modificación de las potencias contratadas a lo largo del año, se determinarán de la forma siguiente:

1.1 Término básico de facturación de potencia:

Para cada uno de los períodos tarifarios aplicables a las tarifas, definidos en el artículo anterior, se contratará una potencia, aplicable durante todo el año.

El término de facturación de potencia será el sumatorio resultante de multiplicar la potencia a facturar en cada período tarifario, que se define más adelante, por el término de potencia correspondiente, según la fórmula siguiente:

$$FP = \sum_{i=1}^{i=n} t_{pi} P_{fi}$$

Donde:

P_{fi} = potencia a facturar en el período tarifario i , expresada en kW.

t_{pi} = precio anual del término de potencia del período tarifario i .

Se facturará mensualmente la dozava parte del resultado de aplicar la fórmula anterior.

1.2 Determinación de la potencia a facturar:

La determinación de la potencia a facturar se realizará en función de las potencias contratadas en cada período tarifario y, en su caso, dependiendo de cada tarifa, las potencias realmente demandadas en el mismo durante el período de facturación considerado, de acuerdo con lo siguiente:

a) Control y medición de la potencia demandada:

El control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los adecuados aparatos de control y medida según la modalidad de tarifa contratada, de acuerdo con lo siguiente:

1. Tarifa 2.0A: el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación del Interruptor de Control de Potencia (ICP) tarado al amperaje correspondiente a la potencia contratada. En la modalidad de 2 períodos, tarifa nocturna, el control mediante ICP se realizará para la potencia contratada en el período diurno (punta-llano).

2. Tarifa 3.0A y 3.1A: el control de la potencia demandada se realizará mediante la instalación de los correspondientes aparatos de medida que registrarán la potencia cuarto horaria máxima demandada en cada período tarifario, punta, llano o valle del período de facturación.

3. Tarifas 6: en estas tarifas el control de la potencia demandada se realizará por medio de las mediciones cuarto horarias de los equipos de medida.

b) Determinación de la potencia a facturar en cada período tarifario (P_{fi}):

La determinación de la potencia a facturar en cada período tarifario (P_{fi}) para cada tarifa se realizará de la forma siguiente:

1. Tarifa 2.0A: la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada. Para los suministros acogidos a esta tarifa que opten por la modalidad de tarifa de acceso nocturna (2.0NA) la potencia a facturar será la potencia contratada correspondiente a las horas diurnas.

2. Tarifas 3.0A y 3.1A: la potencia a facturar a considerar en la fórmula establecida para estas tarifas en el apartado 1.1 del presente artículo en cada período de facturación y cada período tarifario se calculará de la forma que se establece a continuación:

a) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, estuviere dentro del 85 al 105 por 100 respecto a la contratada, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (P_{fi}).

b) Si la potencia máxima demandada, registrada en el período de facturación, fuere superior al 105 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar en el período considerado (P_{fi}) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105 por 100 de la potencia contratada.

c) Si la potencia máxima demandada en el período a facturar fuere inferior al 85 por 100 de la potencia contratada, la potencia a facturar (P_{fi}) será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada.

3. Tarifas 6: la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada.

En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, se procederá, además, a la facturación de todos y cada uno de los excesos registrados en cada período, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_{EP} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \times 234 \times A_{ei}$$

Donde:

K_i = coeficiente que tomará los siguientes valores dependiendo del período tarifario i :

Período ...	1	2	3	4	5	6
K_i	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

A_{ei} = se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Donde:

P_{dj} = potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del período i en que se haya sobrepasado P_{ci} .

P_{ci} = potencia contratada en el período i en el período considerado.

Estas potencias se expresarán en kW.

Los excesos de potencia se facturarán mensualmente.

1.3 Modificaciones de las potencias contratadas:

Para los consumidores o sus mandatarios, de acuerdo con el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso establecido en el artículo 1, apartado 1, del presente

Real Decreto, que efectúen modificaciones de las potencias contratadas en las condiciones establecidas en el presente Real Decreto antes de que finalice el período anual del contrato, el término básico de facturación de la potencia será el resultante de aplicar la fórmula establecida con carácter general en el punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del presente Real Decreto, ponderada en función del número de meses en que es de aplicación a lo largo del año.

En cualquier caso, una modificación de potencias no implicará la compensación de los posibles excesos de potencia que se hubieran facturado antes de la contratación de las nuevas potencias.

2. Término de facturación de energía activa.—El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida y medida por contador en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FE = \sum_{i=1}^{i=n} E_i t_{ei}$$

Donde:

E_i = energía consumida en el período tarifario i , expresada en kWh.

t_{ei} = precio del término de energía del período tarifario i .

El término de facturación de energía activa se facturará mensualmente, incluyendo la energía consumida en el mes correspondiente a cada período tarifario i .

En la tarifa simple de baja tensión, la facturación podrá ser bimestral, e incluirá la energía consumida en el período de facturación correspondiente a cada período tarifario i .

3. Término de facturación de energía reactiva.—El término de facturación por energía reactiva será de aplicación a cualquier tarifa, para lo cual se deberá disponer del contador de energía reactiva permanentemente instalado, excepto en el caso de la tarifa simple de baja tensión (2.0A). No obstante, los consumidores a la tarifa simple de baja tensión estarán sujetos a la excepción que se concreta en el párrafo a) segundo del presente apartado.

Este término se aplicará sobre todos los períodos tarifarios, excepto en el período 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y en el período 6, para las tarifas 6, siempre que el consumo de energía reactiva exceda el 33 por 100 del consumo de activa durante el período de facturación considerado ($\cos \psi < 0,95$) y únicamente afectará a dichos excesos.

El precio de kVArh de exceso se establecerá en céntimos de euro/kVArh.

Para la determinación de su cuantía, se deberá disponer del contador de energía reactiva instalado.

Las facturaciones que obtengan las empresas distribuidoras por este término no estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedando en poder de cada una de ellas, y se dedicarán a las acciones necesarias para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las empresas distribuidoras respecto a la red de transporte, para lo cual deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, dentro de los tres primeros meses de cada año, un Plan de Actuaciones para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá recabar cuanta información sea necesaria y realizar las comprobaciones que

estime oportunas, bien directamente o a través de la Comisión Nacional de Energía, para garantizar la correcta dedicación de dichas recaudaciones.

Las condiciones particulares que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, son las siguientes:

a) Corrección obligatoria del factor de potencia:

Cuando un consumidor tenga un consumo de energía reactiva superior a 1,5 veces el de energía activa en tres o más mediciones, la empresa distribuidora que le suministra deberá comunicarlo al organismo competente de la Comunidad Autónoma, quien podrá establecer al consumidor un plazo para la mejora de su factor de potencia y, si no se cumpliera el plazo establecido, podrá llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes en tanto no se mejore la instalación en la medida precisa.

Los suministros acogidos a la tarifa simple deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50 por 100 del consumo de energía activa; en caso contrario, la empresa distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los períodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente. En el caso de suministros acogidos a tarifa simple nocturna, esto se aplicará sólo al período tarifario correspondiente a las horas diurnas.

b) Corrección de los efectos capacitivos:

Cuando la instalación de un suministro produzca efectos capacitivos que den lugar a perturbaciones apreciables en la red de distribución o de transporte, cualquier afectado por las perturbaciones podrá ponerlo en conocimiento del organismo competente, el cual, previo estudio de aquéllas, recabará del consumidor o su mandatario, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 1, apartado 1, del presente Real Decreto, su corrección y le fijará un plazo para ello. En caso de no hacerlo así se aplicarán las medidas que procedan, pudiendo llegar a ordenar la suspensión del ejercicio del derecho al acceso a las redes del distribuidor.

c) Gestión de los equipos de corrección de energía reactiva:

Las empresas distribuidoras podrán acordar con sus clientes, individualmente o con carácter general para una zona determinada, la desconexión total o parcial de sus equipos de corrección de energía reactiva y del contador de la misma durante las horas valle, y la fijación del término por energía reactiva a aplicar en estos casos. Dichos acuerdos deberán tener la conformidad de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 10. *Aplicación de la tarifa de acceso 6.5 a determinados consumidores cualificados.*

Los requisitos y procedimiento para que determinados consumidores cualificados puedan aplicar la tarifa de acceso 6.5 que se regula en el presente Real Decreto, así como las condiciones de aplicación de la tarifa en estos casos, son los siguientes:

1. Los consumidores cualificados que quieran optar a la aplicación de la tarifa de acceso correspondiente al escalón de tensión 5 (tarifa denominada de conexiones

internacionales) deberán cumplir los siguientes requisitos:

1. Ejercer su condición de cualificados para la totalidad de su consumo.
2. Tener un volumen de consumo anual en el período tarifario 6, de los definidos en el artículo 8 del presente Real Decreto, igual o superior a 50 GWh.
3. Adquirir el compromiso de conectarse a tensiones más elevadas, mayores de 145 kV, si el sistema lo requiere y la empresa eléctrica lo hace físicamente posible.
4. Gestionar los equipos de corrección de energía reactiva a solicitud de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y, en su caso, del gestor de la red de distribución a la que esté conectado en condiciones de preaviso suficiente y acordado, que aprobará la Dirección General de Política Energética y Minas, individual o colectivamente.
5. Disponer de relé de frecuencia de desconexión automática instalado para el caso de fallo del sistema. Las condiciones para la desconexión automática serán previamente acordadas con «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» con el conocimiento del distribuidor de la zona y posteriormente fijadas por la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. El procedimiento a seguir por el consumidor cualificado para poder aplicar la tarifa de acceso del escalón 5 de tensión, sucesivamente, será el siguiente:

1. Presentación a «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» del certificado de consumo en el año anterior correspondiente al período 6 emitido por la empresa distribuidora a la que esté conectado.
2. Firma con «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y, en su caso, con el gestor de la red de distribución a la que esté conectado de los acuerdos sobre gestión, los equipos de corrección de energía reactiva y condiciones para la desconexión automática a que hacen referencia los apartados 1.4 y 1.5 del presente artículo, quién, en el caso de aprobación particular, los trasladará a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación.
3. Presentación de los acuerdos que recoge el párrafo anterior, debidamente autorizados, a la empresa distribuidora a la que esté conectado el consumidor junto con el compromiso firmado a que hace referencia el apartado 1.3 del presente artículo.
4. Instalación de relé de frecuencia de desconexión automática, que será comunicado a «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» y, en su caso, con el gestor de la red de distribución a la que esté conectado, para poder efectuar las pruebas de funcionamiento correspondientes.
5. Suscripción del contrato de acceso con la empresa distribuidora a la que esté conectado. Dicho contrato no podrá entrar en vigor hasta que la empresa distribuidora comunique a la Dirección General de Política Energética y Minas la fecha en que se va a iniciar el contrato, que en ningún caso podrá ser antes de que transcurran diez días desde la fecha de dicha comunicación, que deberá ir acompañada de los parámetros de contratación y de fotocopia de toda la documentación presentada para la firma del contrato a la que se hace referencia en los párrafos 1 a 5 del apartado 2 del presente artículo.
6. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá denegar la aplicación de dicha tarifa si no se cumplieran los requisitos impuestos para su aplicación o se detectaran irregularidades o incumplimientos en su aplicación. Esto último podrá suponer la refacturación a tarifa de acceso general de alta tensión correspon-

diente a la tensión de suministro al consumidor cualificado desde la entrada en vigor del contrato.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas distribuidoras información individualizada sobre datos de contrato, consumo y facturación de estos contratos. «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima» informará a la Dirección General de Política Energética y Minas de la aplicación de los acuerdos que firmen con cada uno de estos consumidores sobre gestión de energía reactiva y desconexión automática.

3. Condiciones de aplicación. En estos casos, el término de facturación de potencia de la tarifa de acceso se calculará de acuerdo con lo dispuesto de forma general en el presente Real Decreto, quedando excluidos de la aplicación de particularidades previstas a efectos de consideración de potencia contratada en el apartado 4 del artículo 6 del presente Real Decreto para los contratos de conexiones internacionales. A estos contratos de conexiones internacionales no les será de aplicación el término de energía reactiva.

Artículo 11. Precios de las diferentes tarifas.

El Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, establecerá los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso que se definen en el presente Real Decreto.

Disposición adicional única. Revisión de la tarifa D de venta a distribuidores.

1. Los términos de potencia y energía de las tarifas de compra de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, tarifas D.1, D.2, D.3 y D.4, se revisarán en relación con los publicados para el resto de tarifas, atendiendo a la estructura especial del mercado de estos distribuidores, ponderando en un 80 por 100 la revisión de los términos correspondientes de la tarifa doméstica 2.0 y en un 20 por 100 los de la tarifa de media tensión 1.1 (o equivalentes que las sustituyan). Las cantidades obtenidas se corregirán para que el margen teórico resultante con la estructura de mercado indicada sea igual al precedente.

2. De acuerdo con lo anterior, la variación de la tarifa D respecto a la del año precedente se calcula en tanto por uno con la fórmula siguiente:

$$V_D = \frac{0.8 E_{2.0} (K_{2.0} \alpha - 1) + 0.2 E_{1.1} (K_{1.1} \alpha - 1) + 1.06 (1 - \alpha) (0.85 E_{D,1} + 0.15 E_{D,2})}{1.06 \alpha (0.85 E_{D,1} + 0.15 E_{D,2})}$$

Donde las variables tienen el siguiente significado:

V_D = variación de la tarifa D en tanto por 1. Dicha variación se aplica en cada revisión de tarifas sobre los términos de potencia y energía de la tarifa D en los diferentes niveles de tensión.

α = $\frac{1 - Cu^n}{1 - Cu^{n-1}}$
siendo Cu^n la suma de los porcentajes sobre la facturación que las empresas distribuidoras que compran energía a tarifa D deben entregar en concepto de cuotas con destinos específicos

en el año que se calcula, y Cu^{n-1} el mismo concepto en el año precedente.

$E_{2.0}$ = término de energía de la tarifa doméstica 2.0 o equivalente que la sustituya del año precedente.

$E_{1.1}$ = término de energía de la tarifa de media tensión 1.1 o equivalente que la sustituya del año precedente.

$K_{2.0}$ = relación entre los términos de energía de la tarifa 2.0 del año que se calcula y la tarifa anterior:
 $K_{2.0} = E_{2.0}^n / E_{2.0}$

$K_{1.1}$ = relación entre los términos de energía de la tarifa 1.1 del año que se calcula y la tarifa anterior:
 $K_{1.1} = E_{1.1}^n / E_{1.1}$

$E_{D.1}$ = término de energía de la tarifa D.1 anterior.

$E_{D.2}$ = término de energía de la tarifa D.2 anterior.

Disposición transitoria primera. *Régimen transitorio de los contratos vigentes.*

1. Los contratos de tarifas de acceso suscritos antes de la próxima aprobación por el Gobierno de la tarifa eléctrica al amparo de lo establecido en el artículo 17.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se adaptarán a lo dispuesto en el presente Real Decreto en el plazo de seis meses desde su entrada en vigor, rigiéndose hasta entonces por lo dispuesto en el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre.

2. A partir del plazo que se establece en el apartado anterior, a dichos contratos les serán de aplicación, de forma automática, las nuevas tarifas que se indican a continuación, sin perjuicio de sus derechos a solicitar el cambio de las mismas cuando proceda:

Tarifa antigua	Tarifa nueva
<p>Baja tensión:</p> <p>2.0 General, potencia no superior a 15 kW. 3.0 General. 4.0 General larga utilización. B.0 Alumbrado público. R.0 Riegos agrícolas.</p> <p>Alta tensión:</p> <p>Tarifas T de tracción:</p> <p>T.1: No superior a 36 kV. T.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV. T.3: Mayor de 72,5 kV.</p> <p>Tarifas D distribuidores:</p> <p>D.1: No superior a 36 kV. D.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV. D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV. D.4: Mayor de 145 kV.</p> <p>Tarifas generales de alta tensión:</p> <p>Escalón 1: No superior a 14 kV. Escalón 2: Mayor de 14 kV y no superior a 36 kV. Escalón 3: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV. Escalón 4: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145kV. Escalón 5: Mayor de 145 kV. Escalón 6: Conexiones internacionales.</p>	<p>Baja tensión:</p> <p>2.0A Simple para baja tensión. 3.0A General para baja tensión. 3.0A General para baja tensión. 3.0A General para baja tensión. 3.0A General para baja tensión.</p> <p>Alta tensión:</p> <p>Tarifas generales de alta tensión:</p> <p>6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1). 6.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV. 6.3: Mayor de 72,5 kV.</p> <p>Tarifas generales de alta tensión:</p> <p>6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1). 6.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV. 6.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV. 6.4: Mayor de 145 kV.</p> <p>Tarifas generales de alta tensión:</p> <p>6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1). 6.1 ó 3.1A: No superior a 36 kV (1). 6.2: Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV. 6.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV. 6.4: Mayor de 145 kV. 6.5: Conexiones internacionales.</p>

(1) Se aplicará la tarifa 3.1 cuando la potencia contratada en él en todos los períodos tarifarios sea igual o inferior a 450 KW y 6.1 si es superior a dicha potencia.

(2) Se denominará tarifa 6.5I a la correspondiente a conexiones internacionales y 6.5C a la correspondiente a aquellos suministros que cumpliendo los requisitos del artículo 10 del presente Real Decreto se acojan a la tarifa de acceso 6.5, así como aquellos suministros que con anterioridad a la publicación del presente Real Decreto estuvieran acogidos a la tarifa de acceso general de alta tensión, denominada conexiones internacionales en aplicación del artículo 22 del Real Decreto-ley 6/2000.

Disposición transitoria segunda. *Paso del contrato de tarifa al contrato de acceso.*

Todos los consumidores cualificados que con anterioridad a su cualificación estuvieran recibiendo el suministro a tarifa, a los efectos de lo previsto en el artículo 5, apartado 3, del presente Real Decreto tendrán automáticamente concedido el derecho de acceso a las redes por la potencia que tuvieran adscrita a la instalación que, en cualquier caso, no podrá ser inferior a la contratada en tarifa, sin que proceda cargo alguno en concepto de depósito de garantía.

Con este fin, el consumidor, directamente o a través de su representante, deberá comunicar a la empresa

distribuidora el cambio, debiéndose proceder a la instalación de los equipos y firma del nuevo contrato de acceso en los términos previstos en el presente Real Decreto. Se deberá proceder al cierre de las lecturas correspondientes al suministro a tarifa en el plazo de quince días desde la baja del contrato a tarifa.

Disposición transitoria tercera. *Consumos propios.*

En el plazo de un mes desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los sujetos relacionados en el apartado segundo del artículo 1 deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación, previo informe de la Comisión Nacio-

nal de Energía, un listado de los consumos propios con justificación de los mismos.

Disposición transitoria cuarta. *Tránsitos de energía en la Unión Europea.*

La aplicación de lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 1 no será de aplicación para los tránsitos de energía eléctrica que tengan su origen y destino en países miembros de la Unión Europea hasta tanto exista un régimen equivalente en dichos países.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

A partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto quedan derogados el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes, y cuantas disposiciones de igual o menor rango se opongan a lo dispuesto en el presente Real Decreto, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria primera del presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

1. Se faculta al Ministro de Economía para que pueda modificar tanto los meses que constituyen las temporadas eléctricas como los horarios concretos a aplicar en cada período tarifario y zonas previstos en el artículo 8 del presente Real Decreto, teniendo en cuenta la evolución de la curva de la demanda.

2. El Ministro de Economía queda facultado para dictar las normas que sean precisas para la aplicación del presente Real Decreto.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid a 26 de octubre de 2001.

JUAN CARLOS R.

El Vicepresidente Segundo del Gobierno
para Asuntos Económicos
y Ministro de Economía,
RODRIGO DE RATO Y FIGAREDO

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL



STP 5000TL-20 / STP 6000TL-20 / STP 7000TL-20 / STP 8000TL-20 / STP 9000TL-20



Rentable

- Rendimiento máximo del 98%
- Gestión de las sombras mediante OptiTrac Global Peak
- Gestión activa de la temperatura gracias a OptiCool

Flexibilidad

- Tensión de entrada de CC hasta 1.000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Inyección de potencia reactiva
- Diseño de instalaciones adaptada a cada módulo con Optiflex

Comunicativo

- SMA Webconnect
Comunicación con Sunny Portal
- Comunicación *Bluetooth*
- Fácil configuración por países
- Relé multifunción de serie

Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado ESS
- Sencillo montaje mural

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

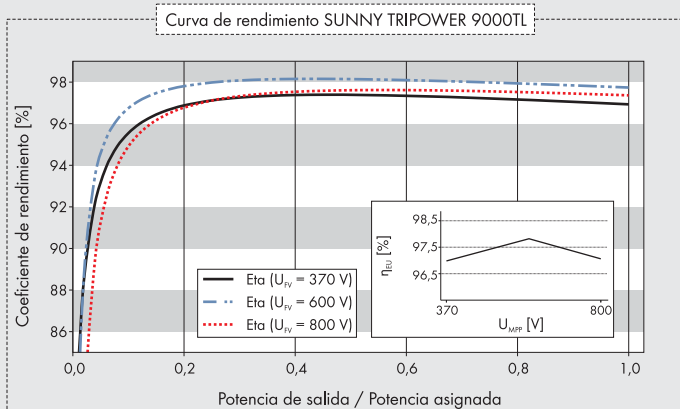
El trifásico para el hogar

Tecnología punta y el mejor rendimiento en casa: el Sunny Tripower de las clases de potencia de 5 a 9 kW establece también nuevos estándares en instalaciones fotovoltaicas privadas. Muy flexible gracias a Optiflex y su multistring asimétrico, proporciona, con su rendimiento máximo y OptiTrac Global Peak, las mayores ganancias. Además de la comunicación a través de la antena *Bluetooth* exterior, cuenta con una conexión directa de serie con el Sunny Portal a través de SMA Webconnect: por primera vez sin necesidad de registrador de datos. La antena *Bluetooth* es también la conexión directa a Sunny Portal mediante SMA Webconnect de serie, por primera vez sin registrador de datos. Además, el "pequeño" Sunny Tripower cuenta con funciones integradas para la gestión de la red, permite una inyección de potencia reactiva y es adecuado para operar con un diferencial de 30 mA.

SUNNY TRIPOWER

5000TL / 6000TL / 7000TL / 8000TL / 9000TL

Datos técnicos	Sunny Tripower 5000TL	Sunny Tripower 6000TL
Entrada (CC)		
Potencia máx. de CC (cos $\phi=1$)	5100 W	6125 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	245 V - 800 V / 580 V	295 V - 800 V / 580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada (entrada A / B)	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A / B)	11 A / 10 A	11 A / 10 A
Número de entradas independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2
Salida (CA)		
Potencia asignada (230 V, 50 Hz)	5000 W	6000 W
Potencia aparente de CA máx.	5000 VA	6000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignadas de red	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Corriente de salida máx.	7,3 A	8,7 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	3 / 3	3 / 3
Rendimiento		
Rendimiento máx. / europeo	98% / 97,1%	98% / 97,4%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada	●	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC) / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III	I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)
Peso	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Emisiones de ruido (típicas)	40 dB(A)	40 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	1 W	1 W
Topología / sistema de refrigeración	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
Características		
Conexión de CC / CA	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte
Pantalla	Gráfico	Gráfico
Interfaz: RS485 / Bluetooth / Webconnect	- / ● / ●	- / ● / ●
Relé multifunción / Power Control Module	● / ○	● / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438*, G83/1-1, IEC 61727, NRS 097, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1	
Modelo comercial	STP 5000TL-20	STP 6000TL-20



Accesorios



Power Control Module
(PWCBRD-10)

* No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438

● De serie ○ Opcional – No disponible
 Datos provisionales: estado de enero 2013
 Datos en condiciones nominales

Sunny Tripower 7000TL	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL	
7175 W	8200 W	9225 W	
1000 V	1000 V	1000 V	
290 V - 800 V / 580 V	330 V - 800 V / 580 V	370 V - 800 V / 580 V	
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
15 A / 10 A	15 A / 10 A	15 A / 10 A	
2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	2 / A:2; B:2	
7000 W	8000 W	9000 W	
7000 VA	8000 VA	9000 VA	
3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	3 / N / PE; 220 / 380 V	
3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	3 / N / PE; 230 / 400 V	
3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 240 / 415 V	
160 V - 280 V	160 V - 280 V	160 V - 280 V	
50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz	
50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V	
10,2 A	11,6 A	13,1 A	
1	1	1	
0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	
3 / 3	3 / 3	3 / 3	
98% / 97,5%	98% / 97,6%	98% / 97,6%	
●	●	●	
● / ●	● / ●	● / ●	
● / ● / -	● / ● / -	● / ● / -	
●	●	●	
I / III	I / III	I / III	
470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	470 / 730 / 240 mm (18,5 / 28,7 / 9,5 in)	
37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	37 kg (81,6 lb)	
-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	
40 dB(A)	40 dB(A)	40 dB(A)	
1 W	1 W	1 W	
Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	Sin transformador / OptiCool	
IP65	IP65	IP65	
4K4H	4K4H	4K4H	
100%	100%	100%	
SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	SUNCLIX / Borne de conexión por resorte	
Gráfico	Gráfico	Gráfico	
- / ● / ●	- / ● / ●	- / ● / ●	
● / ○	● / ○	● / ○	
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	
AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21 (>6 kWp), EN 50438*, G83/1-1, IEC 61727, NRS 097, PPC, PPDS, RD1699, RD 661/2007, SI 4777, UTE C15-712-1, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1			
STP 7000TL-20	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20	

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de instalaciones fotovoltaicas





ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

Valladolid, Julio de 2013

Los Ingenieros Técnicos:

David Muñoz Díaz

Fdo:

Fernando Prieto Vicente

Fdo: