

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

FACULTAD DE CIENCIAS EXPERIMENTALES



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA QUÍMICA

PROYECTO DE PLANTA FOTOVOLTAICA

CONECTADA A RED DE 116,025 KWP (100 KWN)

Almería, Septiembre de 2012

ANTONIO JOSÉ ALARCÓN RODRÍGUEZ

ÍNDICE GENERAL.

DOCUMENTO 1. MEMORIA.

ANEJO 1. SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

ANEJO 2. DIMENSIONADO Y CALCULO DE LA INSTALACIÓN.

ANEJO 3. SIMULACIÓN Y RESULTADOS.

ANEJO 4. MÉTODO DE CÁLCULO RADOX.

ANEJO 5. ESTUDIO BÁSICO SEGURIDAD Y SALUD.

ANEJO 6. CERTIFICADOS DE LOS EQUIPOS.

ANEJO 7. PROGRAMA DE EJECUCIÓN.

ANEJO 8. EVALUACIÓN ECONÓMICO FINANCIERA.

DOCUMENTO 2. PLIEGO DE CONDICIONES.

DOCUMENTO 3. PLANOS.

DOCUMENTO 4. PRESUPUESTO.

DOCUMENTO N° 1:

MEMORIA

ÍNDICE.

1.	ESTADO DE PARTIDA.....	- 4 -
1.1.	ANTECEDENTES, OBJETO Y FINALIDAD	- 4 -
1.2.	JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	- 4 -
1.3.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN	- 9 -
1.4.	ALCANCE.....	- 10 -
1.5.	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	- 11 -
2.	NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	- 11 -
2.1.	INSTALACIONES ELÉCTRICAS	- 11 -
2.2.	SEGURIDAD Y SALUD	- 14 -
3.	ESTUDIO DE ALTERNATIVAS	- 14 -
4.	SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA. GENERALIDADES.....	- 16 -
4.1.	EL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	- 16 -
4.2.	LA CÉLULA SOLAR	- 19 -
4.2.1.	Parámetros generales	- 20 -
4.3.	GENERADOR FOTOVOLTAICO	- 21 -
4.3.1.	El panel fotovoltaico	- 21 -
4.3.2.	Características principales del panel.....	- 23 -
5.	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	- 25 -
5.1.	ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	- 25 -
5.2.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	- 25 -
5.2.1.	Parámetros principales.....	- 25 -
5.2.2.	Interconexión de paneles	- 26 -
5.3.	INVERSOR	- 27 -
5.3.1.	Selección del inversor	- 27 -
5.3.2.	Dimensionado eléctrico del inversor.....	- 28 -
5.3.3.	Dimensiones físicas del inversor	- 28 -
5.3.4.	Instalación y transporte	- 28 -
5.3.5.	Bornes de conexión del inversor	- 30 -
5.3.6.	Fusibles de red y sección de cable	- 30 -
5.3.7.	Protecciones en inversores	- 30 -
5.4.	ESTRUCTURA DE SOPORTE Y ANCLAJE	- 32 -
5.5.	CABLEADO ELÉCTRICO Y PROTECCIONES	- 33 -
5.5.1.	Lado de corriente continua	- 34 -

Memoria

5.5.2. Lado de corriente alterna.....	- 36 -
5.6. TOMA DE TIERRA	- 36 -
6. CONEXIÓN A LA RED DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA	- 37 -
6.1. GENERALIDADES	- 37 -
6.2. CUADRO DE SALIDA	- 38 -
6.3. ELEMENTOS DE MEDIDA.....	- 39 -
6.4. CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN	- 40 -
7. EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA	- 41 -
8. EVALUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA	- 42 -
9. RESUMEN DEL PRESUPUESTO.....	- 43 -
10. PLANOS	- 43 -
11. BIBLIOGRAFÍA	- 43 -
12. CONCLUSIÓN	- 44 -

1. ESTADO DE PARTIDA

1.1. ANTECEDENTES, OBJETO Y FINALIDAD

Se redacta el presente “Proyecto de Planta Fotovoltaica Conectada a Red de 116 kW de Potencia Pico 100 kW de Potencia Nominal” en cumplimiento de la realización del Proyecto Fin de Carrera propio de la titulación de Ingeniería Química de la Facultad de Ciencias Experimentales (Universidad de Almería), actuando como redactor del mismo el alumno Antonio J. Alarcón Rodríguez.

Será objeto del presente Proyecto establecer las condiciones técnicas y de seguridad de la Instalación Fotovoltaica, de modo que se asegure un normal funcionamiento de la misma, se preserve la seguridad de las personas y los bienes, y se contribuya a su fiabilidad técnica, a la eficiencia energética y a la durabilidad de estas instalaciones.

La finalidad de la Planta Solar Fotovoltaica será la producción de energía eléctrica a partir de energía solar, para su posterior vertido a la red general de distribución eléctrica. De este modo, se justificarán en el presente Proyecto todos los elementos necesarios para ejecutar una Instalación Fotovoltaica Conectada a Red, de 100 kW de potencia nominal.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

El Plan de Energías Renovables establece los objetivos a alcanzar en el contexto del empleo de energías limpias, fijando como hitos principales:

- Que las energías renovables sustenten el 12 % del consumo total de energía.
- La electricidad generada proceda en un 29,4 % de energías renovables.

Memoria

- El consumo de los transportes provenga en un 5,75% de biocombustibles.

En este sentido, existe un régimen especial para instalaciones productoras de energía eléctrica, regulado actualmente por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el cual instalaciones que usan alguna fuente de energía renovable como energía primaria se ven favorecidas por un régimen retributivo que se complementa con la percepción de una prima, tal y como establece el citado real decreto.

En el caso de una instalación fotovoltaica, si ésta únicamente emplea energía solar como energía primaria, la instalación se encuadrará en el subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica, percibiendo de este modo 44,0381 céntimos de € por cada kWh inyectado a la red durante los primeros 25 años, y 33,2305 c€/kWh a partir de entonces, si la instalación posee una potencia menor o igual a 100 kW, como es el caso.

Sin embargo, las expectativas fijadas en el RD 661/2007 se han alcanzado más rápidamente de lo esperado, de manera que en agosto de 2007 se había superado el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010. Ya en el mes de mayo de 2008 se alcanzaron los 1.000 MW de potencia instalada. De este modo, frente al elevado crecimiento de la potencia instalada mediante tecnología solar fotovoltaica, surgió Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Principales modificaciones aportadas por el RD 1578/2008:

- Se establecen 2 tipos de instalaciones: tipo I, instalaciones sobre cubierta, y tipo II, instalaciones sobre suelo. Dentro del tipo I: tipo I.1 (potencia \leq 20 kW) y tipo I.2 (potencia $>$ 20 kW)
- Se reduce la tarifa impuesta por el RD 661/2007 a los siguientes valores: 34 c€/kWh para el subtipo I.1, y 32 c€/kWh para el subtipo I.2 y el tipo II.
- Se establece un cupo de potencia anual, repartido en 4 convocatorias (trimestrales).
- Se crea un Registro de Preasignación al cual las instalaciones deben acogerse para poder optar a la tarifa regulada, una vez éstas obtengan el Punto de Conexión por parte de la compañía eléctrica distribuidora, la Autorización Administrativa por parte de Industria, y la Licencia de Obras por parte del preceptivo Ayuntamiento.
- La tarifa regulada evoluciona a medida que se va pre-registrando la potencia asignada en las distintas convocatorias. Esto se traduce en una disminución de la prima a percibir, una vez se ha asegurado un aumento de la demanda, y por tanto un crecimiento de mercado.

Memoria

Nuevamente en el 23 de Noviembre de 2010 se publico un nuevo Real Decreto el 1565/2010 con el fin de evitar la especulación en el sector con lo que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial para instalaciones fotovoltaicas.

Principales modificaciones aportadas por el RD 1565/2010:

- Instalaciones o agrupaciones de más de 10 MW (1 MW en SEIE), deberán estar adscritas a un Centro de Control antes del 30 de junio de 2011.
- Instalaciones o agrupaciones de más de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema antes del 20 de junio de 2011.
- Instalaciones o agrupaciones de más de 2 MW deberán cumplir con el PO 12.3. Si la fecha de inscripción en el pre-registro es anterior al 1 de julio de 2011, lo deberán cumplir a partir del 1 de octubre de 2011. Si la fecha de inscripción es posterior al 10 de junio de 2011, desde ese momento.
- Se modifican los valores y porcentajes de energía reactiva para todas las instalaciones de régimen especial.
- Se eliminan los valores de las primas de FTV a partir del año 26 con carácter retroactivo.
- Se habilita al Secretario de Estado a modificar al alza los objetivos límites de potencia y, entre otros, a modificar el contenido del anexo XII relativo a los perfiles horarios FTV.
- Se mantiene la modificación del tipo I (25% de potencia contratada y excluye invernaderos, balsas de riego y similares), y será de aplicación a la convocatoria que se inicie con posterioridad a la publicación, es decir, 3ª convocatoria.
- Se elimina el apartado 4 del Anexo IV, es decir, la potencia de los proyectos cancelados no se incorporará como potencia adicional a la convocatoria siguiente.
- Se reducen las tarifas en un 5, 25 y 45%, que será de aplicación a la convocatoria que se inicie con posterioridad a la publicación, es decir, 3ª convocatoria.

En los últimos años, el crecimiento que las tecnologías incluidas en el régimen especial ha permitido superar con creces en 2010 los objetivos de potencia instalada previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la tecnología eólica y en particular para las tecnologías solar termoelectrica y solar fotovoltaica.

Este elevado desarrollo no está exento, sin embargo, de crítica. La superación de los objetivos, ha puesto de manifiesto un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, suponiendo un

Memoria

incremento del sobrecoste para el sistema en concepto de primas para las tecnologías solares de más de 2000 millones en 2010, cifra que se incrementará en 2000 millones de euros anuales a partir de 2014.

El Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir. De este modo el citado Real Decreto-ley establece, a partir de 2013, el principio de suficiencia de los peajes de acceso para satisfacer la totalidad de los costes de las actividades reguladas de modo que, a partir de dicho momento, no pueda aparecer déficit tarifario.

Posteriormente, y como consecuencia de la aparición de una serie de circunstancias sobrevenidas, entre otras, la caída significativa de la demanda durante 2010 y el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables por las favorables condiciones climatológicas, que tuvieron una importante incidencia sobre los parámetros de previsión de déficit tarifario del sistema eléctrico, se adoptaron nuevas medidas con carácter de urgencia, en el Real Decreto-ley 14/2010 para abordar al corrección del referido déficit tarifario del sistema eléctrico.

Sin embargo, las medidas adoptadas hasta la fecha no resultan suficientes, poniendo en riesgo el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013.

El déficit tarifario constituye en sí mismo una barrera para el adecuado desarrollo del sector en su conjunto y en particular para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y alta eficiencia.

Por otro lado, los objetivos de potencia para el año 2020 recogidos en el recientemente aprobado Plan de Energías Renovables permiten al Gobierno disponer de un holgado margen de maniobra en la fijación de la senda de implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables desde el momento actual.

A ello hay que añadir que la capacidad de generación instalada en este momento es suficiente para asegurar la cobertura de la demanda prevista para los próximos años.

Así, no resulta imprescindible en este momento continuar con las tasas anuales de implantación de estas tecnologías para lograr al final de la década los objetivos previstos.

Memoria

La compleja situación económica y financiera aconseja la supresión de los incentivos para la construcción de estas instalaciones, con carácter temporal, al menos hasta la solución del principal problema que amenaza la sostenibilidad económica del sistema eléctrico: El déficit tarifario del sistema eléctrico.

Estas medidas son coherentes con las medidas de ajuste que se están llevando a cabo con objeto de retomar la senda de crecimiento de nuestra economía.

Por otra parte, el modelo de generación distribuida, con el acercamiento del coste de producción de estas tecnologías al coste de consumo para los segmentos de menor escala, cobra cada vez mayor importancia. Así, el procedimiento para permitir el denominado balance neto de electricidad cuya regulación está en curso, constituye una alternativa real para el desarrollo de instalaciones de pequeño tamaño a través del fomento del autoconsumo de energía eléctrica.

Resulta necesario diseñar un nuevo modelo retributivo para este tipo de tecnologías que tenga en cuenta el nuevo escenario económico, promoviendo la asignación eficiente de los recursos a través de mecanismos de mercado. De este modo, se trata de articular a futuro un sistema que favorezca la competitividad del mercado a través de mecanismos similares a los utilizados en otros países de la Unión Europea y que garanticen la viabilidad futura del Sistema.

Con lo que se da lugar al Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Principales modificaciones aportadas por el RD 1/2012:

- La supresión de los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial que se detallan en el artículo 2.1.
- La suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para el otorgamiento del régimen económico primado.

Asimismo, los nuevos marcos deberán incentivar la reducción de costes aprovechando la pendiente de la curva de aprendizaje y propiciando la captura de la maduración de la tecnología de manera que reviertan éstos en los consumidores.

Este Real Decreto-ley mantiene el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución.

Explicados los recientes cambios en la normativa que afectan al régimen económico al que se acogen las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, cabe destacar que éstas suponen ser un proyecto de inversión con rentabilidad asegurada, a la vez que contribuye a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, pues mientras se empleen fuentes de energía limpias en la producción eléctrica, se estarán evitando los efectos del uso de combustibles fósiles, tan perjudiciales para el medio ambiente.

Por los motivos expuestos, queda justificado el presente Proyecto, como base para una contribución al desarrollo sostenible y como proyecto de inversión con importantes ventajas económicas.

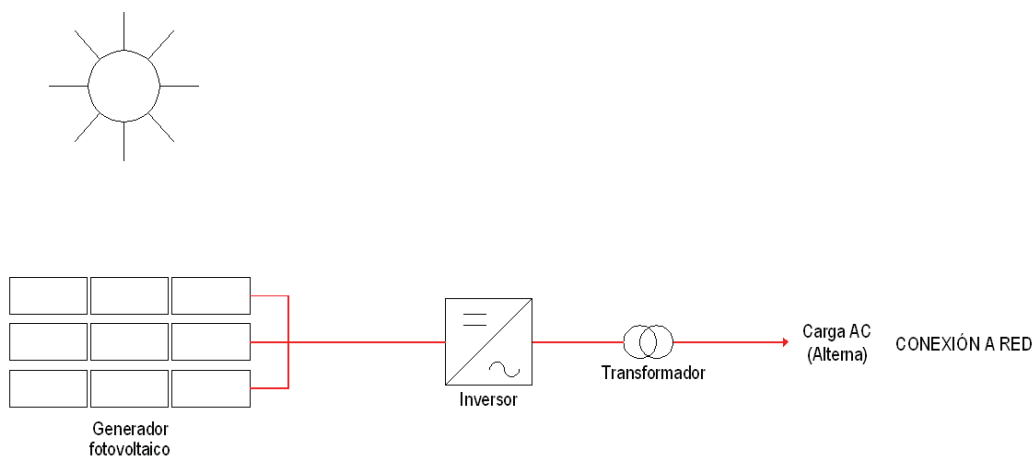
1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

De manera general, la instalación objeto del presente Proyecto cuenta con los siguientes elementos:

- Un generador fotovoltaico, encargado de captar y de convertir la radiación solar en corriente eléctrica.
- Un inversor, capaz de adaptar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico a las características eléctricas de la carga a alimentar (en este caso se trata de convertir la corriente continua producida en corriente alterna, de manera previa al vertido de ésta).

En cuanto al generador fotovoltaico, esta parte de la instalación se compone de los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos: contienen las células donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico por el cual la energía incidente de los fotones de la radiación solar se convierte en un flujo de electrones.
- Estructuras soporte: elementos encargados de sostener a los paneles, así como de conferirles una inclinación adecuada.
- Interconexiones de los paneles: todas aquellas partes necesarias para que la corriente circule desde el panel fotovoltaico hasta el inversor (conductores, cajas de derivación, etc.)



Puesto que la planta solar fotovoltaica contará con una potencia nominal de 100 kW, ésta podrá conectarse a la red de distribución en baja tensión, siéndole de aplicación el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

De este modo, no será necesaria la instalación de un Centro de Transformación que lleve a cabo la adecuación de la energía a las características de la red de distribución.

1.4. ALCANCE

Vistos los aspectos generales de la instalación, el alcance del presente Proyecto vendrá dado por la definición de las instalaciones a ejecutar, desde que se produce la captación de la energía solar en el sistema generador fotovoltaico (paneles o módulos fotovoltaicos), pasando por las conexiones entre los paneles y la posterior entrada de la corriente continua al inversor o convertidor, hasta la salida de la corriente alterna del inversor, lugar donde la instalación hará entrada en un cuadro de salida accesible a la compañía distribuidora, tratándose por tanto en todo momento de una instalación eléctrica en baja tensión.

El citado cuadro de salida, albergará las protecciones necesarias para proteger tanto a la instalación como a las personas frente a derivaciones de corriente, así como un interruptor general manual que además permitirá a la compañía distribuidora la desconexión de la instalación en caso que fuera necesario.

Junto al cuadro de salida, se ubicará un módulo de salida cuya principal misión será la de llevar a cabo la medida de la energía producida en la planta.

Por último, el punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de Endesa se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin.

Los elementos que constituyen la instalación desde la salida de la corriente del inversor, se detallan en el punto 6 de la presente memoria, Conexión a la Red de la Compañía Distribuidora.

1.5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La planta solar fotovoltaica se ubicará en la cubierta de la nave de propiedad de FERVA SAT, en Carretera Nacional 340, Km 417,7 en la Mojonera, tal y como se refleja en el Plano nº 1, de Situación y Emplazamiento. El entorno elegido, posibilita una fácil conexión a red puesto que discurre una Línea Subterránea de Baja Tensión en las proximidades de la parcela. El Plano nº 2, de Planta de Distribución General, muestra la situación de la citada línea con respecto a la parcela.

La ubicación elegida, presenta las siguientes características:

- Coordenadas UTM (HUSO 30):
X = 526.024 m; Y = 4.071.699 m
- Latitud: 36,788294 °N
- Longitud: -2,706343 °E
- Elevación: 5 m con respecto al nivel del mar.

2. NORMATIVA DE APLICACIÓN

2.1. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

✓ REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Modificado por el REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

✓ LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Memoria

✓ LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico (Ley de Regulación del Sector Eléctrico). Y las modificaciones introducidas por la Ley 50/1998 de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

✓ REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, del Ministerio de Economía.

✓ REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, Regula las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

✓ REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 á BT 51.

✓ REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

✓ Normas particulares y de normalización de la Cía. Suministradora de Energía Eléctrica. (Resolución de 5 de mayo de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueban las Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de la empresa distribuidora de energía eléctrica, Endesa Distribución, SLU, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Andalucía).

✓ Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión. Incluye esquema unifilar correspondiente a las instalaciones de generación y enlace.

✓ REAL DECRETO 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

✓ LEY 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.

✓ ORDEN de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.

Memoria

- ✓ ORDEN de 30 de septiembre de 2002, por la que se regula el procedimiento para priorizar el acceso y conexión a la red eléctrica para evacuación de energía de las instalaciones de generación contempladas en el Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- ✓ INSTRUCCIÓN de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- ✓ INSTRUCCIÓN de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de Enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las Instalaciones Fovovoltaicas conectadas a la red.
- ✓ ORDEN de 23 de mayo de 1988, en la que se establece las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones de energía solar fotovoltaica.
- ✓ REAL DECRETO 2224/1998, de 16 de octubre, sobre certificado de profesionalidad de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- ✓ RESOLUCIÓN de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión.
- ✓ RESOLUCIÓN de 1 de diciembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se aprueba el modelo de memoria técnica de diseño de instalaciones eléctricas de baja tensión.
- ✓ RESOLUCION de 23 de febrero de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de las mismas a las redes de distribución en baja tensión.
- ✓ REAL DECRETO 3490/2000, de 29 de diciembre, sobre tarifas eléctricas. Incluye el coste máximo de verificación de las acometidas por parte de la compañía distribuidora en las instalaciones de conexión a red.
- ✓ DECRETO 50/2008, de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

2.2. SEGURIDAD Y SALUD

- ✓ Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- ✓ Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- ✓ Real Decreto 485/1997 de 14 de abril de 1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- ✓ Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- ✓ Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

3. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

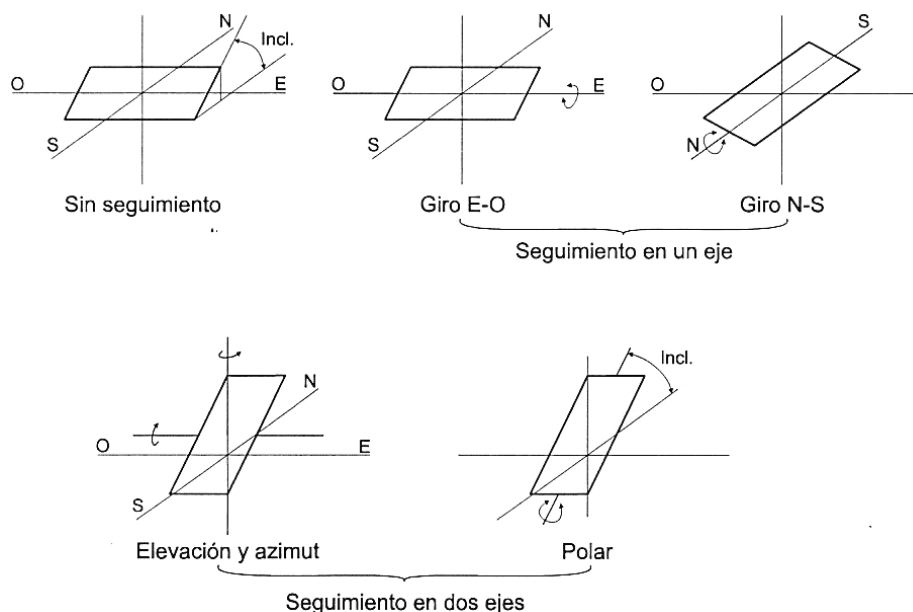
A la hora de llevar a cabo una instalación solar fotovoltaica conectada a red, surgen dos posibilidades en cuanto a la forma en la que la radiación solar incide sobre la superficie de los paneles:

- Que la superficie colectora sea fija, es decir, que los paneles fotovoltaicos descansen sobre una estructura fija, dada una determinada inclinación de la misma con respecto a la horizontal.
- Emplear sistemas de seguimiento solar, con el objetivo de que el ángulo de incidencia sea óptimo en todo momento.

Los sistemas de estructura fija son más simples y menos costosos ya que no emplean elementos móviles para realizar el seguimiento. Por contra, no permiten el óptimo aprovechamiento de la energía solar, si bien esto no quiere decir que no pueda definirse una inclinación y una orientación óptima.

Los sistemas de seguimiento solar son bastantes más complejos desde el punto de vista técnico; por ejemplo los sistemas de seguimiento a dos ejes, consiguen que en todo momento los rayos solares incidan perpendicularmente sobre la superficie del panel, si bien cuentan con motores capaces de hacer rotar a la estructura con respecto a un eje en la dirección norte-sur, y a un segundo eje en la dirección este-oeste.

A continuación se muestra una figura donde aparecen los distintos métodos de seguimiento y de orientación,



El sistema de seguimiento a dos ejes queda reservado en instalaciones de elevada potencia, donde la inversión pueden soportarla distintas partes.

En cuanto a la elección entre un sistema sin seguimiento y un sistema con seguimiento a un eje, se tendrán cuenta las siguientes consideraciones:

- El sistema sin seguimiento es menos costoso ya que únicamente se compone de una estructura fija que se encarga de soportar a los paneles fotovoltaicos y conferirles la inclinación apropiada. Por el contrario el sistema de seguimiento supone una inversión mayor puesto a que la estructura de sustentación hay que sumarle partes móviles, motores, etc.
- Los seguidores solares requieren de mantenimiento periódico para su correcto funcionamiento. Sin embargo el sistema fijo apenas necesita revisión; únicamente limpieza de la superficie de los paneles y verificación del buen funcionamiento de la instalación.
- Para la implantación de sistemas con seguimiento solar, la superficie de terreno necesaria es menor que en el caso de la instalación fija.

En resumen, los sistemas con seguimiento solar aseguran una captación continua y óptima en una superficie menor que en el caso de la instalación fija. Por contra, los sistemas sin seguimiento suponen una inversión inicial menor y no requieren de mantenimiento, por lo que en caso de disponer de terreno suficiente, es la alternativo más atractiva desde el punto de vista económico y de facilidad técnica.

De este modo, queda justificada la elección de la instalación fija para la planta solar fotovoltaica, si bien hay que recordar que las instalaciones de este tipo, de por sí ya suponen una inversión inicial elevada.

4. SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA. GENERALIDADES

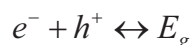
4.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO

Las células solares que componen los módulos o paneles fotovoltaicos están constituidas por materiales semiconductores, principalmente silicio, y son elementos que transforman directamente parte de la energía solar que reciben en energía eléctrica. Los electrones de valencia del material semiconductor de la célula, que están ligados débilmente al núcleo de sus átomos, son arrancados por la energía de los fotones de la radiación solar que incide sobre ella. Este fenómeno se denomina efecto fotovoltaico.

Así, en el semiconductor aparecen electrones libres y huecos (el hueco es la carga ideal positiva de igual valor que la del electrón, pero de signo positivo). Para evitar que éstos, electrón y hueco, se recombinen es necesario crear en el interior del semiconductor un campo eléctrico (lo que se consigue mediante una unión "p-n") que separe físicamente estos dos tipos de cargas libres móviles, apareciendo así una intensidad de corriente neta que atraviesa la célula solar.

La rotura de enlaces, y por tanto la aparición de un par electrón-hueco, puede producirse por la absorción de un fotón de energía suficiente (efecto fotovoltaico) o por agitación térmica. El proceso contrario, es decir, la recombinación o desaparición del par electrón-hueco puede producirse al encontrarse un electrón libre y un hueco (para esto se necesitarían condiciones muy específicas) o por la existencia de un defecto de la estructura del cristal del material semiconductor.

Tanto la energía necesaria para que ocurra el proceso de generación como la cedida en el de recombinación, tienen un valor determinado E_g , denominado ancho de banda prohibida. De este modo, estos dos fenómenos pueden escribirse con la reacción reversible siguiente:



El hueco (h^{+}) puede entenderse como la carga ideal positiva (de igual valor que la carga del electrón, pero de signo positivo), por lo que también se dice que el hueco es la ausencia del electrón al moverse.

El movimiento de los huecos en el cristal del semiconductor puede entenderse mediante una analogía a esos puzzles planos formados por pequeñas piezas cuadradas que, aunque se mantienen siempre

unidas, pueden deslizarse unas sobre los lados de las contiguas gracias a la existencia de un único hueco o posición sin pieza cuadrada. Si todas las piezas cuadradas fueran idénticas (sin ningún dibujo sobre su superficie que permitiera distinguir las), el movimiento de las piezas podría verse o entenderse como el movimiento del hueco (la posición sin pieza) sobre la superficie del puzzle.

Los electrones libres y los huecos creados por la ruptura del par electrón-hueco tienden a difundirse desde las zonas iluminadas, donde se crean, a las zonas oscuras. Para evitar la recombinación, tal y como se ha indicado, es necesario crear en el interior del semiconductor un campo eléctrico, mediante una unión "p-n", que separe físicamente estos dos tipos de cargas libres móviles, apareciendo así una intensidad de corriente neta que atraviesa la célula solar en sentido de ese campo.

Para explicar qué es una unión "p-n", es necesario explicar antes qué es un semiconductor tipo "n" y uno tipo "p".

Un semiconductor, por ejemplo de silicio, tipo "n" se consigue dopando un cristal de silicio (introduciendo impurezas) con fósforo. El átomo de fósforo tiene cinco electrones de valencia, frente a los cuatro que tiene el átomo de silicio, por lo que el silicio dopado con fósforo tiene un exceso de electrones con respecto al cristal de silicio puro.

Análogamente, un semiconductor tipo "p" se consigue dopando al cristal de silicio con boro. El átomo de boro tiene sólo tres electrones de valencia, por lo que ahora en este material semiconductor de tipo "p" los electrones serán los portadores de carga minoritaria, es decir, los huecos serán mayoritarios.

Como se ha indicado, de los dos posibles motivos de recombinación, el más importante es la existencia de defectos en el cristal que denominaremos "trampas". Supóngase un semiconductor tipo "n", en el que los huecos son minoritarios, y supóngase un defecto en el cristal en estado neutro: como los electrones son muy numerosos, la "trampa" rápidamente captura uno, quedando ionizada negativamente (luego éste será el estado de equilibrio en un semiconductor de este tipo) a la espera de poder capturar un hueco, que es más difícil por ser éstos minoritarios. Cuando lo consigue, de nuevo su estado es neutro y se ha producido una recombinación. Rápidamente captura otro electrón y vuelve a quedar cargada negativamente, a la espera de otro hueco para completar otra recombinación.

Con el objetivo de minimizar el número de recombinaciones, es decir, para poder aprovechar la mayoría de las cargas libres producidas por la ruptura de los pares electrón-hueco gracias a los fotones de la radiación solar incidente, el número de "trampas" o defectos del cristal debe ser lo menor posible. Esto se consigue utilizando cristales de silicio puro o silicio monocristalino.

Memoria

Para separar esos portadores o cargas libres y evitar su recombinación, es necesario crear en el semiconductor una unión “p-n”. Ésta se obtiene al poner en contacto la superficie de un semiconductor tipo “n” con la de uno tipo “p” (Figura 1 A).

En realidad esta unión se realiza tratando químicamente un mismo semiconductor de silicio: se toma una placa de semiconductor de un determinado tipo (por ejemplo “p”) y se dopa con impurezas de signo contrario, obteniendo así un determinado espesor de semiconductor de tipo opuesto (tipo “n”). El plano de separación de estas dos zonas de distinto tipo es lo que constituye la unión “p-n” (homounión).

Debido al alto gradiente de concentración de portadores de un mismo tipo a cada lado de la unión, tienden a pasar por difusión hacia el lado contrario. Al ocurrir esto, dejan en las proximidades de la unión una zona de cargas fijas (negativa en la zona “p” y positiva en la “n”), produciéndose a ambos lados de la unión un dipolo eléctrico que crea un campo eléctrico, dirigido de la zona “n” a la “p”, que tiende a compensar esta difusión de portadores, llegándose así a una situación de equilibrio (Figura 1 B). Mediante la aplicación de una diferencia de potencial exterior entre las zonas “p” y “n”, se puede modificar el valor de esta barrera de potencial.

Explicados los conceptos, ya es posible entender el principio físico del funcionamiento de una célula solar. Cuando la radiación solar incide sobre la célula, los fotones con energía suficiente rompen el par electrón-hueco dejando estos portadores libres (efecto fotovoltaico). El campo eléctrico de la unión “p-n” separa estos portadores para evitar que se recombinen, llevando los electrones a la zona “n” y los huecos a la zona “p”, apareciendo de ese modo una intensidad de corriente neta que atraviesa la célula solar en el sentido de ese campo, de la zona “p” a la “n” (Figura 2 A) Si mediante una carga exterior se cierra el circuito, la corriente fotovoltaica generada sale de la célula hacia el circuito exterior por la zona “p”, atraviesa la carga y entra de nuevo en la célula por la zona “n” (Figura 2 B).

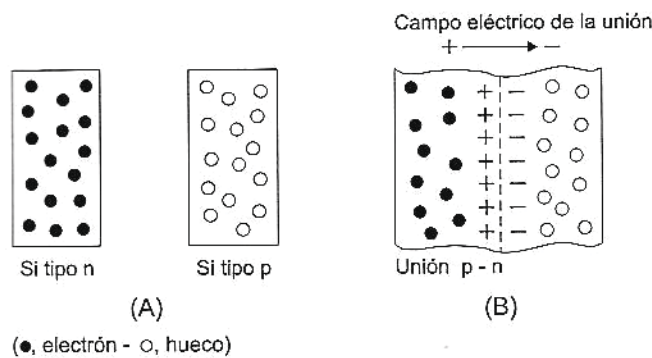


Figura 1. Semiconductor tipo “n” y tipo “p”. Unión “p-n”

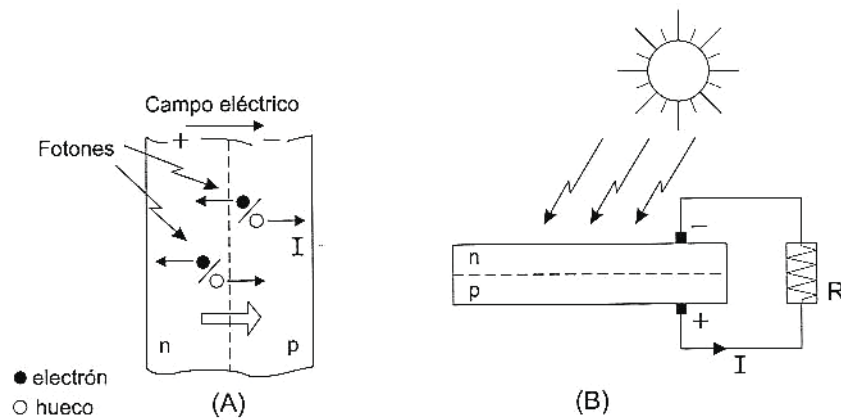
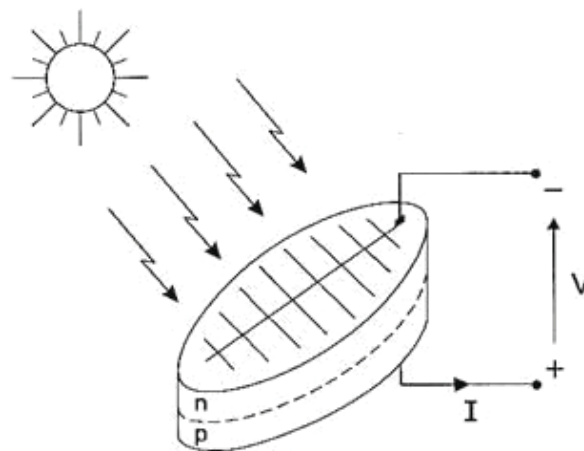


Figura 2. Separación de portadores por el campo de la unión p-n. Intensidad de corriente exterior de la célula solar.

4.2. LA CÉLULA SOLAR

De manera simplificada, una célula solar convencional está formada por un disco delgado de silicio monocristalino de tipo "p" en el que una de sus superficies se ha sobredorado con fósforo hasta hacerla de tipo "n". La unión "p-n" que se forma es paralela a la superficie donde se ha hecho la difusión. La superficie de la zona "n" es la cara que se ilumina. Los contactos eléctricos necesarios para poder sacar la corriente generada por la célula al circuito exterior se obtienen depositando dos capas metálicas sobre las dos caras de la célula. La que está en la cara iluminada es una rejilla o peine (para permitir que la luz entre en el semiconductor), mientras que la de la cara opuesta es una capa continua que cubre toda la superficie (ya que es la superficie que no ve la luz solar, y así se minimiza la resistencia de contacto).



Esquema de una célula solar.

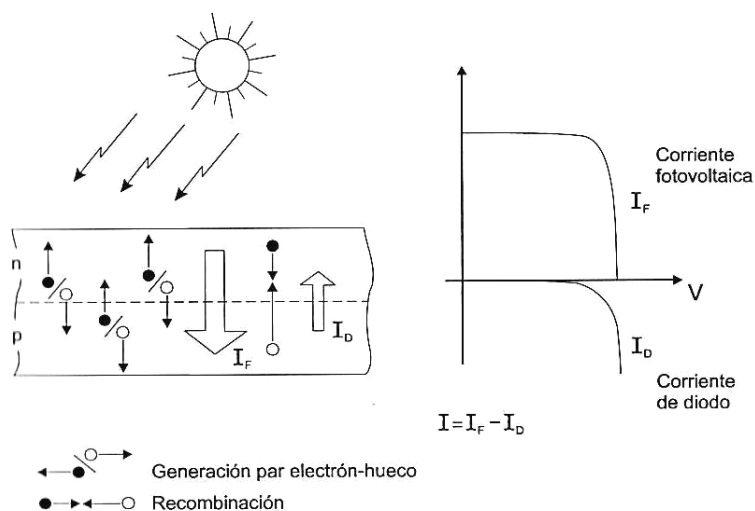
4.2.1. Parámetros generales

4.2.1.1. Corriente de cortocircuito con iluminación

Supóngase una célula iluminada en cortocircuito (la resistencia de la carga exterior es igual a cero). El valor de la intensidad generada que atraviesa la célula es función de la irradiancia, de modo que para cada longitud de onda del espectro de la radiación solar se obtiene un valor de corriente de cortocircuito, de tal forma que la corriente total de cortocircuito (I_{cc}) bajo iluminación es la suma de las corrientes correspondientes a cada longitud de onda de todas las que componen el espectro solar. Esta intensidad de corriente es la máxima que puede dar la célula, y para la referencia de intensidad dada, es positiva y circula en sentido contrario a la corriente en oscuridad.

4.2.1.2. Tensión a circuito abierto

Supongamos ahora que la célula está iluminada a circuito abierto (sin carga exterior). En esta situación la tensión que aparece en bornes de la célula se denomina tensión a circuito abierto o tensión de vacío (U_0). Es positiva (según la referencia dada) y es el valor máximo de tensión que puede dar la célula.

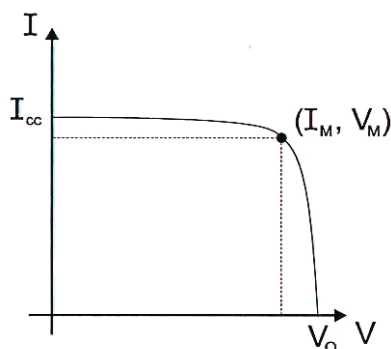


4.2.1.3. Corriente generada. Característica I-V

Los dos parámetros anteriores son los valores extremos que definen las características de la célula, pero las condiciones que los definieron (en cortocircuito, y a circuito abierto) no ofrecen información desde el punto de vista de la potencia que genera la célula. Es necesario conocer, en condiciones de iluminación, la intensidad generada en función de la tensión en bornes de la célula.

La corriente generada es igual a la corriente fotovoltaica (debida a la generación de portadores libres producidos por la iluminación) menos la corriente de oscuridad (debida a la recombinación de los portadores). Estas dos componentes internas de la corriente que genera una célula solar se muestran en la figura anterior. En condiciones de iluminación, la primera es mucho mayor que la segunda.

La existencia de la carga (con la correspondiente circulación de corriente por el circuito exterior desde la zona “p” hasta la zona “n”) hace que el campo eléctrico de la unión crezca. Así, la corriente generada por la célula es prácticamente constante, hasta un determinado valor de la tensión en bornes, en el que el campo de la unión decrece y hace que la intensidad caiga a cero rápidamente. Esta relación entre la tensión en bornes de la célula y la intensidad generada se representa por la denominada curva característica tensión-intensidad, o característica I-V.



Para cualquier punto de la curva característica I-V, la potencia generada y entregada a la carga viene dada por el producto de la intensidad I por la tensión V. Existe un punto (I_M, V_M) , denominado punto de máxima potencia, en el que este producto es máximo.

4.3. GENERADOR FOTOVOLTAICO

4.3.1. El panel fotovoltaico

El generador fotovoltaico es el elemento del sistema encargado de convertir la radiación solar que recibe en electricidad, con unas características de tensión y de corriente que dependen tanto de la cantidad de radiación como de los parámetros constructivos del mismo.

El elemento básico para realizar esta conversión es la célula fotovoltaica, cuya característica tensión-intensidad define su capacidad para generar energía eléctrica. En la práctica, las células aisladas no suministran energía eléctrica en cantidad suficiente como para alimentar las instalaciones que se usan en la

Memoria

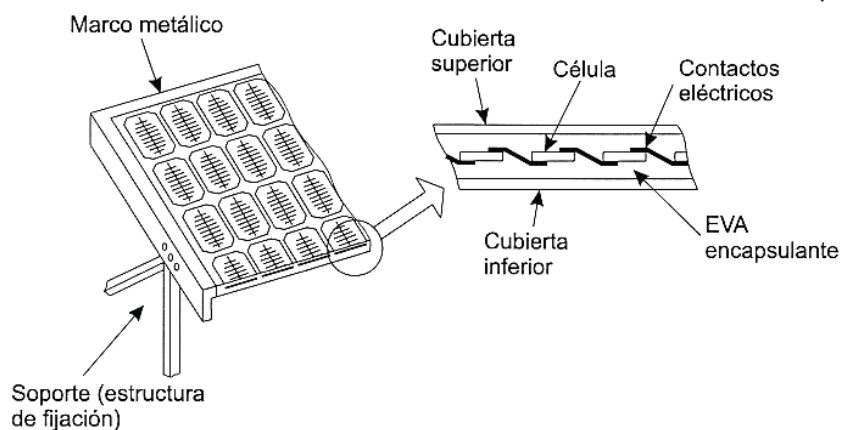
actualidad, por lo que es necesario agrupar las células con unas características iguales, conectándolas en serie y paralelo, a fin de obtener una tensión y una corriente determinadas.

Estas agrupaciones de células se encierran en los denominados paneles fotovoltaicos, que proporcionan la necesaria resistencia mecánica y la protección de las células contra los agentes ambientales externos, ofreciendo también el necesario aislamiento eléctrico, que garantiza su funcionamiento en el tiempo y la seguridad de las personas y animales que se encuentran en su entorno.

Los paneles son elementos que se comercializan en distintos modelos (forma, tipo y disposición de las células, etc.) y tamaños. Habitualmente constan de unas 30 a 48 células de silicio encerradas en una estructura rígida, con una superficie de 0,5 m² a 0,8 m² en las aplicaciones comerciales habituales.

Los objetivos principales del panel respecto a las células son: asegurar una estanqueidad suficiente, garantizar una adecuada resistencia mecánica y contra agentes externos, favorecer la máxima captación de la radiación solar y evacuar el calor de las células para obtener un rendimiento máximo. Este último aspecto es de gran relevancia si se considera que el rendimiento de un panel fotovoltaico depende fundamentalmente de la temperatura de las células.

La siguiente figura representa un esquema constructivo de un panel fotovoltaico:



Panel fotovoltaico.

Las células que se utilizan para construir un panel fotovoltaico tienen los mismos parámetros eléctricos (admitiéndose pequeñas desviaciones), a fin de asegurar que no se produzcan en el conjunto del panel descompensaciones que limiten su funcionamiento. Así, por ejemplo, la intensidad de toda una rama de células conectadas en serie queda limitada por la de la célula que tenga una intensidad de corriente menor.

En el proceso de fabricación de las células son muy importantes los ensayos finales que permiten clasificar y garantizar esa igualdad de los parámetros y características eléctricas de las mismas.

El conjunto de células, conectadas convenientemente en serie y en paralelo para dar los valores nominales de tensión y de corriente del panel, se sitúa encerrado entre dos cubiertas, una superior y otra inferior, que garantizan protección mecánica y contra agentes externos.

La cubierta superior es de un vidrio templado especial, resistente a los impactos, y con una superficie exterior sumamente lisa para que no retenga la suciedad. Es muy importante su calidad óptica para asegurar la mayor transparencia posible a la radiación solar incidente.

La cubierta inferior, por el contrario, suele ser opaca, y tiene únicamente una función de protección contra los agentes externos (principalmente contra la humedad), además de conferir una cierta resistencia mecánica al panel. Se suelen utilizar materiales sintéticos, Tedlar u otro vidrio.

Entre las dos cubiertas, y envolviendo las células y las conexiones eléctricas, se encuentra el material encapsulante, que debe ser transparente a la radiación solar, no verse alterado por la radiación ultravioleta y no absorber humedad. Además, protege a las células ante pequeñas vibraciones que pueden producirse y sirve de adhesivo a las cubiertas. Como material encapsulante se utilizan las siliconas, el polivinilo y, sobre todo, EVA (etil-vinil-acetileno), que ofrece actualmente las mejores características.

El conjunto de las dos cubiertas con las células en el material encapsulante va montado sobre un marco soporte metálico tratado, de aluminio anodizado o acero inoxidable, que confiere al panel la rigidez y la protección mecánica que requiere (principalmente contra el viento). El marco soporte incorpora los taladros que permiten atornillarlo, para su anclaje, a un bastidor o estructura mayor sobre el que se fija el conjunto de paneles de la instalación.

Por último, se encuentran los elementos eléctricos exteriores (cables, bornas, caja de conexión), que permiten de una forma cómoda y fiable la interconexión de los paneles entre sí y con la instalación eléctrica exterior.

4.3.2. Características principales del panel

Como los parámetros o características de todas las células que componen el panel son iguales, el comportamiento del mismo, que se define mediante su curva tensión-intensidad, se obtiene a partir de la correspondiente curva de las células, sin más que multiplicar sus parámetros de corriente (intensidad generada, intensidad de cortocircuito, etc.) por el número de ramas, o conjuntos de células en paralelo, y sus parámetros de tensión (tensión generada, tensión a circuito abierto, etc.) por el número de células en serie

Memoria

que hay en cada rama de las que consta el panel, pudiendo establecerse análogamente para éste un punto de máxima potencia (I_M, U_M) para cada valor de radiación.

Así, los parámetros característicos del panel respecto de los de la célula, para unas condiciones determinadas de radiación, son:

$$P_{m\acute{a}x,panel} = P_{m\acute{a}x,c\acute{e}lula} \cdot N_s \cdot N_p = P_{m\acute{a}x}$$

$$U_{0,panel} = U_{0,c\acute{e}lula} \cdot N_s = U_0$$

$$I_{cc,panel} = I_{cc,c\acute{e}lula} \cdot N_p = I_{cc}$$

Donde,

$P_{m\acute{a}x,panel}$ = Potencia máxima del panel

$P_{m\acute{a}x,c\acute{e}lula}$ = Potencia máxima de la célula

$U_{0,panel}$ = Tensión a circuito abierto del panel

$U_{0,c\acute{e}lula}$ = Tensión a circuito abierto de la célula

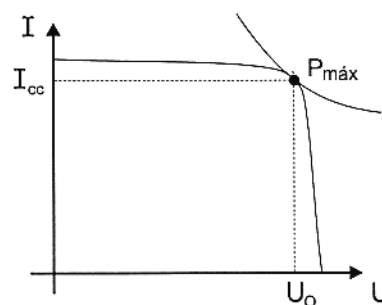
$I_{cc,panel}$ = Intensidad de cortocircuito del panel

$I_{cc,c\acute{e}lula}$ = Intensidad de cortocircuito de la célula

N_s = Número de células en serie en cada ramal del panel

N_p = Número de ramas en paralelo del panel

La siguiente figura muestra la curva tensión intensidad de un panel fotovoltaico:



La relación entre la potencia máxima que entrega el panel a la carga, definida por su punto de máxima potencia (y que corresponde al área del rectángulo formado por I_M, U_M y los ejes de abscisas y de ordenadas), y la potencia teórica, definida por los puntos de tensión a circuito abierto (U_0) y corriente de cortocircuito (I_{cc}) del panel, se denomina factor de forma, FF.

Cuanto mayor sea este parámetro, cuanto más próximo a 1, la potencia máxima que puede dar el panel se acercará más a la potencia máxima teórica.

En la práctica, los fabricantes de paneles no suministran las curvas para cada condición de operación, sino que establecen unas condiciones de referencia y de temperatura de funcionamiento nominal de la célula, a partir de las cuales se pueden deducir los valores en otras condiciones con ciertas suposiciones de funcionamiento. Así, en cada panel se dan, como datos que determinan las condiciones de referencia o nominales del panel, la radiación nominal (G_{nom}) y la temperatura de funcionamiento nominal de las células (TFNC), además de los parámetros eléctricos característicos: potencia máxima nominal ($P_{máx, nom}$), tensión e intensidad máximas nominales ($U_{máx, nom}$ e $I_{máx, nom}$), tensión a circuito abierto nominal ($U_{0, nom}$) y corriente de cortocircuito nominal ($I_{cc, nom}$).

5. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

De manera general, la instalación fotovoltaica a la que hace referencia el presente Proyecto se compone de los siguientes elementos:

- Módulos Fotovoltaicos.
- Estructura de Sustentación de Placas.
- Inversor.
- Cableado Eléctrico.
- Elementos de Protección, Maniobra y Medida.
- Toma de Tierra.

5.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

5.2.1. Parámetros principales

La instalación de 100 kW que se describe en el presente Proyecto constará de 663 paneles fotovoltaicos, contando cada uno de ellos con una potencia pico de 175 Wp. De este modo, la potencia total será de 116,25 kWp.

A continuación se detallan los principales parámetros del módulo fotovoltaico:

Potencia	175 Wp
Tecnología	Si Policristalino
Umpp	35,20 V
Uoc	44,20 V
Tensión máx. del sistema	1000 V
Impp	4,95 A
Isc	5,20 A
Tamaño	1580x880x35 mm
Peso	16 kg

Se trata de un panel con tecnología en Silicio Policristalino, con un rendimiento del 13,7%. El punto de máxima potencia, vendrá dado por la pareja de valores (4,95 A, 35,20 V); el punto de máxima potencia teórica, será el formado por la intensidad de cortocircuito y la tensión a circuito abierto, correspondiendo a (5,20 A, 44,20 V).

5.2.2. Interconexión de paneles

Los paneles están diseñados para formar una estructura modular, siendo posible combinarlos entre sí en serie, en paralelo o de forma mixta, a fin de obtener la tensión e intensidad deseadas.

Al igual que cualquier otra fuerza electromotriz, el acoplamiento de dos o más paneles en serie produce un voltaje igual a la suma de los voltajes individuales de cada panel, manteniéndose invariable la intensidad. En paralelo, es la intensidad la que aumenta, permaneciendo igual el voltaje.

Normalmente, el fabricante proporciona los accesorios e instrucciones necesarios para lograr una interconexión fácil y segura. En cualquier caso, las conexiones se efectuarán utilizando terminales en los cables.

Es importante advertir que los paneles que se interconexionen deberán tener la misma curva I-V, a fin de evitar descompensaciones.

Si en un grupo de varios módulos conectados en serie, uno de ellos falla, bien por avería interna o por recibir temporalmente sombra, dicho módulo se convierte en una carga resistiva que dificultará sobremanera, o impedirá totalmente, el paso a su través de la corriente generada por los demás módulos en serie. Toda la hilera de módulos en serie quedaría, pues, fuera de servicio, e incluso pudiera ocurrir que la generación de calor por efecto Joule, que se produciría en el módulo afectado, termine por arruinarlo totalmente.

Para prevenir la anterior circunstancia, los módulos conectados en serie se dotan de un pequeño elemento denominado diodo de "by pass" o de derivación, conectado en paralelo entre sus terminales. Dicho

elemento proporciona un camino alternativo a la corriente generada por los demás módulos de la serie en caso de que ésta se encuentre una anormal resistencia a fluir por el propio módulo.

El diodo de “by pass” se conecta con su cátodo unido al terminal positivo del módulo. Algún fabricante ya incorpora este dispositivo montado en la caja de conexión de cada panel, mientras que otros reservan una ubicación en la misma para el caso de que el instalador opte por incorporar el diodo, lo cual se recomienda hacer siempre que exista alguna probabilidad de sombreado parcial de algún módulo.

En la instalación objeto del presente Proyecto, se procederá a la conexión de 39 grupos en paralelo, formados cada uno de ellos por 17 módulos conectados en serie, sumando por tanto un total de 663 paneles, capaces de producir una potencia máxima o pico de 116,025 kWp.

En el Anejo nº 2, de Dimensionamiento y Cálculo de la Instalación, se justifica la elección tanto del número de conexiones en serie como en paralelo, así como otros aspectos a considerar.

5.3. INVERSOR

5.3.1. Selección del inversor

El inversor es el elemento de la instalación que se encarga de convertir la corriente continua generada en los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, si bien es ésta última la que circula por la red de distribución a la que se conectará la instalación en última instancia.

Los principales parámetros que definen el inversor seleccionado se muestran a continuación:

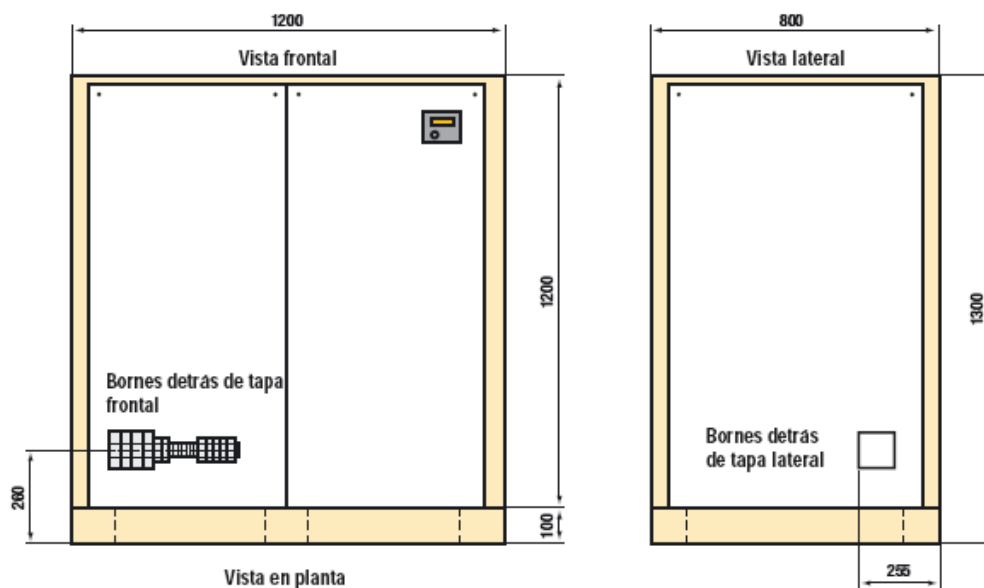
Potencia máx. CC	130 kW
Potencia máx. CA	110 kW
Potencia nominal CA	100 kW
Eficiencia máx.	96 %
Tensión mín. Umpp	430 V
Tensión máx. Umpp	800 V
Tensión máx. CC	900 V
Corriente máx. CC	225 A
Tamaño	1300x1200x800 mm
Peso	935 kg

5.3.2. Dimensionado eléctrico del inversor

El inversor seleccionado tiene una potencia máxima de 130kW. Con el objeto de aprovechar al máximo las prestaciones del inversor, se realiza de forma habitual un sobredimensionado del campo fotovoltaico, es decir, se instala mayor potencia pico de módulos que la potencia nominal del inversor; esto es debido a que únicamente en las horas centrales del día los módulos fotovoltaicos están produciendo el máximo de su potencia; además también existen pérdidas por suciedad acumulada, días nublados y temperaturas elevadas. Todas estas disminuciones de potencia se compensan con este sobredimensionado. Con ello se consigue optimizar el funcionamiento de la instalación e inyectar su máxima potencia durante más horas al día, obteniendo una mayor producción.

El Factor de Sobredimensionamiento es de: 1,16.

5.3.3. Dimensiones físicas del inversor



5.3.4. Instalación y transporte

Al efectuarse el transporte y la instalación del inversor es necesario observar los siguientes puntos:

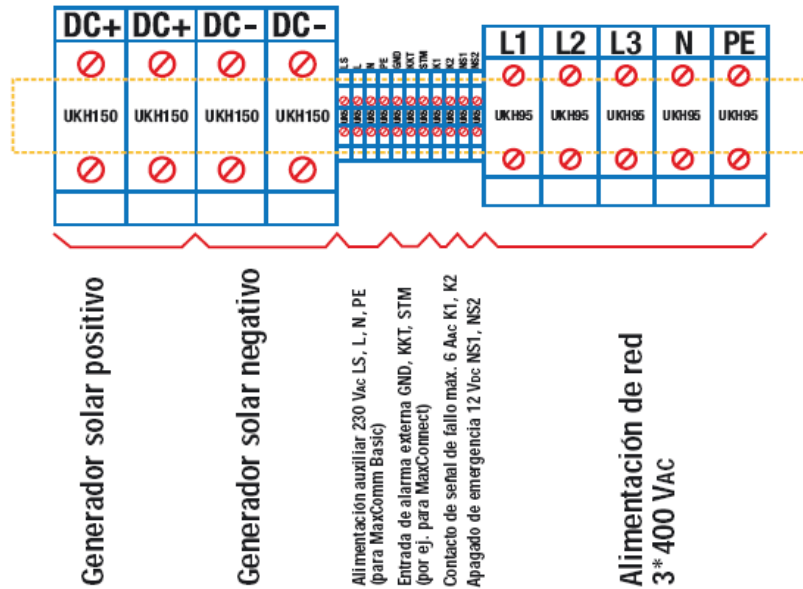
- El inversor debe ser transportado exclusivamente en posición vertical (es decir, en posición normal) y no debe inclinarse. Durante el transporte y el almacenamiento temporal deben

Memoria

conservarse las condiciones ambiente adecuadas (temperatura y humedad relativa del aire). Debe evitarse el almacenamiento temporal no vigilado al aire libre del inversor.

- Es conveniente instalar el inversor en un recinto cerrado para mantenerlo protegido contra un acceso no autorizado, a una temperatura ambiente entre 0 y 35 °C.
- Para asegurar una ventilación suficiente, la parte superior del dispositivo debe mantenerse libre, es decir, no deben colocarse objetos sobre el aparato. Si el recinto es pequeño, se debe instalar un sistema de ventilación adicional de 2.400 m³/h. La ventilación adicional puede ser de regulación por temperatura ambiente. Este sistema de ventilación debe activarse si la temperatura del aire en el recinto supera los 30 °C.
- Para prevenir el ensuciamiento innecesario de los disipadores de calor y de los ventiladores, es conveniente operar el inversor en recintos con poca producción de polvo. Los recintos con alta producción de polvo (por ej. talleres de carpintería o metalurgia) no son adecuados.
- Para prevenir la condensación en el interior del inversor, en las inmediaciones del inversor no debe haber charcos de agua, mampostería húmeda o similar. Los recintos insuficientemente protegidos contra la entrada de agua (por ej., en caso de tormentas, olas de pleamar, etc.) no son adecuados para el montaje del inversor.
- No se recomienda la instalación en recintos habitables.
- Para no dificultar la operación, los dispositivos no se deben colocar en lugares elevados, rellanos, consolas, etc.
- Debe facilitarse el libre acceso al dispositivo para los trabajos de mantenimiento y reparación.
- La carcasa metálica del inversor irá conectada a la toma de tierra de la instalación.

5.3.5. Bornes de conexión del inversor



5.3.6. Fusibles de red y sección de cable

Se instalarán fusibles de red de 160 A para el inversor seleccionado. La sección de cable en continua será de 95mm² y de 70mm² en corriente alterna. En el momento de su conexión se comprobará:

- Las líneas de CA y CC son adecuadas para las tensiones, corrientes y condiciones ambientales (temperatura, UV, etc.) previstas.
- Al realizarse la conexión a CA del inversor se debe cumplir la normativa sobre protección de personas.
- El cable deberá estar libre de tensión antes de introducirlo en el aparato y los conductores de conexión a la red estén fijos. Procediéndose a comprobar la polaridad.
- El tendido de los cables de CC hacia los bornes debe ser a prueba de cortocircuito y de cortocircuito a tierra.

5.3.7. Protecciones en inversores

Las protecciones de Red están fijadas por ley y básicamente constarán de un aparato específico para aplicaciones fotovoltaicas, que mide la Red en el punto que se hará la conexión, el cual actúa sobre un contactor. Este pequeño dispositivo tiene los siguientes parámetros de funcionamiento:

- Tensión de operación mínima fijada en relé de control 0,85 Vn

Memoria

- Tensión de operación máxima fijada en relé de control 1,1 Vn
- Frecuencia de operación mínima fijada en relé de control: 49 Hz
- Frecuencia de operación máxima fijada en relé de control: 51 Hz
- Tiempo fijado de retardo a conexión: 3 min

La interconexión a Red sigue básicamente los requerimientos de la compañía de distribución eléctrica, propietaria de la Red a la que se conectará la instalación, que son los siguientes:

- Desconexión automática en caso de fallo de Red.
- Desconexión automática en caso de introducir perturbaciones a la Red.
- Reenganche automático transcurrido un intervalo de funcionamiento correcto.

Además de las protecciones indicadas anteriormente, los inversores disponen de las siguientes funciones:

- Fallo en la red eléctrica: En caso de que se interrumpa el suministro de la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para iniciar de nuevo su funcionamiento.
- Tensión fuera de rango: El inversor trabaja en los límites de la mínima y máxima tensión de red admisibles en las tres fases. Al salirse de estos límites, el inversor se desconecta y sólo se vuelve a conectar una vez que el valor de tensión se sitúa nuevamente dentro del rango. La desconexión por fallo puede ser activada incluso por una superación muy breve de los límites.
- Frecuencia fuera de límites: Si la frecuencia de red está fuera de los límites de trabajo el inversor se detiene automáticamente, pues esto indicaría que la red es inestable o esta en modo isla.
- Temperatura elevada: El inversor dispone de sistema de refrigeración por convección. Esta calculado para un rango de temperaturas similar al que puede haber en el interior de una vivienda. En el caso de que la temperatura ambiente sea extremadamente alta o se obstruya la refrigeración, el equipo seguirá funcionando al 100% de sus posibilidades hasta alcanzar los 80 °C, momento en el que cesará su actividad como medida de autoprotección. Una vez reducida la temperatura hasta los 65 °C volverá a funcionar normalmente.

5.4. ESTRUCTURA DE SOPORTE Y ANCLAJE

El bastidor que sujeta al panel, la estructura soporte del mismo y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación.

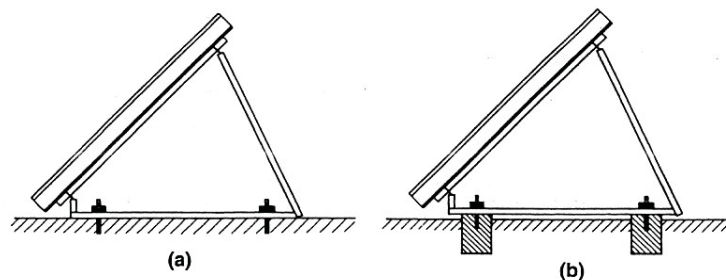
En el caso de instalaciones fotovoltaicas, el principal enemigo no es el peso de los paneles fotovoltaicos, sino la fuerza del viento, que, en ocasiones, puede llegar a ser muy considerable.

Si debido a un viento huracanado (hecho que es probable de suceder cada cierto número de años, según la zona) se desprenden algunos paneles, casi con toda seguridad éstos resultarán rotos o muy dañados, debiendo ser sustituidos. Dado el elevado coste de estos elementos, se comprende la necesidad de cuidar que la estructura de soporte y sujeción sea lo suficientemente segura y sólida, aun a riesgo de parecer exageradamente fuerte. En cualquier caso, la estructura deberá resistir vientos de, como mínimo, 150 Km/h.

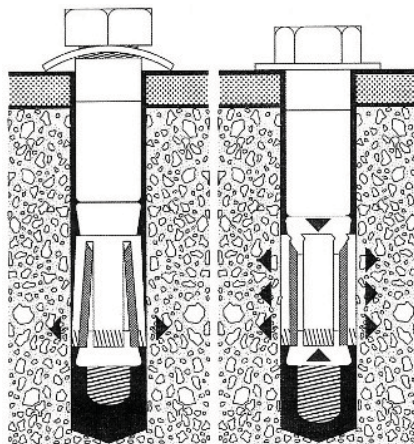
La estructura soporte también cumple la importante misión de fijar la inclinación que tomarán los módulos (que se instalarán siempre mirando hacia el ecuador) recomendándose en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, como es el caso del presente Proyecto, que ésta sea un 85 % del valor de la latitud.

Existen estructuras muy sencillas, como la formada por un simple poste empotrado en el suelo que puede sostener de 1 a 4 paneles, hasta grandes estructuras formadas por vigas de acero, que soportarán varias decenas.

En cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados. Tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado; y la tornillería, de acero inoxidable. El espesor de la capa de galvanizado deberá ser, como mínimo, de 100 µm.



a) Anclaje sobre terraza; b) Anclaje sobre "dados" de hormigón



Tornillos de anclaje de expansión cilíndrica, muy utilizados en la fijación de estructuras metálicas sobre hormigón

En terrazas o suelos la estructura deberá permitir una altura mínima del panel de 30 cm, la cual en zona de montaña o donde se produzcan abundantes precipitaciones de nieve deberá ser superior, a fin de evitar que los paneles queden parcial o totalmente cubiertos por la sucesivas capas de nieve en invierno.

Es recomendable conectar la estructura a una toma de tierra, si bien para ello se seguirán las especificaciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La instalación que se describe en el presente Proyecto, contará con estructuras soporte capaces de sustentar hasta 4 paneles fotovoltaicos, si bien ésta conferirá a los módulos una orientación/inclinación de $-11,55^\circ$ Este / $13,50^\circ$ con orientación Sur.

La distribución de paneles puede consultarse en el Plano nº 2, de Planta de Distribución General.

5.5. CABLEADO ELÉCTRICO Y PROTECCIONES

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

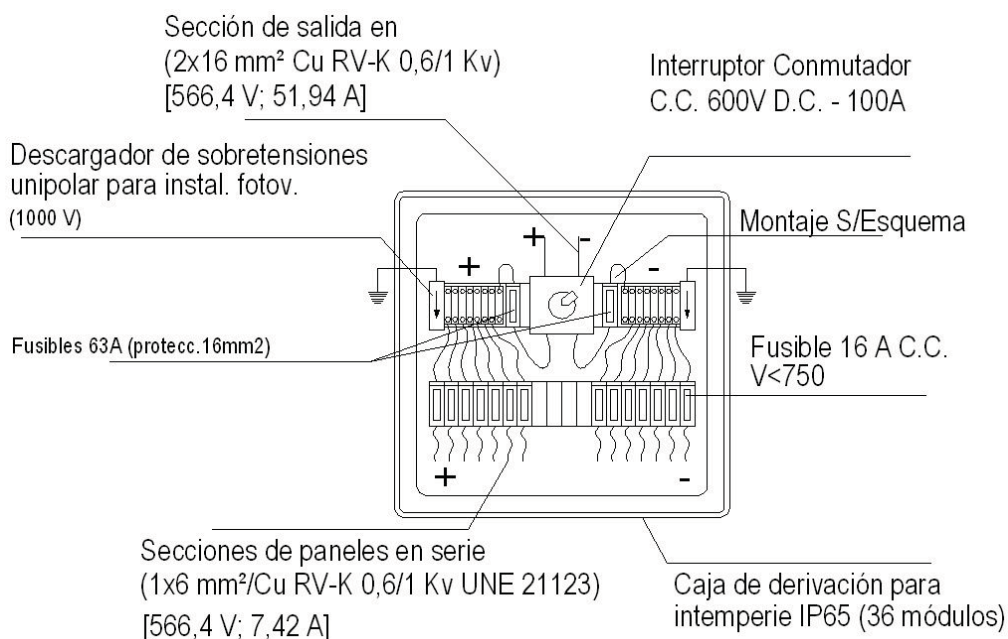
Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

El montaje de la instalación se hará según la ITC-BT-30 (del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por el Real Decreto 848/2002) para instalaciones a la intemperie (locales mojados), por lo que el tendido de cable se realizará en canalización estanca en PVC con tapa desmontable según la ITC-BT-21, la cual deberá asegurar un grado de protección IPX4. Esta canal cumplirá con la norma UNE EN 50085-1; no será propagadora de la llama, deberá tener unas dimensiones adecuadas y su instalación y montaje se hará conforma a la norma UNE 20460-5-52, siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las superficies de referencia.

5.5.1. Lado de corriente continua

La instalación se ha dimensionado para que en total existan 39 grupos en paralelo, de 17 paneles conectados en serie cada uno de ellos; se propone que la interconexión de paneles sea por tanto en serie, formando grupos de 17 paneles, de modo que a continuación se repartan los 39 grupos de series (de 17 series en cada grupo) en 5 cajas de derivación. Así que, 6 cajas llevaran 8 series y 1 caja 7. En estas cajas de derivación es donde se procede a la conexión en paralelo, tal y como se muestra en el siguiente esquema,



Memoria

En la parte inferior de la caja, llegan 8 polos positivos y 8 polos negativos, como resultado de la conexión de 8 grupos de 17 paneles en serie cada grupo. Cada conductor se protege con su respectivo fusible y a continuación se conectan los 8 cables en paralelo en el bornero que hay por encima. Del bornero, sale ya un solo polo positivo y un polo negativo, que se protegen con fusibles, y entran a un interruptor seccionador especial para corriente continua. En los extremos de los borneros, se sitúan los interruptores de protección frente a sobretensiones.

Para el conexionado de los módulos en serie, se ha elegido una sección de 6 mm².

Puesto que la caída de tensión máxima en el lado de corriente continua es del 1,5%, se justificará a continuación que la sección de conductor elegida es correcta.

La sección mínima de conductor viene dada por la expresión,

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{CDT_{m\acute{a}x}}$$

Donde,

ρ es la resistividad del material conductor (Cu, en Ω m)

L es la longitud de conductor (m)

I es la intensidad de corriente (A)

$CDT_{m\acute{a}x}$ es la máxima caída de tensión permitida (V)

La conexión de 17 paneles en serie provoca una tensión de 401,20 V, manteniéndose la intensidad en la propia del panel, 7,42 A. Tomando la resistividad del Cu para una temperatura de 55 °C, considerando una longitud máxima de 40 m, y reduciendo la caída de tensión máxima a un 1%, se obtiene el siguiente resultado,

$$S = 1,99 \approx 2 \text{ mm}^2$$

Se justifica así el correcto sobredimensionamiento a 6 mm².

En la caja de derivación, se produce un aumento de la sección a 16 mm². Se justifica esta sección de manera análoga a como se ha hecho anteriormente, obteniendo,

$$S = 6,96 \text{ mm}^2$$

Memoria

Cálculo realizado para una longitud máxima de 20 m, una intensidad de 51,94 A y una tensión de 566,4 V.

Puesto que son 5 cajas de derivación, se decide repartir los 4 polos positivos y los 4 negativos en 2 nuevas cajas de derivación, de modo que de ésta hagan salida dos polos positivos y dos polos negativos, que son los que entrarán al inversor.

Protecciones empleadas (por caja de derivación).

- Fusibles de 10 A para las secciones (que transportan 7,42 A) de los paneles en serie.
- Fusible de 63 A para la sección resultante del conexionado de los 8 polos en paralelo (aquí ya se transportan 59,36 A).
- 2 descargadores de sobretensiones capaces de soportar tensiones de hasta 1000 V.
- Interruptor conmutador (600V, 100A) especial para corriente continua.

En el plano nº 3, de Esquema de Montaje en Baja Tensión, se detallan todos estos aspectos.

5.5.2. Lado de corriente alterna

Dadas las características del inversor, el fabricante recomienda una salida en corriente alterna con sección igual a 70 mm². Pese a ello, se sobredimensionará este tramo haciendo uso de un conductor de características: 06/1kV RZ1-K(AS) KV, sección = 3x95/50 mm² + TTx50mm²Cu.

Las protecciones del lado de corriente alterna, son las propias inherentes al inversor, así como las establecidas en el cuadro de salida, según especificaciones de la compañía distribuidora (punto 6.2 de la memoria).

5.6. TOMA DE TIERRA

Tal y como exige el Real Decreto 1663/2000, la instalación fotovoltaica tendrá su toma de tierra independiente de otras instalaciones existentes. Con ella se protegerá a la instalación de sobretensiones inducidas por fenómenos atmosféricos y a las personas en contacto directo sobre las masas de la instalación si en estas se produjera avería.

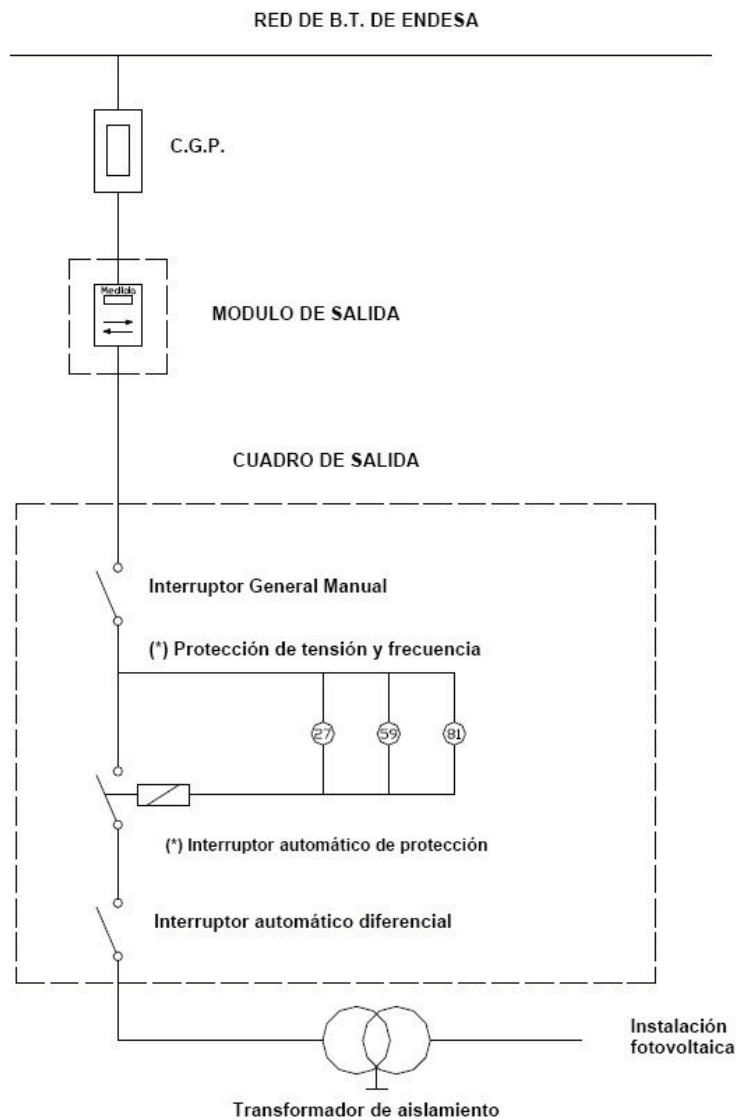
En cualquier caso se cumplirán con las prescripciones que se citan en el artículo 12 del citado Real Decreto.

6. CONEXIÓN A LA RED DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA

6.1. GENERALIDADES

Una vez la instalación hace salida del inversor, y de manera previa a la conexión a la red de la Compañía Distribuidora, se deberán tener en cuenta las normas particulares de la propia compañía con el fin de poder completar la instalación.

La instalación es proyectada según las Normas Particulares de la Compañía Sevillana-Endesa de Distribución aprobadas por la Resolución de 5 de mayo de 2005, de la Dirección General de Energía, industria y Minas, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Andalucía. Estas instalaciones serán integradas en la red de distribución de ENDESA, procediéndose a la cesión de la parte de la instalación que corresponde a la empresa distribuidora. El esquema de la instalación responderá al recogido en el Capítulo VIII de las Normas Particulares:



6.2. CUADRO DE SALIDA

Estará ubicado en la salida de la instalación fotovoltaica, en lugar accesible a la empresa distribuidora, antes de la medida, y contará con los siguientes elementos:

- Interruptor general manual: interruptor magnetotérmico omipolar con intensidad de cortocircuito de 6 kA. Este interruptor será accesible a Endesa en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Asimismo, este interruptor deberá poder ser bloqueado por Endesa en su posición de abierto, a fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso necesario.

Memoria

- Interruptor automático diferencial: con las características adecuadas para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento.
- Interruptor automático de la interconexión: interruptor omnipolar para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia nominales de la red, accionado por relés de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente, y menos de 0,5 segundos de tiempo de actuación) y de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente durante más de 5 períodos). Estas protecciones, una vez comprobadas, deben quedar precintadas por ENDESA; y, por su parte, el rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de BT de la instalación fotovoltaica, será automático una vez restablecida la tensión por ENDESA.

NOTA: Este interruptor puede ser eliminado en el caso de que las protecciones de frecuencia y tensión estén integradas en el inversor y el titular aporte las certificaciones especificadas en el artículo 11 aptdo. 7 del RD 1663/2000.

6.3. ELEMENTOS DE MEDIDA

Los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica estarán ubicados en el “módulo de salida”. Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. No estará dotado de fusibles.

El módulo de salida será de tipo armario para su instalación en intemperie o de doble aislamiento para su instalación en interior. Ambos cumplirán lo especificado para ellos en la Norma ENDESA NNL007 y serán precintables.

El contador de energía neta fotovoltaica producida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos o, en su defecto, se conectarán en el propio módulo de salida dos contadores en serie, uno en cada sentido.

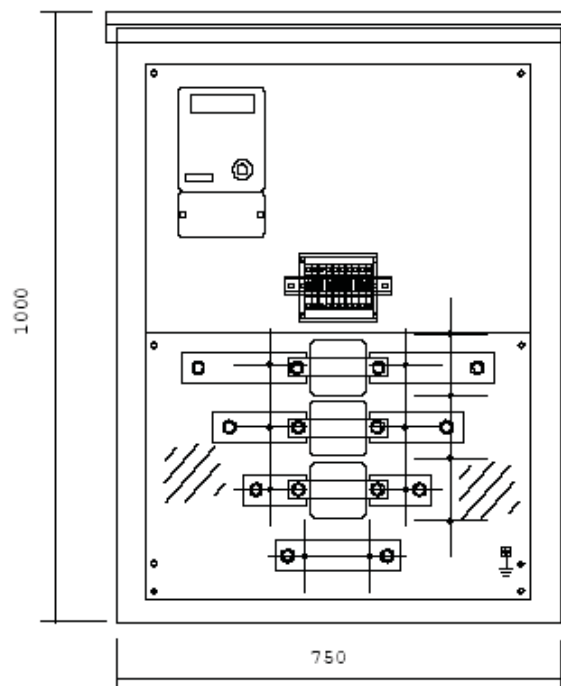
El equipo de medida de la instalación fotovoltaica ($55,42 \text{ kW} < P_n \leq 100 \text{ KW}$ (correspondiente a una intensidad de 80 A)) estará compuesto por los siguientes elementos:

- Embarrado (3 fases y neutro).
- 3 Transformadores de intensidad.
- Regleta de verificación.

- 1 Contador estático trifásico multifunción, de clase 1 ó mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifas.
- Envoltente que cumplirá con la Norma ENDESA NNL005.

6.4. CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN

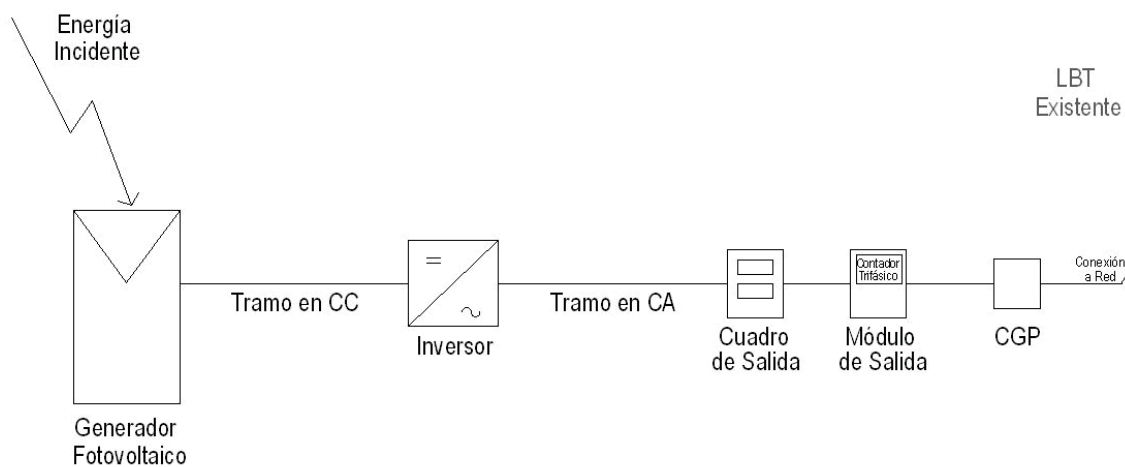
El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución de Endesa se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con la Norma ENDESA NNL010, y su esquema será el C.G.P. 7 – 160 ó el C.G.P. 9 – 160.



7. EFICIENCIA GLOBAL DEL SISTEMA

Haciendo uso de balances de energía al sistema, es posible determinar la producción energética que se espera de la instalación, si bien es necesario tener en cuenta los rendimientos individuales de los elementos que componen la planta.

El esquema general de la instalación se muestra a continuación,



Siendo el balance de energía al sistema global,

$$E_{IRRADIACIÓN} = E_{INYECTADA} + Pérdidas, \text{ (kWh)}$$

Este balance puede escribirse en la forma,

$$E_{INYECTADA} = \eta_{SISTEMA} \cdot E_{IRRADIACIÓN}, \text{ (kWh)}$$

La eficiencia global del sistema se denota como $\eta_{SISTEMA}$, y es posible determinarla por medio de balances de energía a los distintos sistemas que componen la planta.

Tras una serie de cálculos,

$$\eta_{SISTEMA} = 10,67\%$$

Se obtiene una eficiencia global entorno al 10 %, luego la instalación únicamente aprovecha una décima parte de la energía que recibe; se debe tener en cuenta que con la tecnología actual de captación, el rendimiento obtenido se encuadra dentro de lo habitual en este tipo de plantas solares.

En el Anejo nº 3, de Balance de Energía al Sistema y Estimación de la Producción Media Anual, se justifican los cálculos a realizar para la determinación de la citada eficiencia global, así como para estimar producciones medias anuales a partir de balances energéticos.

8. EVALUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

La evaluación económico-financiera del Proyecto refleja su viabilidad desde el punto de vista de la rentabilidad y la liquidez.

Con el objeto de calcular el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) del proyecto de inversión, se establecerán los flujos netos de caja generados por la planta fotovoltaica mediante diferencia entre los cobros y los pagos propios de la actividad.

Una vez estimada la cantidad de energía que la instalación es capaz de producir, resulta directo el cálculo de los ingresos a percibir, si bien el valor de la prima establecida por el Real Decreto 1565/2010 es:

- ✓ 19,31107 céntimos de euro, por kWh vertido a la red, durante los 25 años de vida de la planta fotovoltaica (tarifa actualizada a fecha de enero 2012 – 1ª convocatoria)

En cuanto a los pagos, se tendrán en cuenta tanto los costes fijos como la amortización de un préstamo, por el cual se financiará el 80 % de la inversión inicial, cifrada en 203.043,80 €.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

VAN	6.503,30 €
TIR	7,31%
PayBack	12 años, 9 meses

En el Anejo nº 9, de Evaluación Económico-Financiera del Proyecto, se detallan todos los aspectos referidos al estudio económico del proyecto.

9. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Resumen Presupuesto Ejecución Material

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	EQUIPOS.....	191.833,45	94,48
2	OBRA CIVIL.....	3.158,30	1,56
3	INSTALACIONES ELECTRICAS.....	6.802,05	3,35
4	SEGURIDAD Y SALUD.....	1.250,00	0,62
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		203.043,80	

Asciende el presupuesto a la cantidad de DOSCIENTOS TRES MIL CUARENTA Y OCHO EUROS con OCHENTA CÉNTIMOS.

10. PLANOS

El proyecto contará con la siguiente relación de planos:

- 01. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.
- 02. DISTRIBUCIÓN EN PLANTA Y PERFIL.
- 03. DISTRIBUCIÓN EN PLANTAS INTERIORES.
- 04. ESQUEMA UNIFILAR.
- 05. INSTALACION DE PUESTA A TIERRA.
- 06. EQUIPOS DE CONEXIÓN A RED.
- 07. DETALLE INVERSOR IPG110K COMPACT.

11. BIBLIOGRAFÍA

Para la redacción del presente Proyecto se ha empleado la siguiente bibliografía:

- Energía Solar Fotovoltaica (Monografías Técnicas de Energías Renovables); M. Castro, J. Carpio, R. Guirado, A. Colmenar, L. Dávila. Editorial PROGENSA.
- Energía Solar Fotovoltaica; M. Carlos Tobajas. Ediciones CEYSA.
- LA ENERGÍA SOLAR. Aplicaciones Prácticas; Colectivo. Editorial PROGENSA.
- Instalaciones de Energía Solar - Curso Programado; Editorial PROGENSA.

12. CONCLUSIÓN

El alumno extiende y firma el presente Proyecto Fin de Carrera por cuanto se ha expuesto anteriormente, los documentos que se adjuntan y a petición de la parte interesada a fin de someterlo a la consideración del correspondiente tribunal y para hacer constar a los efectos oportunos.

En Almería, a Septiembre de 2012
El Alumno

Antonio J. Alarcón Rodríguez
PROYECTO FIN DE CARRERA

ANEJO N° 1:

SISTEMAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.

GENERALIDADES

ÍNDICE.

1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	- 3 -
1.1. INTRODUCCIÓN.....	- 3 -
1.2. EL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	- 3 -
1.2.1. Conceptos básicos	- 3 -
1.2.2. Principio físico del funcionamiento de la célula solar	- 5 -
1.2.3. La radiación solar	- 7 -
1.3. LA CÉLULA SOLAR	- 9 -
1.3.1. Parámetros generales	- 10 -
1.3.2. Tipos de materiales semiconductores	- 13 -
2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	- 15 -
2.1. ESQUEMA BÁSICO	- 15 -
2.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO	- 16 -
2.2.1. El panel fotovoltaico	- 16 -
2.2.2. Características principales del panel.....	- 18 -

1. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1. INTRODUCCIÓN

La cantidad de energía que se recibe del sol anualmente se estima en una cifra en torno a $1,49 \times 10^8$ kWh, valor muy superior al consumo energético mundial. Se trata de una energía limpia y cuya fuente es inagotable, pero convertirla en una energía aprovechable de manera eficiente supone todavía un problema. La tecnología actual en este sentido se dirige en dos direcciones: conversión eléctrica y conversión térmica.

La conversión térmica se lleva a cabo en dos niveles: a baja y a alta temperatura. Los sistemas de baja temperatura se centran en el calentamiento de agua mediante la radiación solar y contempla el uso de esta energía para la calefacción de edificios, obtención de agua caliente y otros fines industriales de este tipo. La solución a altas temperaturas consiste en una caldera termosolar en la que el calor producido por la concentración de la radiación solar produce vapor a alta presión y temperatura (directamente o a través de un fluido intermedio de buenas características térmicas, como ciertas sales fundidas) que se utiliza para mover un conjunto turbina-alternador, como en una central térmica convencional.

La conversión directa en energía eléctrica se produce en las células solares y se basa en el efecto fotovoltaico. En los siguientes apartados se explicará este efecto y se dará una visión general de esta tecnología, de su estado actual y de sus aplicaciones, lo que ya se denomina como ingeniería fotovoltaica.

1.2. EL EFECTO FOTOVOLTAICO

1.2.1. Conceptos básicos

La física clásica considera que la materia está constituida por átomos, en los que se puede distinguir entre el núcleo, que tiene fundamentalmente la masa del átomo y que está cargado positivamente, y los electrones, con carga eléctrica negativa y que se sitúan en movimiento alrededor del núcleo en ciertas capas o zonas posibles denominadas bandas de energía. El átomo en conjunto es estable, con carga eléctrica neutra.

El electrón es el elemento básico o partícula elemental eléctrica y el valor de su carga es muy pequeño. El culombio (C), unidad de carga eléctrica en el sistema internacional, es equivalente a la carga de $-6,24 \times 10^{18}$ electrones (el signo indica la carga negativa del electrón).

Anejo 01 – Sistemas de Generación Fotovoltaica. Generalidades

Los electrones de la capa más externa del átomo se denominan electrones de valencia. Según la fuerza con que éstos están ligados al núcleo, es decir, según la facilidad con la que se pueden desplazar de un átomo al contiguo, los materiales se pueden clasificar en dos grupos: conductores y aislantes.

Los materiales conductores, que son fundamentalmente los metales, están formados por átomos en los que los electrones de valencia no están muy ligados al núcleo y se desplazan fácilmente de un átomo a otro, con tal de que exista una pequeña diferencia de potencial. Por el contrario los materiales aislantes, tienen los electrones de valencia fuertemente ligados al núcleo, por lo que son necesarias grandes diferencias de potencial para poder arrancarlos de éste y permitir su movimiento.

Si se unen dos puntos de distinto potencial mediante un conductor, aparecerá un flujo o corriente de electrones. La carga eléctrica de ese flujo de electrones que circula por el conductor en la unidad de tiempo se denomina intensidad de corriente eléctrica y su unidad en el Sistema Internacional es el amperio. Por convenio, se acepta que el sentido de circulación de la corriente eléctrica es el contrario al del movimiento de los electrones o, dicho de otra manera, es el sentido del movimiento de las cargas ideales positivas (del punto de mayor potencial al de menor)

Existe un tercer tipo de materiales intermedio entre los dos grandes tipos (conductores y aislantes) denominados semiconductores. En un material semiconductor los electrones de valencia están más ligados al núcleo que en el caso de los conductores, pero basta con aportar una pequeña cantidad de energía para que se comporten como éstos, liberando esos electrones más externos, que ya podrán desplazarse de un átomo a otro si existe una pequeña diferencia de potencial.

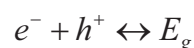
Las células solares están constituidas por materiales semiconductores, principalmente silicio, y son elementos que transforman directamente parte de la energía solar que reciben en energía eléctrica. Los electrones de valencia del material semiconductor de la célula, que están ligados débilmente al núcleo de sus átomos, son arrancados por la energía de los fotones de la radiación solar que incide sobre ella. Este fenómeno se denomina efecto fotovoltaico.

Así, en el semiconductor aparecen electrones libres y huecos (el hueco es la carga ideal positiva de igual valor que la del electrón, pero de signo positivo). Para evitar que éstos, electrón y hueco, se recombinen es necesario crear en el interior del semiconductor un campo eléctrico (lo que se consigue mediante una unión "p-n") que separe físicamente estos dos tipos de cargas libres móviles, apareciendo así una intensidad de corriente neta que atraviesa la célula solar. A continuación se verán de forma más detallada los distintos pasos de este proceso.

1.2.2. Principio físico del funcionamiento de la célula solar

La rotura de enlaces, y por tanto la aparición de un par electrón-hueco, puede producirse por la absorción de un fotón de energía suficiente (efecto fotovoltaico) o por agitación térmica. El proceso contrario, es decir, la recombinación o desaparición del par electrón-hueco puede producirse al encontrarse un electrón libre y un hueco (para esto se necesitarían condiciones muy específicas) o por la existencia de un defecto de la estructura del cristal del material semiconductor.

Tanto la energía necesaria para que ocurra el proceso de generación como la cedida en el de recombinación, tienen un valor determinado E_g , denominado ancho de banda prohibida. De este modo, estos dos fenómenos pueden escribirse con la reacción reversible siguiente:



El hueco (h^{+}) puede entenderse como la carga ideal positiva (de igual valor que la carga del electrón, pero de signo positivo), por lo que también se dice que el hueco es la ausencia del electrón al moverse.

El movimiento de los huecos en el cristal del semiconductor puede entenderse mediante una analogía a esos puzzles planos formados por pequeñas piezas cuadradas que, aunque se mantienen siempre unidas, pueden deslizarse unas sobre los lados de las contiguas gracias a la existencia de un único hueco o posición sin pieza cuadrada. Si todas las piezas cuadradas fueran idénticas (sin ningún dibujo sobre su superficie que permitiera distinguir las), el movimiento de las piezas podría verse o entenderse como el movimiento del hueco (la posición sin pieza) sobre la superficie del puzzle.

Los electrones libres y los huecos creados por la ruptura del par electrón-hueco tienden a difundirse desde las zonas iluminadas, donde se crean, a las zonas oscuras. Para evitar la recombinación, tal y como se ha indicado, es necesario crear en el interior del semiconductor un campo eléctrico, mediante una unión "p-n", que separe físicamente estos dos tipos de cargas libres móviles, apareciendo así una intensidad de corriente neta que atraviesa la célula solar en sentido de ese campo.

Para explicar qué es una unión "p-n", es necesario explicar antes qué es un semiconductor tipo "n" y uno tipo "p".

Un semiconductor, por ejemplo de silicio, tipo "n" se consigue dopando un cristal de silicio (introduciendo impurezas) con fósforo. El átomo de fósforo tiene cinco electrones de valencia, frente a los cuatro que tiene el átomo de silicio, por lo que el silicio dopado con fósforo tiene un exceso de electrones con respecto al cristal de silicio puro.

Anejo 01 – Sistemas de Generación Fotovoltaica. Generalidades

Análogamente, un semiconductor tipo “p” se consigue dopando al cristal de silicio con boro. El átomo de boro tiene sólo tres electrones de valencia, por lo que ahora en este material semiconductor de tipo “p” los electrones serán los portadores de carga minoritaria, es decir, los huecos serán mayoritarios.

Como se ha indicado, de los dos posibles motivos de recombinación, el más importante es la existencia de defectos en el cristal que denominaremos “trampas”. Supóngase un semiconductor tipo “n”, en el que los huecos son minoritarios, y supóngase un defecto en el cristal en estado neutro: como los electrones son muy numerosos, la “trampa” rápidamente captura uno, quedando ionizada negativamente (luego éste será el estado de equilibrio en un semiconductor de este tipo) a la espera de poder capturar un hueco, que es más difícil por ser éstos minoritarios. Cuando lo consigue, de nuevo su estado es neutro y se ha producido una recombinación. Rápidamente captura otro electrón y vuelve a quedar cargada negativamente, a la espera de otro hueco para completar otra recombinación.

Con el objetivo de minimizar el número de recombinaciones, es decir, para poder aprovechar la mayoría de las cargas libres producidas por la ruptura de los pares electrón-hueco gracias a los fotones de la radiación solar incidente, el número de “trampas” o defectos del cristal debe ser lo menor posible. Esto se consigue utilizando cristales de silicio puro o silicio monocristalino.

Para separar esos portadores o cargas libres y evitar su recombinación, es necesario crear en el semiconductor una unión “p-n”. Ésta se obtiene al poner en contacto la superficie de un semiconductor tipo “n” con la de uno tipo “p” (Figura 1 A).

En realidad esta unión se realiza tratando químicamente un mismo semiconductor de silicio: se toma una placa de semiconductor de un determinado tipo (por ejemplo “p”) y se dopa con impurezas de signo contrario, obteniendo así un determinado espesor de semiconductor de tipo opuesto (tipo “n”). El plano de separación de estas dos zonas de distinto tipo es lo que constituye la unión “p-n” (homounión).

Debido al alto gradiente de concentración de portadores de un mismo tipo a cada lado de la unión, tienden a pasar por difusión hacia el lado contrario. Al ocurrir esto, dejan en las proximidades de la unión una zona de cargas fijas (negativa en la zona “p” y positiva en la “n”), produciéndose a ambos lados de la unión un dipolo eléctrico que crea un campo eléctrico, dirigido de la zona “n” a la “p”, que tiende a compensar esta difusión de portadores, llegándose así a una situación de equilibrio (Figura 1 B). Mediante la aplicación de una diferencia de potencial exterior entre las zonas “p” y “n”, se puede modificar el valor de esta barrera de potencial.

Explicados los conceptos, ya es posible entender el principio físico del funcionamiento de una célula solar. Cuando la radiación solar incide sobre la célula, los fotones con energía suficiente rompen el par

electrón-hueco dejando estos portadores libres (efecto fotovoltaico). El campo eléctrico de la unión “p-n” separa estos portadores para evitar que se recombinen, llevando los electrones a la zona “n” y los huecos a la zona “p”, apareciendo de ese modo una intensidad de corriente neta que atraviesa la célula solar en el sentido de ese campo, de la zona “p” a la “n” (Figura 2 A) Si mediante una carga exterior se cierra el circuito, la corriente fotovoltaica generada sale de la célula hacia el circuito exterior por la zona “p”, atraviesa la carga y entra de nuevo en la célula por la zona “n” (Figura 2 B).

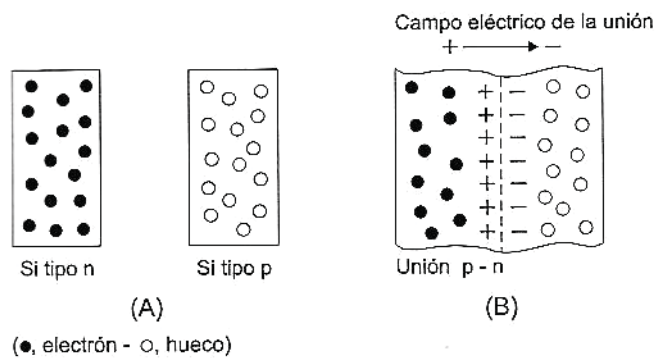


Figura 1. Semiconductor tipo “n” y tipo “p”. Unión “p-n”

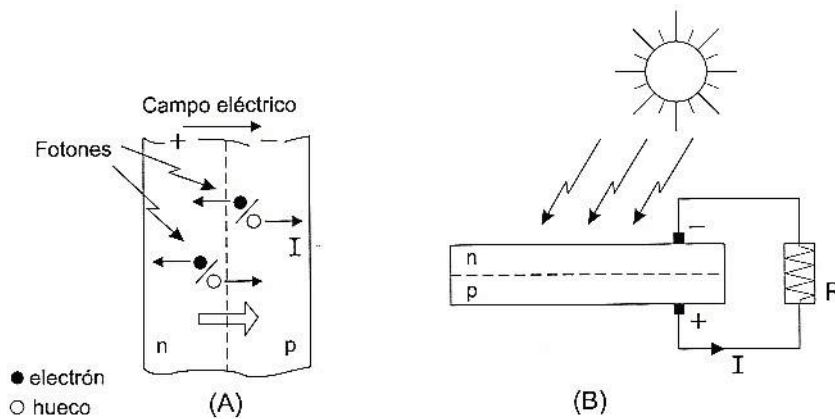
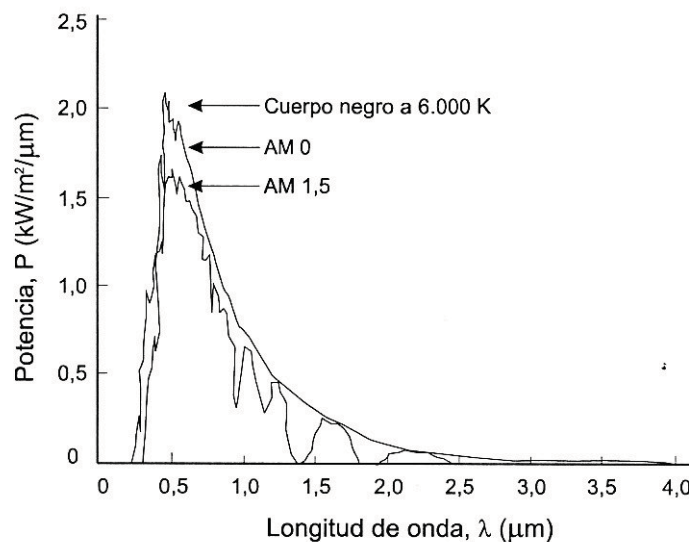


Figura 2. Separación de portadores por el campo de la unión p-n. Intensidad de corriente exterior de la célula solar.

1.2.3. La radiación solar

La radiación solar contiene fotones a todas las energías conforme a una distribución espectral (potencia en función de la longitud de onda) que va desde el infrarrojo (muy abundantes pero poco

energéticos) hasta el ultravioleta (muy poco abundantes, 7 %, pero muy energéticos), estando aproximadamente el 47 % de la energía en la zona visible del espectro. La siguiente figura muestra la distribución espectral de la radiación solar:



Fuera de la atmósfera, el espectro solar (que se denomina AM0) tiene una irradiancia normal a la superficie de 1367 W/m², llamada Constante Solar. En su paso por la atmósfera hasta llegar a la superficie de la Tierra, este espectro se modifica por la influencia de la atmósfera que absorbe, dispersa y refleja parte de esa radiación, de forma que al nivel del mar (espectro AM1,5) la irradiancia disminuye a 1000 W/m², aproximadamente, valor que sólo se alcanza en condiciones muy buenas (días despejados y aire transparente).

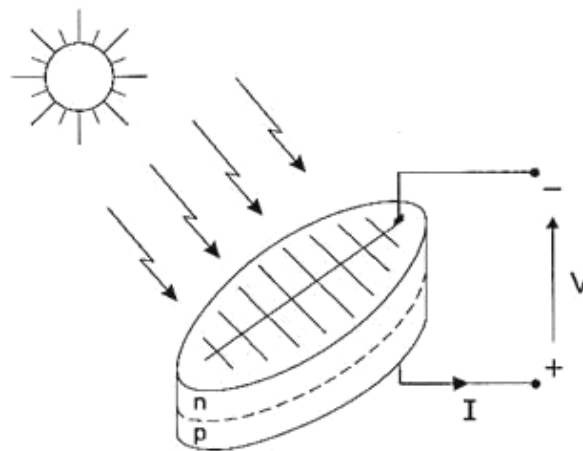
La radiación directa que llega a la Tierra desde el Sol, en la atmósfera se absorbe, se dispersa y se refleja, fundamentalmente por los gases que constituyen la misma, el vapor de agua y el polvo y partículas que hay en suspensión. De esta forma, la radiación que llega a la superficie de la Tierra está formada por tres componentes:

- Radiación directa, que es la que se recibe directamente desde el Sol “en línea recta”, sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
- Radiación difusa, que es la que sufre cambios de dirección en su paso por la atmósfera debido principalmente a la reflexión y a la dispersión.
- Albedo, que es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

Aunque estas tres componentes están presentes en la radiación total o global que se recibe en cualquier lugar de la superficie de la Tierra, es la primera, la radiación directa, la mayor y la más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

1.3. LA CÉLULA SOLAR

De manera simplificada, una célula solar convencional está formada por un disco delgado de silicio monocristalino de tipo “p” en el que una de sus superficies se ha sobredorado con fósforo hasta hacerla de tipo “n”. La unión “p-n” que se forma es paralela a la superficie donde se ha hecho la difusión. La superficie de la zona “n” es la cara que se ilumina. Los contactos eléctricos necesarios para poder sacar la corriente generada por la célula al circuito exterior se obtienen depositando dos capas metálicas sobre las dos caras de la célula. La que está en la cara iluminada es una rejilla o peine (para permitir que la luz entre en el semiconductor), mientras que la de la cara opuesta es una capa continua que cubre toda la superficie (ya que es la superficie que no ve la luz solar, y así se minimiza la resistencia de contacto).



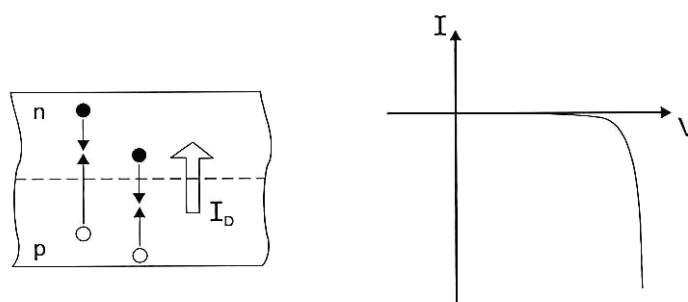
Esquema de una célula solar.

En la figura anterior, se indican las referencias de tensión e intensidad que se van a utilizar en el siguiente apartado.

1.3.1. Parámetros generales

1.3.1.1. Corriente de diodo o de oscuridad

La corriente que atraviesa la célula en la oscuridad se debe fundamentalmente a la recombinación de los portadores. La curva I-V de oscuridad, es muy asimétrica y tiene la forma similar a la de un diodo. Es función de la tensión exterior, y sólo aplicando tensiones positivas del orden de 0,55 ó 0,6 V, pueden observarse corrientes negativas del orden de algunos mA.



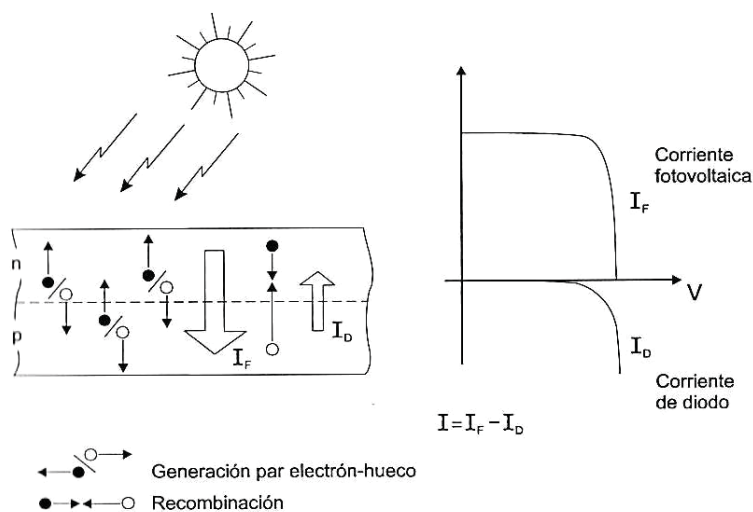
Característica I-V de oscuridad

1.3.1.2. Corriente de cortocircuito con iluminación

Supóngase una célula iluminada en cortocircuito (la resistencia de la carga exterior es igual a cero). El valor de la intensidad generada que atraviesa la célula es función de la irradiancia, de modo que para cada longitud de onda del espectro de la radiación solar se obtiene un valor de corriente de cortocircuito, de tal forma que la corriente total de cortocircuito (I_{cc}) bajo iluminación es la suma de las corrientes correspondientes a cada longitud de onda de todas las que componen el espectro solar. Esta intensidad de corriente es la máxima que puede dar la célula, y para la referencia de intensidad dada, es positiva y circula en sentido contrario a la corriente en oscuridad.

1.3.1.3. Tensión a circuito abierto

Supongamos ahora que la célula está iluminada a circuito abierto (sin carga exterior). En esta situación la tensión que aparece en bornes de la célula se denomina tensión a circuito abierto o tensión de vacío (U_0). Es positiva (según la referencia dada) y es el valor máximo de tensión que puede dar la célula.

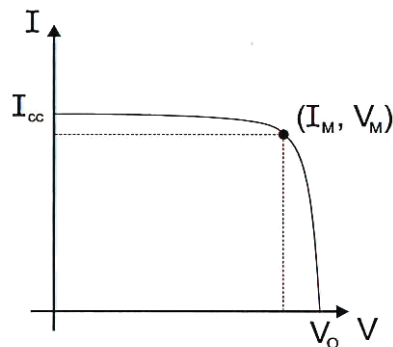


1.3.1.4. Corriente generada. Característica I-V

Los dos parámetros anteriores son los valores extremos que definen las características de la célula, pero las condiciones que los definieron (en cortocircuito, y a circuito abierto) no ofrecen información desde el punto de vista de la potencia que genera la célula. Es necesario conocer, en condiciones de iluminación, la intensidad generada en función de la tensión en bornes de la célula.

La corriente generada es igual a la corriente fotovoltaica (debida a la generación de portadores libres producidos por la iluminación) menos la corriente de oscuridad (debida a la recombinación de los portadores). Estas dos componentes internas de la corriente que genera una célula solar se muestran en la figura anterior. En condiciones de iluminación, la primera es mucho mayor que la segunda.

La existencia de la carga (con la correspondiente circulación de corriente por el circuito exterior desde la zona "p" hasta la zona "n") hace que el campo eléctrico de la unión crezca. Así, la corriente generada por la célula es prácticamente constante, hasta un determinado valor de la tensión en bornes, en el que el campo de la unión decrece y hace que la intensidad caiga a cero rápidamente. Esta relación entre la tensión en bornes de la célula y la intensidad generada se representa por la denominada curva característica tensión-intensidad, o característica I-V.



Para cualquier punto de la curva característica I-V, la potencia generada y entregada a la carga viene dada por el producto de la intensidad I por la tensión V. Existe un punto (I_M, V_M) , denominado punto de máxima potencia, en el que este producto es máximo.

1.3.1.5. Eficiencia y limitaciones

Se define el **rendimiento** o **eficiencia** de una célula solar como el cociente entre la potencia máxima que puede dar a la carga y la potencia luminosa recibida:

$$\eta = \frac{I_M \cdot U_M}{P_{PV}}$$

Para células de silicio monocristalino el rendimiento máximo obtenido en laboratorio está entre el 22% y el 24%, disminuyendo hasta aproximadamente el 15% para células comerciales de este tipo.

Otra relación importante es el factor de forma o de relleno, FF. Se define como el cociente entre la potencia máxima que la célula puede solar puede dar a la carga y la potencia teórica máxima, definida por el punto (I_{CC}, V_0) ,

$$FF = \frac{I_M \cdot U_M}{I_{CC} \cdot U_0}$$

Cuanto mayor es este factor, cuanto más próximo a 1, la característica I-V con iluminación se aproxima más al rectángulo de máxima potencia teórica y, por tanto, la célula es de mejor calidad.

El rendimiento de una célula viene limitado por distintos factores intrínsecos y de diseño. Éstos son:

- 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 tienen esa energía, por lo que se pierden, y otros tienen una energía mayor, por lo que se pierde ese exceso.

- Pérdidas por recombinación. El proceso de recombinación depende de la densidad de “trampas” o defectos de la estructura cristalina del semiconductor; cuanto más puro sea, menores serán estas pérdidas.
- Resistencia serie. Se debe a que los electrones generados en el semiconductor y que alcanzan la zona “n” superficial, han de correr por la superficie hasta alcanzar una tira metálica de la rejilla. La resistencia serie es menor cuanto más profunda es 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 compromiso a la hora de diseñar la célula. Esta resistencia además disipa energía por efecto Joule, al circular corriente por ella, en forma de calor que debe disipar la célula.
- Pérdidas por reflexión parcial. Parte de la luz que incide sobre la célula es reflejada por la superficie de ésta, por lo que se pierde. Para evitar esta pérdida, en la fabricación de las células se emplean capas antirreflectantes y superficies rugosas.

La suma de todas estas pérdidas disminuye el rendimiento de la célula, lo que explica las diferencias existentes entre los rendimientos obtenidos en laboratorio y los de las células comerciales que resultan de los procesos industriales de fabricación.

1.3.2. Tipos de materiales semiconductores

Pese a que existe un gran número de materiales semiconductores con los que se podrían construir células fotovoltaicas, a continuación se enumeran los más utilizados.

- Células de Silicio (Si).

Por ser este material la base de la industria electrónica, actualmente su tecnología está muy desarrollada, por lo que la mayoría de las células solares están construidas en silicio.

Dentro del silicio existen varias opciones. La primera consiste en emplear material similar en pureza al utilizado en la fabricación de circuitos integrados (silicio monocristalino de grado electrónico), mejorando el rendimiento de conversión y automatizando el proceso, ya que este material muy puro es caro. Para obtener silicio monocristalino, el sistema tradicional (método Czochralsky) consiste en un proceso por el cual un germen de cristal gira y, a la vez, va saliendo lentamente de un crisol de silicio fundido; si la temperatura y las

Anejo 01 – Sistemas de Generación Fotovoltaica. Generalidades

velocidades de giro y retirada se controlan con precisión, se obtiene un monocristal perfecto. La segunda opción consiste en conseguir un silicio más barato mediante sistemas de producción diferentes al tradicional, aunque de pureza algo inferior (silicio monocristalino de grado solar).

Alternativas a la utilización de silicio monocristalino en la fabricación de células, son el silicio policristalino (formado por pequeños cristales elementales), pudiendo obtenerse rendimientos próximos al 9%, y el silicio semicristalino (granos de varios milímetros de diámetro).

Otra alternativa al silicio monocristalino es el silicio amorfo. Aunque presenta un rendimiento aún más bajo, hasta el 5%, ofrece varias ventajas como necesitar un espesor mucho menor, tener un precio de la célula mucho menor y contar con un proceso de fabricación más simple.

- Células de película delgada.

En las células solares de película delgada o capa fina, los espesores son del orden de unas pocas micras, por lo que se utilizan materiales de “gap” directo, es decir, materiales que necesitan menos espesor para absorber los fotones solares de energía superior al E_g correspondiente (debido a que el coeficiente de absorción varía fuertemente con la energía del fotón incidente)

Una célula de película delgada está formada por una heterounión de dos materiales (unión de dos materiales semiconductores diferentes, uno de tipo “n” y otro de tipo “p”), uno de ellos con un E_g dentro del margen de rendimientos de conversión altos y el otro, un E_g grande, de modo que actúa como ventana para la mayoría de los fotones incidentes y sirve para crear el campo eléctrico que produce la separación de los portadores generados.

Las ventajas de esta célula son que el espesor activo de la misma es muy pequeño, por lo que puede depositarse sobre algún sustrato barato que asegure un buen comportamiento mecánico, y su proceso de fabricación se lleva a cabo con técnicas menos costosas. Los inconvenientes radican en el hecho de que los materiales capaces de formar heterounión están menos estudiados, por lo que la tecnología para su obtención de forma económica y masiva no está aún tan desarrollada como en el caso del silicio.

Una de las células más desarrolladas de este tipo es la de sulfuro de cadmio y sulfuro cuproso. En estas células el rendimiento en laboratorio ha llegado hasta el 9%.

- Células de arseniuro de galio (AsGa).

La tecnología del arseniuro de galio está desarrollada gracias a la fabricación de los diodos emisores de luz o LEDs. Las células solares basadas en este material están cobrando día a día más importancia y en forma monocristalina han llegado a dar rendimientos de conversión del 27%.

La principal ventaja de este tipo de célula es que mantienen sus características de alto rendimiento a elevadas temperaturas (a 150 °C el rendimiento es superior al 15%), por lo que son ideales para sistemas de concentración o sistemas mixtos de aprovechamiento térmico y eléctrico. Otra de sus ventajas es su tolerancia a radiaciones ionizantes (como protones y electrones que sí afectan al silicio), siendo por ello utilizadas en satélites artificiales y demás vehículos espaciales, y su alto coeficiente de absorción, que permite buenos rendimientos con pequeños espesores. Su principal inconveniente es la rareza y escasez del material, lo poco que están desarrollados los procesos industriales de fabricación y, sobre todo, su todavía elevado precio.

2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

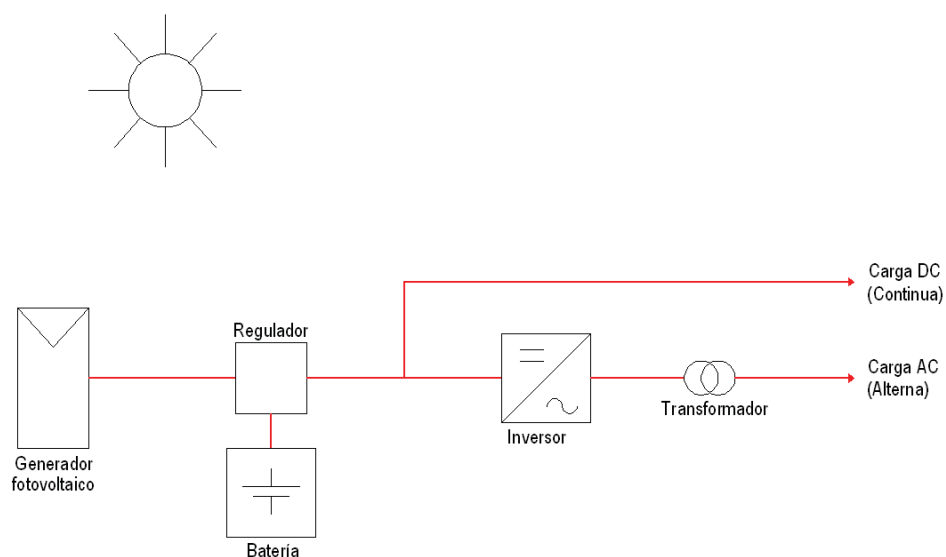
2.1. ESQUEMA BÁSICO

Los sistemas fotovoltaicos, capaces de transformar la energía procedente del Sol directamente en electricidad, se componen esencialmente de dos elementos:

- Un generador fotovoltaico, encargado de captar y de convertir la radiación solar en corriente eléctrica.
- Un inversor o acondicionador de la energía eléctrica, para adaptar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico a las características eléctricas necesarias requeridas por las cargas a alimentar.

Si al mismo tiempo se requiere del almacenamiento de la energía producida, la instalación contará además con los siguientes elementos:

- Baterías o acumuladores, para almacenar la energía eléctrica y así poder utilizarla en periodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico.



Esquema general de un sistema fotovoltaico.

- Un regulador de carga, para proteger y garantizar el correcto mantenimiento de carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.

En cualquier caso el sistema fotovoltaico contará con elementos de protección (interruptores de desconexión, diodos de bloque, fusibles...) dispuestos entre las diferentes partes que componen el sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

También puede considerarse la necesidad de un generador auxiliar (que puede ser una red eléctrica de distribución exterior), para complementar la energía del generador fotovoltaico en periodos en los que el mismo no sea capaz de mantener la demanda, si ésta no puede ser interrumpida.

2.2. GENERADOR FOTOVOLTAICO

2.2.1. El panel fotovoltaico

El generador fotovoltaico es el elemento del sistema encargado de convertir la radiación solar que recibe en electricidad, con unas características de tensión y de corriente que dependen tanto de la cantidad de radiación como de los parámetros constructivos del mismo.

El elemento básico para realizar esta conversión es la célula fotovoltaica, cuya característica tensión-intensidad define su capacidad para generar energía eléctrica. En la práctica, las células aisladas no

Anejo 01 – Sistemas de Generación Fotovoltaica. Generalidades

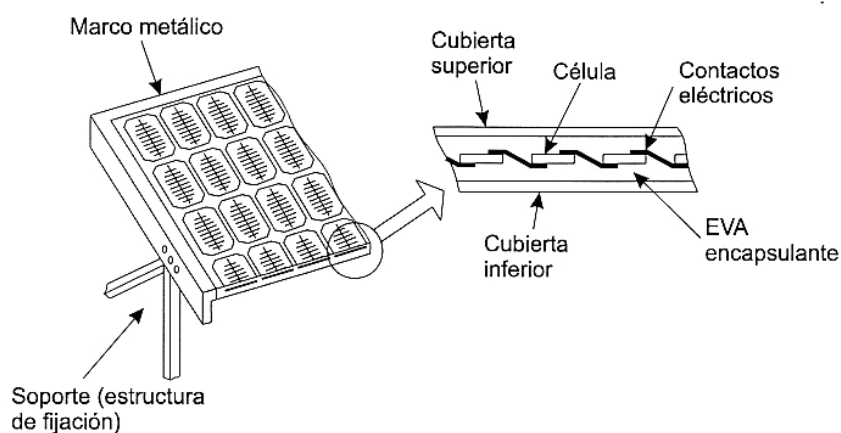
suministran energía eléctrica en cantidad suficiente como para alimentar las instalaciones que se usan en la actualidad, por lo que es necesario agrupar las células con unas características iguales, conectándolas en serie y paralelo, a fin de obtener una tensión y una corriente determinadas.

Estas agrupaciones de células se encierran en los denominados paneles fotovoltaicos, que proporcionan la necesaria resistencia mecánica y la protección de las células contra los agentes ambientales externos, ofreciendo también el necesario aislamiento eléctrico, que garantiza su funcionamiento en el tiempo y la seguridad de las personas y animales que se encuentran en su entorno.

Los paneles son elementos que se comercializan en distintos modelos (forma, tipo y disposición de las células, etc.) y tamaños. Habitualmente constan de unas 30 a 48 células de silicio encerradas en una estructura rígida, con una superficie de 0,5 m² a 0,8 m² en las aplicaciones comerciales habituales.

Los objetivos principales del panel respecto a las células son: asegurar una estanqueidad suficiente, garantizar una adecuada resistencia mecánica y contra agentes externos, favorecer la máxima captación de la radiación solar y evacuar el calor de las células para obtener un rendimiento máximo. Este último aspecto es de gran relevancia si se considera que el rendimiento de un panel fotovoltaico depende fundamentalmente de la temperatura de las células.

La siguiente figura representa un esquema constructivo de un panel fotovoltaico:



Panel fotovoltaico.

Las células que se utilizan para construir un panel fotovoltaico tienen los mismos parámetros eléctricos (admitiéndose pequeñas desviaciones), a fin de asegurar que no se produzcan en el conjunto del

panel descompensaciones que limiten su funcionamiento. Así, por ejemplo, la intensidad de toda una rama de células conectadas en serie queda limitada por la de la célula que tenga una intensidad de corriente menor. En el proceso de fabricación de las células son muy importantes los ensayos finales que permiten clasificar y garantizar esa igualdad de los parámetros y características eléctricas de las mismas.

El conjunto de células, conectadas convenientemente en serie y en paralelo para dar los valores nominales de tensión y de corriente del panel, se sitúa encerrado entre dos cubiertas, una superior y otra inferior, que garantizan protección mecánica y contra agentes externos.

La cubierta superior es de un vidrio templado especial, resistente a los impactos, y con una superficie exterior sumamente lisa para que no retenga la suciedad. Es muy importante su calidad óptica para asegurar la mayor transparencia posible a la radiación solar incidente.

La cubierta inferior, por el contrario, suele ser opaca, y tiene únicamente una función de protección contra los agentes externos (principalmente contra la humedad), además de conferir una cierta resistencia mecánica al panel. Se suelen utilizar materiales sintéticos, Tedlar u otro vidrio.

Entre las dos cubiertas, y envolviendo las células y las conexiones eléctricas, se encuentra el material encapsulante, que debe ser transparente a la radiación solar, no verse alterado por la radiación ultravioleta y no absorber humedad. Además, protege a las células ante pequeñas vibraciones que pueden producirse y sirve de adhesivo a las cubiertas. Como material encapsulante se utilizan las siliconas, el polivinilo y, sobre todo, EVA (etil-vinil-acetileno), que ofrece actualmente las mejores características.

El conjunto de las dos cubiertas con las células en el material encapsulante va montado sobre un marco soporte metálico tratado, de aluminio anodizado o acero inoxidable, que confiere al panel la rigidez y la protección mecánica que requiere (principalmente contra el viento). El marco soporte incorpora los taladros que permiten atornillarlo, para su anclaje, a un bastidor o estructura mayor sobre el que se fija el conjunto de paneles de la instalación.

Por último, se encuentran los elementos eléctricos exteriores (cables, bornas, caja de conexión), que permiten de una forma cómoda y fiable la interconexión de los paneles entre sí y con la instalación eléctrica exterior.

2.2.2. Características principales del panel

Como los parámetros o características de todas las células que componen el panel son iguales, el comportamiento del mismo, que se define mediante su curva tensión-intensidad, se obtiene a partir de la correspondiente curva de las células, sin más que multiplicar sus parámetros de corriente (intensidad

Anejo 01 – Sistemas de Generación Fotovoltaica. Generalidades

generada, intensidad de cortocircuito, etc.) por el número de ramas, o conjuntos de células en paralelo, y sus parámetros de tensión (tensión generada, tensión a circuito abierto, etc.) por el número de células en serie que hay en cada rama de las que consta el panel, pudiendo establecerse análogamente para éste un punto de máxima potencia (I_M , U_M) para cada valor de radiación.

Así, los parámetros característicos del panel respecto de los de la célula, para unas condiciones determinadas de radiación, son:

$$P_{m\acute{a}x,panel} = P_{m\acute{a}x,c\acute{e}lula} \cdot N_s \cdot N_p = P_{m\acute{a}x}$$

$$U_{0,panel} = U_{0,c\acute{e}lula} \cdot N_s = U_0$$

$$I_{cc,panel} = I_{cc,c\acute{e}lula} \cdot N_p = I_{cc}$$

Donde,

$P_{m\acute{a}x,panel}$ = Potencia máxima del panel

$P_{m\acute{a}x,c\acute{e}lula}$ = Potencia máxima de la célula

$U_{0,panel}$ = Tensión a circuito abierto del panel

$U_{0,c\acute{e}lula}$ = Tensión a circuito abierto de la célula

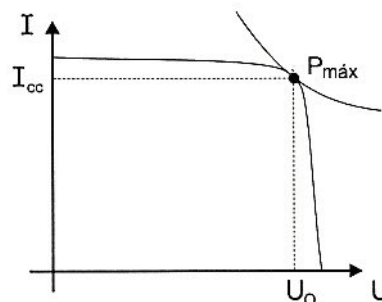
$I_{cc,panel}$ = Intensidad de cortocircuito del panel

$I_{cc,c\acute{e}lula}$ = Intensidad de cortocircuito de la célula

N_s = Número de células en serie en cada ramal del panel

N_p = Número de ramas en paralelo del panel

La siguiente figura muestra la curva tensión intensidad de un panel fotovoltaico:



La relación entre la potencia máxima que entrega el panel a la carga, definida por su punto de máxima potencia (y que corresponde al área del rectángulo formado por I_M , U_M y los ejes de abscisas y de

Anejo 01 – Sistemas de Generación Fotovoltaica. Generalidades

ordenadas), y la potencia teórica, definida por los puntos de tensión a circuito abierto (U_0) y corriente de cortocircuito (I_{cc}) del panel, se denomina factor de forma, FF.

Cuanto mayor sea este parámetro, cuanto más próximo a 1, la potencia máxima que puede dar el panel se acercará más a la potencia máxima teórica.

En la práctica, los fabricantes de paneles no suministran las curvas para cada condición de operación, sino que establecen unas condiciones de referencia y de temperatura de funcionamiento nominal de la célula, a partir de las cuales se pueden deducir los valores en otras condiciones con ciertas suposiciones de funcionamiento. Así, en cada panel se dan, como datos que determinan las condiciones de referencia o nominales del panel, la radiación nominal (G_{nom}) y la temperatura de funcionamiento nominal de las células (TFNC), además de los parámetros eléctricos característicos: potencia máxima nominal ($P_{m\acute{a}x, nom}$), tensión e intensidad máximas nominales ($U_{m\acute{a}x, nom}$ e $I_{m\acute{a}x, nom}$), tensión a circuito abierto nominal ($U_{0, nom}$) y corriente de cortocircuito nominal ($I_{cc, nom}$).

ANEJO N° 2:

DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULO DE
LA INSTALACIÓN

ÍNDICE.

1.	ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	- 3 -
1.1.	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	- 3 -
1.2.	INVERSOR	- 3 -
2.	DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULO	- 4 -
2.1.	CARACTERÍSTICA I-V. CURVA DE MÁXIMA POTENCIA.....	- 4 -
2.2.	DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE.....	- 6 -
2.3.	DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO	- 8 -
2.4.	ELECCIÓN DE PARÁMETROS	- 9 -
2.5.	CONTROL DEL DISEÑO ELÉCTRICO. TABLA DE RESULTADOS	- 9 -
2.6.	OTRAS CONSIDERACIONES	- 10 -
2.6.1.	Tensión máxima del sistema	- 10 -
2.6.2.	Superficie necesaria	- 10 -
2.6.3.	Distancia entre filas	- 11 -

1. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

1.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los principales parámetros del módulo seleccionado son los siguientes:

Potencia	175 Wp
Tecnología	Si Policristalino
U _{mp}	35,20 V
U _{oc}	44,20 V
Tensión máx. del sistema	1000 V
I _{mp}	4,95 A
I _{sc}	5,20 A
Tamaño	1580x880x35 mm
Peso	16 kg

Se trata de un panel con tecnología en Silicio Policristalino, con un rendimiento del 13,7%. El punto de máxima potencia, vendrá dado por la pareja de valores (7,42 A, 23,60 V); el punto de máxima potencia teórica, será el formado por la intensidad de cortocircuito y la tensión a circuito abierto, correspondiendo a (7,42 A, 23,60 V).

1.2. INVERSOR

El inversor seleccionado responde a los siguientes parámetros:

Potencia máx. CC	130 kW
Potencia máx. CA	110 kW
Potencia nominal CA	100 kW
Eficiencia máx.	96 %
Tensión mín. U _{mp}	430 V
Tensión máx. U _{mp}	800 V
Tensión máx. CC	900 V
Corriente máx. CC	225 A
Tamaño	1300x1200x800 mm
Peso	935 kg

Anejo 02 – Dimensionado y Cálculo de la Instalación

Los principales parámetros del inversor son siempre proporcionados por el fabricante, de modo que habrá que prestar atención a ellos con el fin de no superar ninguno de los límites en la definición de la instalación.

Puesto que la instalación pretende alcanzar los 100 kW de potencia, se ha seleccionado un inversor capaz de llegar hasta los 130 kW en corriente continua, contando con una potencia nominal de 100 kW en corriente alterna.

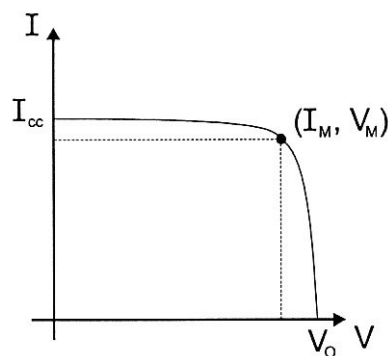
2. DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULO

De manera general, la conexión en serie de módulos fotovoltaicos conllevará a una suma en las tensiones, de modo que si por ejemplo se conectaran 10 módulos en serie, y teniendo en cuenta el valor de la tensión en el punto de máxima potencia (en este caso son 35,50 V), se alcanzaría una tensión de 350 V.

Análogamente, el conexionado en paralelo de los módulos, conlleva a una suma en las intensidades de corriente, empleándose en este caso el parámetro intensidad en el punto de máxima potencia.

2.1. CARACTERÍSTICA I-V. CURVA DE MÁXIMA POTENCIA

El panel fotovoltaico, como respuesta a la radiación solar incidente, genera una intensidad de corriente que se mantiene prácticamente constante, hasta un determinado valor de la tensión en bornes, momento en el que la intensidad cae rápidamente hasta cero. Esta relación entre la tensión en bornes del panel y la intensidad generada se representa en lo que se conoce como curva característica tensión-intensidad, o característica I-V.

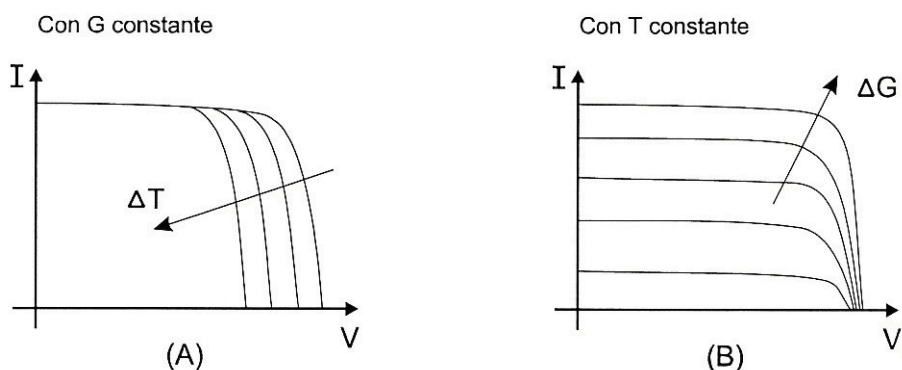


Anejo 02 – Dimensionado y Cálculo de la Instalación

(I_M , V_M) corresponde al punto de máxima potencia y sus valores están por debajo de los límites: intensidad de cortocircuito (I_{cc} o I_{sc}) y tensión a circuito abierto (V_o o V_{oc}), tal y como se aprecia en la gráfica.

Ahora bien, los citados parámetros no son fijos, sino que dependen de otras magnitudes externas que influyen en el panel.

Así, la intensidad es función, fundamentalmente, de la radiación solar que recibe el panel, aumentando cuando ésta se acrecienta. La tensión depende de la temperatura de funcionamiento del panel, disminuyendo cuando ésta aumenta.

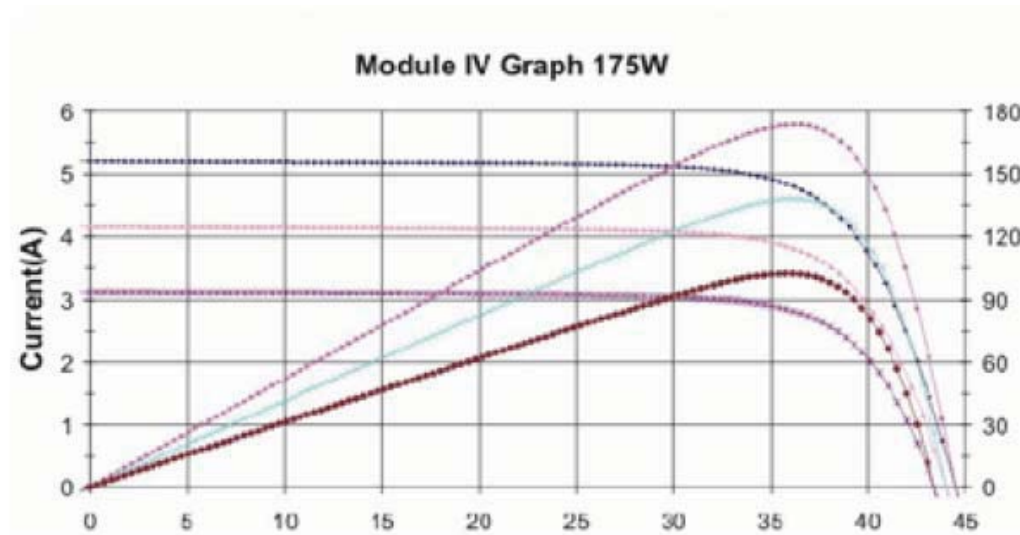


Teniendo en cuenta estas variaciones de los parámetros, se han definido unas condiciones nominales o estándares. Estas condiciones se normalizan para una temperatura de funcionamiento de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m². Los valores eléctricos con estas condiciones se definen como valores pico. Así, al hablar de potencia pico de un panel o de una instalación, deberá entenderse como la potencia suministrada a una temperatura de 25 °C y con una irradiancia de 1000 W/m².

Ahora bien, puesto que el conexionado en serie de paneles implica una suma en las tensiones, habrá que tener en cuenta la variación de la tensión con la temperatura, si bien no siempre se está a 25 °C, con el fin de respetar los límites, tanto inferior como superior, de tensión de entrada al inversor. En otras palabras, se deberán calcular los números máximo y mínimo de paneles a conectar en serie con el fin de respetar los límites que impone el inversor, para un rango establecido de temperatura de trabajo del generador fotovoltaico.

Lo mismo ocurre con la corriente; la intensidad máxima de entrada al inversor será la que determine el número máximo de paneles a conectar en paralelo, en condiciones de temperatura máxima del sistema, si bien la intensidad del panel aumenta en cierta medida con la temperatura.

En el panel seleccionado, el fabricante proporciona las siguientes curvas de variación de los parámetros, si bien se realizarán los cálculos de manera analítica en apartados posteriores.



Los valores que proporciona el fabricante de tensión e intensidad en el punto de máxima potencia corresponden a condiciones estándar (luego proporcionan la potencia pico del panel, 4,95 A x 35,20 V = 174,20 W). Se estudiará la variación de estos con la temperatura, especialmente en condiciones límite.

2.2. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN SERIE

La eficiencia en el módulo fotovoltaico disminuye al aumentar la temperatura de las células (como se ha visto en el apartado anterior, al aumentar la temperatura disminuye la tensión y esto hace que el producto $Potencia = I * V$ disminuya). En otras palabras, para un determinado valor de irradiancia (en W/m²), a medida que aumenta la temperatura en el sistema, el punto de máxima potencia se desplaza hacia la izquierda tal y como se muestra en las curvas características I-V (intensidad-voltaje) proporcionadas por el fabricante.

Por este motivo, es importante fijar unos valores límite en la temperatura del módulo con el objetivo de estimar qué tensión mínima en el punto de máxima potencia podría entrar al inversor, si bien no se debe olvidar el propio límite que existe en el inversor. Se supone un intervalo de temperatura de trabajo de (-15°C, 70 °C).

Anejo 02 – Dimensionado y Cálculo de la Instalación

Así, puesto que la tensión de salida del módulo disminuye 0,109 V por cada °C de aumento en la temperatura (-0,155 V/°C, es un dato proporcionado por el fabricante y corresponde al coeficiente de temperatura de la tensión de marcha en vacío), es posible calcular el nuevo valor de tensión en el punto de máxima potencia (para el límite superior de temperatura considerado) según la fórmula:

$$U_{mpp}(T^a) = U_{mpp}(25^{\circ}C, 1000W/m^2) - 0,155 \cdot \frac{V}{^{\circ}C} * \Delta T(^{\circ}C) =$$

$$= 35,20 - 0,155 \cdot (70 - 25) = 28,225V$$

La tensión de máxima potencia en condiciones estándar (25 °C y 1000 W/m2 de irradiancia) es un dato proporcionado por el fabricante.

Al ser la tensión mínima (en el punto de máxima potencia) de entrada al inversor de 430 V, el número mínimo de módulos en serie será de

$$\frac{430V}{28,225V / \text{módulo}} = 15,234 \text{ Módulos}$$

Valor mínimo que deberemos ajustar a 16 con el fin de estar por encima de los 430 V de tensión.

Análogamente, a medida que disminuye la temperatura de las células aumenta la tensión de salida del módulo, debiendo respetarse el límite impuesto por el inversor, que es de 800V. Así,

$$U_{mpp}(T^a) = U_{mpp}(25^{\circ}C, 1000W/m^2) + 0,155 \cdot \frac{V}{^{\circ}C} * \Delta T(^{\circ}C) =$$

$$= 35,20 + 0,155 \cdot (25 - (-15)) = 41,40V$$

Luego,

$$\frac{800V}{41,40V / \text{módulo}} = 19,32 \text{ Módulos}$$

Sin embargo, existe en el inversor otro límite superior en la tensión, que corresponde a la tensión máxima a circuito abierto, que en el inversor que nos ocupa es de 900V (ver parámetros del inversor, pág. 3). De este modo, se hace necesario calcular la tensión a circuito abierto a la temperatura de -15 °C,

$$U_{oc}(T^a) = U_{oc}(25^{\circ}C, 1000W/m^2) + 0,155 \cdot \frac{V}{^{\circ}C} * \Delta T(^{\circ}C) =$$

$$= 44,20 + 0,155 \cdot (25 - (-15)) = 50,40V$$

La tensión a circuito abierto en condiciones estándar vuelve a ser un parámetro proporcionado por el fabricante, tal y como se refleja en las tablas iniciales.

Así,

$$\frac{900V}{50,40V / \text{módulo}} = 17,85 \text{ Módulos}$$

De este modo, el máximo número de módulos en serie corresponde a 19, siendo 16 el límite inferior.

2.3. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE MÓDULOS EN PARALELO

La intensidad de corriente en el panel aumenta 0,00318 A por cada grado de aumento en la temperatura. Así, en el límite superior de 70 °C, la intensidad será de:

$$\begin{aligned} I_{mpp}(T^a) &= I_{mpp}(25^\circ C, 1000W / m^2) + 0,00318 \cdot \frac{A}{^\circ C} * \Delta T(^\circ C) = \\ &= 4,95 + 0,00318 \cdot (70 - 25) = 5,09 A \end{aligned}$$

Puesto que existe un máximo en el inversor en cuanto a la entrada de corriente continua, cifrado en 225 A,

$$\frac{225 A}{5,09 A / \text{módulo}} = 44,20 \text{ Módulos}$$

El máximo número de paneles que se podrán conectar en paralelo serán 44.

El número mínimo de paneles a conectar en paralelo, puede determinarse teniendo en cuenta que para el inversor seleccionado de 100 kW de potencia nominal, la instalación debe contar con una potencia mínima de 80 kW. Así, si se decidieran conectar grupos de 17 paneles en serie (puesto que se buscaría la máxima potencia con el menor número de paralelos),

$$P_{\text{mínima}} = 80kW = (17 \cdot 44,2V) * (X \cdot 4,95A)$$

$$X = \frac{80000W}{17 \cdot 44,2 \cdot 4,95} = 21,5$$

El número mínimo de nódulos en paralelo serían 18.

De este modo, el máximo número de módulos en paralelo corresponde a 45, siendo 22 el límite inferior.

2.4. ELECCIÓN DE PARÁMETROS

Los inversores centrales logran la máxima eficiencia con una tensión relativamente baja. Este hecho justifica que el número elegido de módulos a conectar en serie sean 17.

Por otro lado, el llamado factor de sobredimensionamiento, indica la relación existente entre el rendimiento del generador fotovoltaico (módulos) y el rendimiento del inversor, es decir, la relación entre la potencia pico (o máxima potencia a alcanzar) de la instalación y la potencia nominal del inversor. En ubicaciones con orientación sur y pendiente de 30 – 35 °, como es el caso de la instalación objeto del Proyecto, este factor debe estar en torno a 1,1.

Si se deciden conectar grupos de 39 módulos en paralelo, la potencia pico de la instalación se cifra en 116,025 kWp, siendo por tanto el factor de sobredimensionamiento 1,16.

De este modo, se decide que la instalación cuente con 39 grupos conectados en paralelo, formados cada uno de ellos por 17 módulos conectados en serie, sumando por tanto un total de 663 paneles.

2.5. CONTROL DEL DISEÑO ELÉCTRICO. TABLA DE RESULTADOS

Potencia pico:

$$P_{pico} = 17 \cdot 35,2V \times 39 \cdot 4.95 = 115.521W \Rightarrow P_{pico} = 115,521kW$$

Control del diseño eléctrico:

GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Numero de módulos en serie por cadena	17
Numero de cadenas en paralelo	39
Potencia pico total (kWp)	116,025
Potencia pico por cadena (kWp)	2,975
Tensión en el punto de máxima potencia (MPP) en condiciones STC (Umpp) (STC) (V)	598,4
Tensión de vacío (Uoc) T _{célula} = -10°C (V)	843,4
Tensión MPP (Umpp) T _{célula} = -10°C (V)	671,7
Tensión MPP (Umpp) T _{célula} = +70 °C (V)	504,2
Corriente de cortocircuito (Isc) (A)	4,95
Corriente MPP por cadena (Impp) (A)	5,2
Impp total (A)	193,1 A

2.6. OTRAS CONSIDERACIONES

2.6.1. Tensión máxima del sistema

Dadas las características de los paneles fotovoltaicos, la tensión máxima que soportarán será de 1000 V, según fabricante; así, si deciden conectarse 24 módulos en serie y teniendo en cuenta el valor máximo que alcanza la tensión a circuito abierto en el límite inferior de temperatura,

$$V_{m\acute{a}x,sistema} = 17 \cdot 44,20V = 751,40V$$

Valor inferior a los 1000 V, luego el dimensionamiento en cuanto a tensión máxima es correcto.

2.6.2. Superficie necesaria

Según las dimensiones físicas del panel, éste ocupará una superficie de:

$$S = 1,58 \cdot 0,808 = 1,2766 \text{ m}^2$$

Puesto que la instalación se compone de 663 paneles, la superficie necesaria para la instalación, sin tener en cuenta la futura distribución y separación de paneles, será de 846,41 m².

En el plano nº 2, de Planta de Distribución General, se detalla la distribución de los paneles en planta, así como la superficie final ocupada. La distancia entre filas, se calculará según las especificaciones del Pliego de Condiciones Técnicas.

2.6.3. Distancia entre filas

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

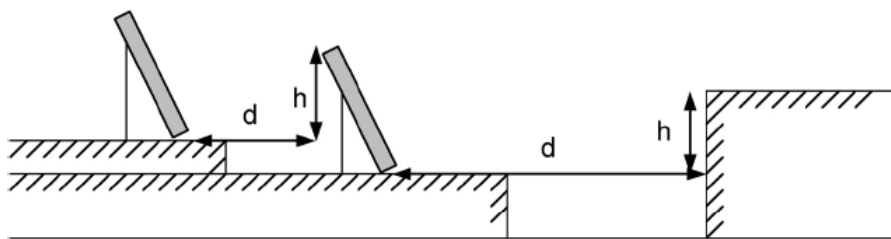
$$d = h / \tan(61^\circ - \text{latitud})$$

Donde $1 / \tan(61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la siguiente tabla en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

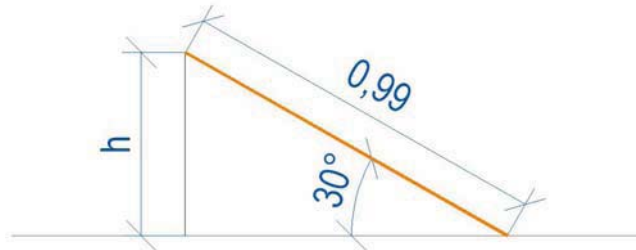
Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:



La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Anejo 02 – Dimensionado y Cálculo de la Instalación

Puesto que el panel fotovoltaico utilizado en la instalación tiene un ancho de 0,99 m y la inclinación del mismo será de 30° (orientación sur),



A través de un sencillo cálculo trigonométrico se determinará la altura h ,

$$\text{sen}(30^\circ) = \frac{h}{0,99} \Rightarrow h = 0,5 \cdot 0,99 = 0,495$$

$$h = 0,495\text{m}$$

Siendo por tanto la distancia mínima entre filas de módulos,

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0,495}{\tan(61 - 37,145)} = 1,1$$

Resultado: $d = 1,1$ m

Es importante respetar el valor de este parámetro a la hora de llevar a cabo la instalación, ya que de lo contrario podrían producirse sombras entre filas de módulos, con la consecuente pérdida en la producción energética.

ANEJO N° 3:

SIMULACIÓN Y RESULTADOS DE LA PLANTA
FOTOVOLTAICA

ÍNDICE.

1. OBJETO DEL ANEXO	-3-
2. CALCULO DEL RECURSO RENOVABLE.....	-3-
3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	-6-
4. DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES.....	-6-
5. CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	-7-
6. CÁLCULO DE ENERGÍA ANUAL DE GENERACIÓN	-8-
7. DETERMINACIÓN DE CONDICIONES AMBIENTALES	-9-
7.1. TEMPERATURA DEL AIRE	-9-
8. DIMENSIONADO DE CABLES Y CONEXIÓN	-11-
9. CÁLCULO ELÉCTRICO EN CORRIENTE CONTINUA.....	-11-
9.1. TENSIÓN NOMINAL	-11-
9.2. CÁLCULO DE LA CAIDA DE TENSIÓN DE CADA LÍNEA	-11-
9.2.1. Fórmulas utilizadas.....	-12-
9.2.2. Comprobación de la Caída de Tensión	-14-
9.3. COMPROBACIÓN POR CALENTAMIENTO	-17-
9.4. COMPROBACIÓN POR CORTOCIRCUITO.....	-23-
10. CÁLCULO ELECTRICO EN CORRIENTE CONTINUA.....	-25-
10.1. TENSIÓN NOMINAL	-25-
10.2. CÁLCULO DE LA CAIDA DE TENSIÓN DE CADA LÍNEA	-25-
10.2.1. Fórmulas utilizadas.....	-25-
10.2.2. Comprobación de la Caída de Tensión	-26-
10.3. CÁLCULO POR CALENTAMIENTO	-27-
10.3.1. Instalación Fotovoltaica	-27-
10.3.2. Acometida.....	-30-
10.4. CÁLCULO POR CORTOCIRCUITO.....	-34-
11. DIMENSIONADO DE CANALIZACIONES	-35-
11.1. DIMENSIONADO DE CANALES PROTECTORAS	-35-
11.2. DIMENSIONADO DE TUBOS	-37-
12. PUESTA A TIERRA	-38-
12.1. CÁLCULO DE RESISTENCIA A TIERRA	-38-
13. MÉTODO DE CÁLCULO CABLE RADOX	-39-

1. OBJETO DEL ANEXO

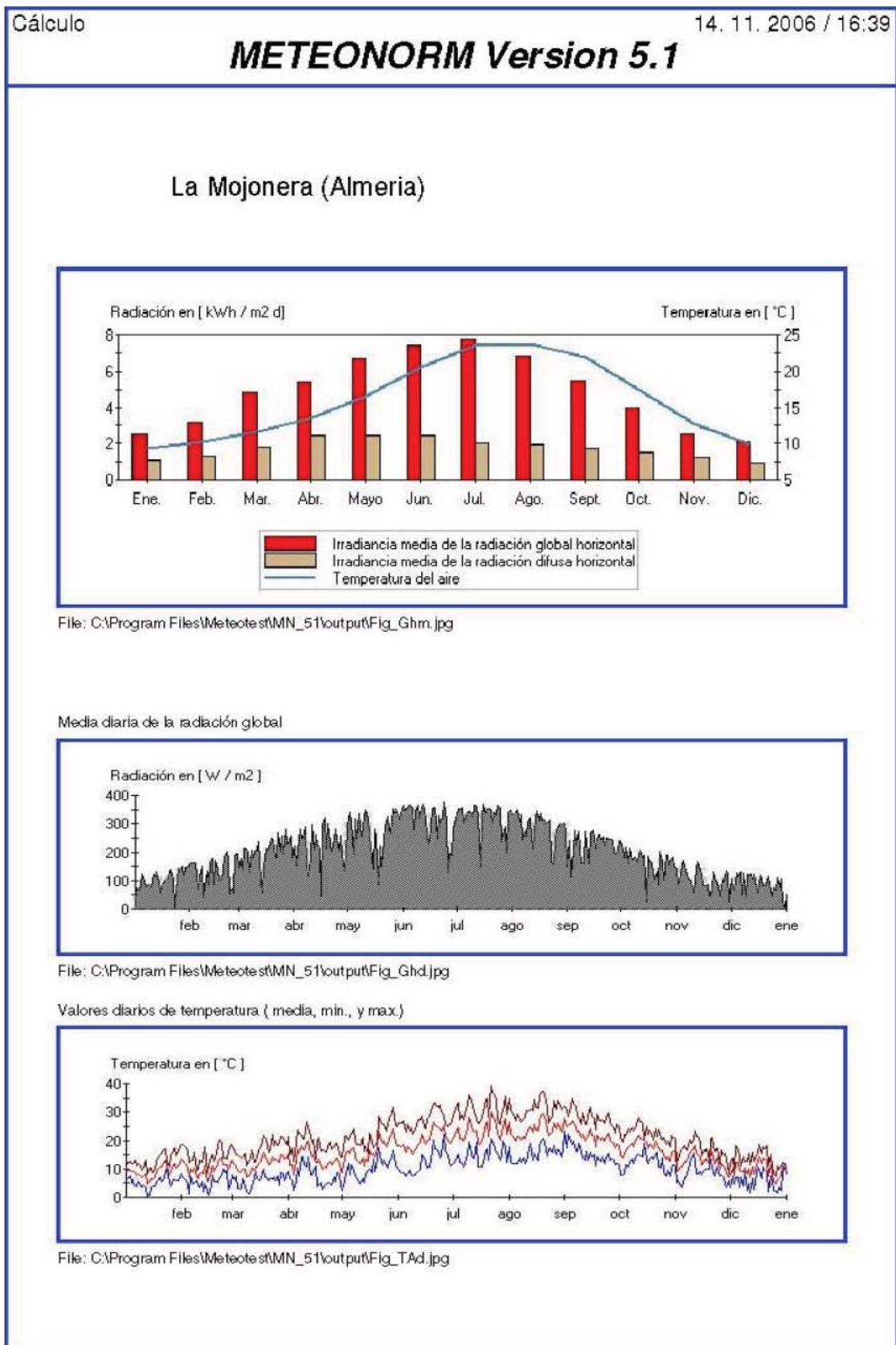
El objeto del presente anexo es el de exponer los resultados justificativos de la instalación de planta fotovoltaica conectada a red de 116,025 kWp (100 kWn) objeto del presente proyecto.

2. CALCULO DEL RECURSO RENOVABLE

El cálculo del recurso se lleva a cabo utilizando un software especializado METEONORM Versión 5.1 de Meteotest que dispone de una base de datos de radiación y temperatura en más de 2500 puntos distribuidos por todo el mundo.

Datos de partida	
Localización	Polígono 18 Parcela 9021 Término Municipal de La Mojonera (Almería)
Coordenadas UTM de la Instalación	X: 526.024 Y: 4.071.699 Huso: 30

A continuación se muestran los datos de radiación de la zona obtenidos mediante el software indicado.



3. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

La cubierta sobre la que se prevé la actuación presenta una desviación de 11,55° este respecto al sur.

Asimismo, la cubierta tiene una pendiente de 13,5°.

4. DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES

La distribución de los paneles fotovoltaicos en la cubierta se ha realizado de forma que los dientes de sierra no produzcan sombras sobre los módulos situados en su cara norte.

La altura solar mínima considerada para evitar la producción de sombras se ha considerado de acuerdo al criterio del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE. Según éste, deberá quedar garantizado que un obstáculo de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación permita 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

La altura solar, para la cual se manifiesta dicha condición es 61° - Latitud, que en el presente proyecto es de 24,2°.

En la tabla siguiente se muestran los datos de dimensionado básicos:

Altura máxima del diente de sierra	2,32 m
Pendiente del cuchillo	13,5°
Longitud del vano inclinado	10,3 m
Longitud del vano libre de sombras	6,78 m
Tipo de módulo empleado	STP175S
Dimensiones del módulo	1580x808 mm
Forma de colocación del módulo	Horizontal
Numero de módulos sobre el plano inclinado	8

5. CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

A partir de los datos técnicos del módulo fotovoltaico y del inversor previsto se determina la configuración del campo solar.

En este cálculo es preciso comprobar que las tensiones que se puedan generar en el sistema estén dentro del margen de actuación del inversor a diferentes temperaturas de operación del módulo. Se comprueban estos parámetros en un rango extenso al objeto de asegurar el funcionamiento de la instalación ante cualesquiera condiciones ambientales (De -10°C a $+70^{\circ}\text{C}$).

Asimismo, se establece una relación AC/DC de 0,99.

En la siguiente tabla se indican los resultados del cálculo:

GENERADOR FOTOVOLTAICO	
Numero de módulos en serie por cadena	17
Numero de cadenas en paralelo	39
Potencia pico total (kWp)	116,025
Potencia pico por cadena (kWp)	2,975
Tensión en el punto de máxima potencia (MPP) en condiciones STC (U_{mpp}) (STC) (V)	598,4
Tensión de vacío (U_{oc}) $T_{célula} = -10^{\circ}\text{C}$ (V)	843,4
Tensión MPP (U_{mpp}) $T_{célula} = -10^{\circ}\text{C}$ (V)	671,7
Tensión MPP (U_{mpp}) $T_{célula} = +70^{\circ}\text{C}$ (V)	504,2
Corriente de cortocircuito (I_{sc}) (A)	4,95
Corriente MPP por cadena (I_{mpp}) (A)	5,2
I_{mpp} total (A)	193,1 A

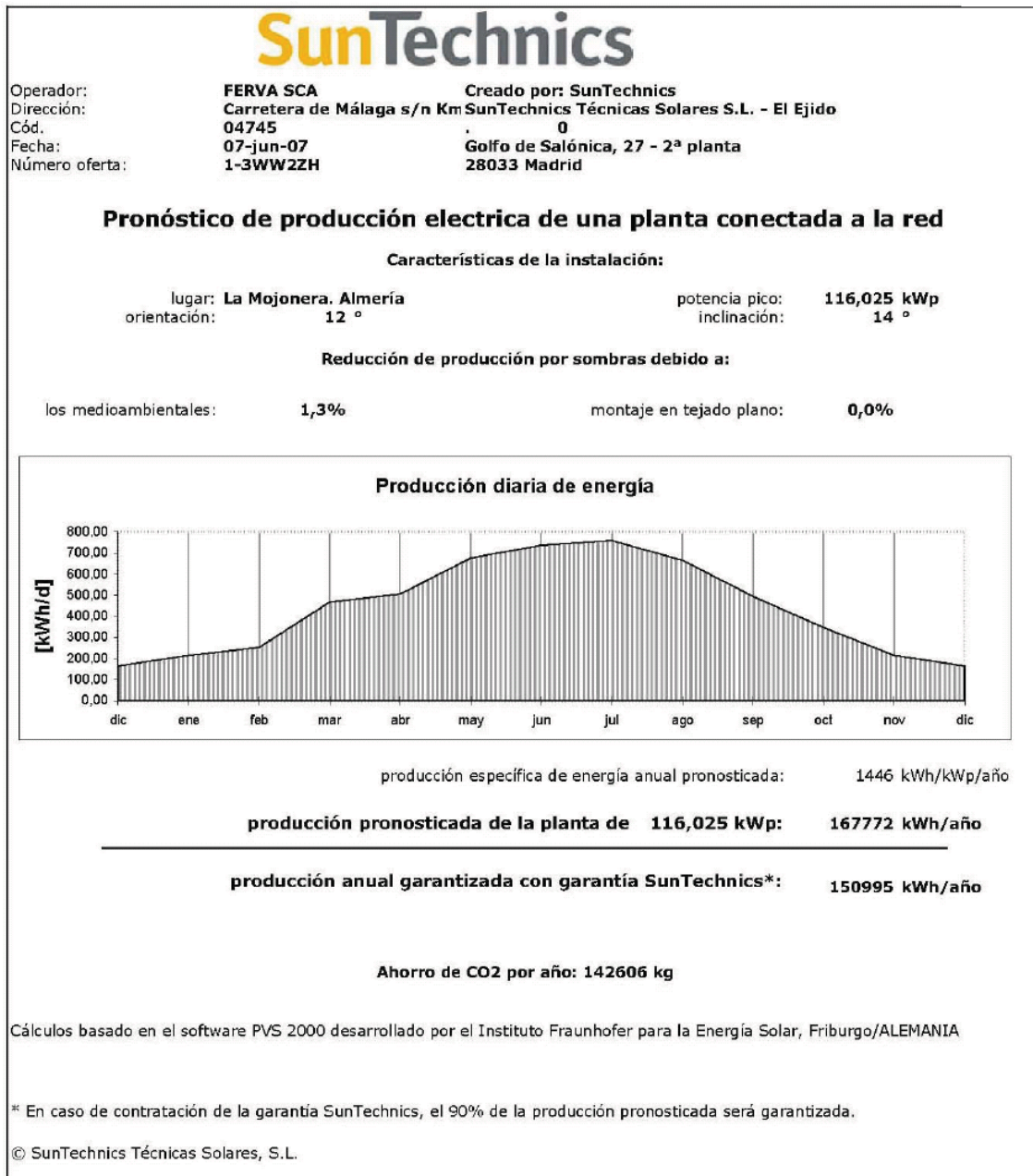
Por tanto se adopta una configuración consistente en 39 cadenas en paralelo de 17 módulos en serie.

6. CÁLCULO DE ENERGÍA ANUAL DE GENERACIÓN

Considerando los datos de radiación y la distribución de módulos, así como la configuración eléctrica que se ha indicado en los apartados anteriores se procede al cálculo de la energía anual de generación estimada.

El sistema simula el funcionamiento diario del sistema generador teniendo en cuenta la temperatura de trabajo, el voltaje del módulo solar, la eficiencia de los inversores y las pérdidas del sistema. Asimismo considera factores como el coeficiente de ensuciamiento.

Se realiza la simulación con el software SunTool de SunTechnics, obteniéndose una producción anual prevista de 167.772 kWh/año.



7. DETERMINACIÓN DE CONDICIONES AMBIENTAL

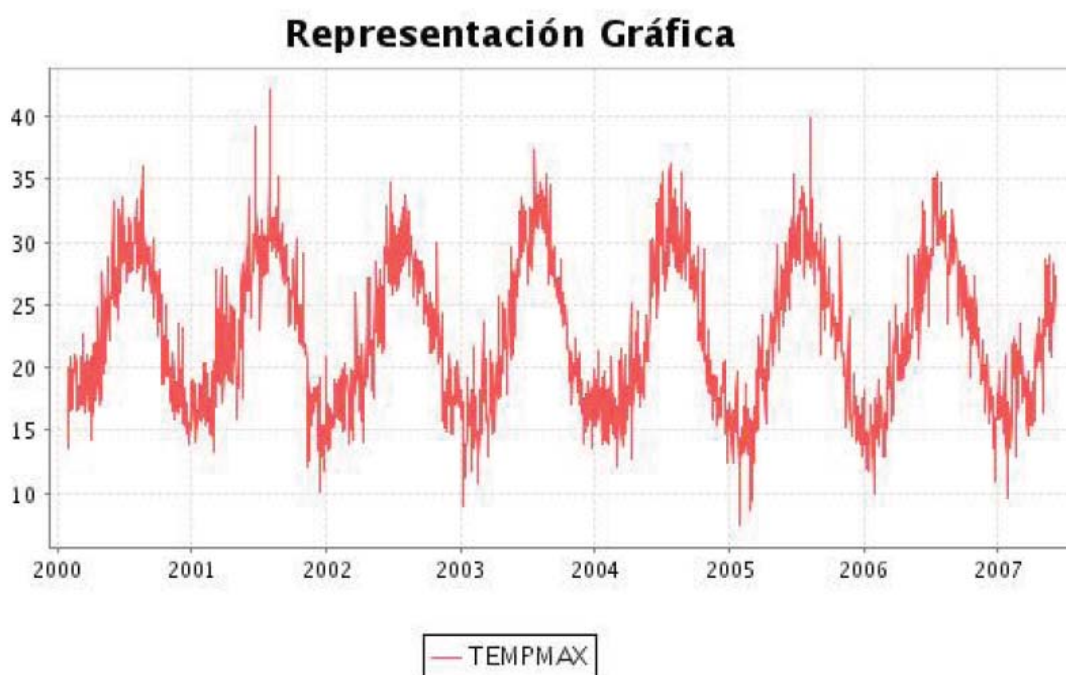
7.1. TEMPERATURA DEL AIRE

Para la realización del cálculo eléctrico de la instalación se debe considerar una temperatura de cálculo del aire y del terreno. Puesto que la instalación proyectada se prevé que funcione a máxima potencia de generación en el periodo de mayor radiación solar que coincide con los momentos de mayor temperatura ambiental, se debe tener especial cuidado en la temperatura ambiental de cálculo del cableado, al objeto de evitar sobrecalentamientos del cable que puedan lugar a paradas fortuitas de la instalación.

Para determinar la temperatura ambiental de cálculo en los cables al aire, se ha considerado la máxima temperatura que se puede dar en la zona en periodo estival. Se ha adoptado el valor de 40 °C, que se considera un valor lo suficientemente extremo como para asegurar que en ningún momento se van a producir sobrecalentamientos en los cables por temperatura ambiental.

Este valor se ha adoptado a partir de las mediciones que se disponen de la estación meteorológica de La Mojonera, del Instituto de Andaluz de Investigación y Formación Agraria y Pesquera de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía.

En el gráfico se pueden observar los valores registrados en la estación en los últimos 7 años:



8. DIMENSIONADO DE CABLES Y CONEXIÓN

La sección elegida de los cables de conexión debe cumplir simultáneamente las siguientes condiciones:

1. Asegurar una caída de tensión máxima admisible del 1,5% para la intensidad nominal, según ITC-BT-40.
2. Criterio de calentamiento.

$$I_{reducida} > I_{nominal}$$

3. Permitir la circulación de no menos del 125% de la máxima intensidad del generador, según ITC-BT-40, es decir:

$$I_{reducida} > 1.25 * I_{máxima}$$

Puesto que este criterio es más restrictivo que el criterio de calentamiento, se efectuará esta comprobación una vez se determine la corriente minorada por las condiciones de instalación.

4. Criterio de cortocircuito.

9. CÁLCULO ELÉCTRICO EN CORRIENTE CONTINUA

9.1. TENSIÓN NOMINAL

Se considera como tensión nominal para los cálculos la tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar (U_{mpp}), de valor 598,4 V para la cadena.

9.2. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN CADA LÍNEA

Para la determinación de la caída de tensión en cada línea se va a seguir el método propuesto por el Anexo II de la Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Edición Septiembre de 2003, Rev. 1.

9.2.1. Fórmulas utilizadas

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de la instalación son:

Sección:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mpp}}{\gamma \cdot e}$$

Caída de tensión:

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I_{mpp}}{\gamma \cdot s'} \cdot \frac{100}{U_{mpp}} \%$$

Donde:

I_{mpp} = Intensidad en el punto de máxima potencia en condiciones STC (A)

U_{mpp} = Tensión (V)

S= Sección (mm²)

L= Longitud del conductor

γ = Conductividad del material (Cobre) (ρT^{-1})

e= Caída de tensión porcentual

Asimismo, para considerar el efecto de la temperatura sobre la conductividad del material:

$$T = T_0 + (T_{\max} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{\max}} \right)^2$$
$$\rho_T = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)]$$

Donde:

T = Temperatura real estimada en el conductor

T₀ = Temperatura ambiente del conductor (60°C en instalación al aire y 40°C en instalación enterrada)

T_{max} = Temperatura máxima admisible para el conductor según su tipo de aislamiento (para conductor con aislamiento de XLPE = 90 °C)

I = Intensidad prevista en el conductor

I_{max} = Intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación

ρ_T = Resistividad del conductor a la temperatura T

ρ₂₀ = Resistividad del conductor a 20°C (para Cu = 0,018 Ω·mm²/m)

α = Coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor (para Cu = 0,00392 °C⁻¹)

9.2.2. Comprobación de caída de tensión.

En las tablas siguientes se indica la caída de tensión en cada línea de corriente continua.

En la tabla 1 se indica la caída de tensión del tramo aéreo que interconecta cada cadena, cableado con cable RADOX del fabricante HUBER+SUHNER de sección 4 mm².

LÍNEA	U (V)	I (A)	Long aerea (m)	SEC. (mm2)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
Cadena 1 - CC 1	598,4	4,95	10,5	4	0,50	0,08
Cadena 2 - CC 1	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 3 - CC 1	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 4 - CC 1	598,4	4,95	10,5	4	0,50	0,08
Cadena 5 - CC 1	598,4	4,95	11,3	4	0,54	0,09
Cadena 6 - CC 1	598,4	4,95	12,1	4	0,58	0,10
Cadena 7 - CC 1	598,4	4,95	13,0	4	0,62	0,10
Cadena 8 - CC 1	598,4	4,95	13,8	4	0,66	0,11
Cadena 9 - CC 2	598,4	4,95	14,7	4	0,70	0,12
Cadena 10 - CC2	598,4	4,95	15,4	4	0,73	0,12
Cadena 11 - CC2	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 12 - CC 2	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 13 - CC2	598,4	4,95	10,4	4	0,50	0,08
Cadena 14 - CC2	598,4	4,95	11,2	4	0,53	0,09
Cadena 15 - CC 2	598,4	4,95	12,1	4	0,58	0,10
Cadena 16 - CC 2	598,4	4,95	12,9	4	0,61	0,10
Cadena 17 - CC 3	598,4	4,95	13,7	4	0,65	0,11
Cadena 18 - CC 3	598,4	4,95	14,5	4	0,69	0,12
Cadena 19 - CC 3	598,4	4,95	15,2	4	0,73	0,12
Cadena 20 - CC 3	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 21 - CC 3	598,4	4,95	10,4	4	0,50	0,08
Cadena 22 - CC 3	598,4	4,95	11,2	4	0,53	0,09
Cadena 23 - CC 3	598,4	4,95	12,1	4	0,58	0,10
Cadena 24 - CC 3	598,4	4,95	12,9	4	0,61	0,10
Cadena 25 - CC 4	598,4	4,95	13,7	4	0,65	0,11
Cadena 26 - CC 4	598,4	4,95	14,5	4	0,69	0,12
Cadena 27 - CC 4	598,4	4,95	15,2	4	0,73	0,12
Cadena 28 - CC 4	598,4	4,95	12,0	4	0,57	0,10
Cadena 29 - CC 4	598,4	4,95	11,2	4	0,53	0,09
Cadena 30 - CC 4	598,4	4,95	10,4	4	0,50	0,08
Cadena 31 - CC 4	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 32 - CC 4	598,4	4,95	9,6	4	0,46	0,08
Cadena 33 - CC 5	598,4	4,95	10,4	4	0,50	0,08
Cadena 34 - CC 5	598,4	4,95	11,2	4	0,53	0,09
Cadena 35 - CC 5	598,4	4,95	12,1	4	0,58	0,10
Cadena 36 - CC 5	598,4	4,95	12,9	4	0,61	0,10
Cadena 37 - CC 5	598,4	4,95	13,7	4	0,65	0,11
Cadena 38 - CC 5	598,4	4,95	14,5	4	0,69	0,12
Cadena 39 - CC 5	598,4	4,95	15,2	4	0,73	0,12

Tabla 1. Criterio de Caída de Tensión en CC en tramo con Cable RADOX.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

En la tabla 2 se indica la caída de tensión del tramo aéreo bajo canal metálica, desde la cubierta hasta la sala de inversores, cableado con cable RV-K de sección 6 mm², así como la caída total de cada cadena.

LÍNEA	U (V)	I (A)	Long aerea (m)	SEC. (mm ²)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	C.D.T. circuito (V)	C.D.T. circui (%)
Cadena 1 - CC 1	598,4	4,95	73,9	6	2,36	0,39	2,86	0,48
Cadena 2 - CC 1	598,4	4,95	70,9	6	2,26	0,38	2,72	0,45
Cadena 3 - CC 1	598,4	4,95	66,2	6	2,11	0,35	2,57	0,43
Cadena 4 - CC 1	598,4	4,95	63,0	6	2,01	0,34	2,51	0,42
Cadena 5 - CC 1	598,4	4,95	59,9	6	1,91	0,32	2,45	0,41
Cadena 6 - CC 1	598,4	4,95	56,7	6	1,81	0,30	2,39	0,40
Cadena 7 - CC 1	598,4	4,95	53,6	6	1,71	0,29	2,33	0,39
Cadena 8 - CC 1	598,4	4,95	50,4	6	1,61	0,27	2,27	0,38
Cadena 9 - CC 2	598,4	4,95	46,7	6	1,49	0,25	2,19	0,37
Cadena 10 - CC2	598,4	4,95	43,5	6	1,39	0,23	2,12	0,35
Cadena 11 - CC2	598,4	4,95	86,8	6	2,77	0,46	3,23	0,54
Cadena 12 - CC 2	598,4	4,95	82,0	6	2,62	0,44	3,08	0,51
Cadena 13 - CC2	598,4	4,95	78,9	6	2,52	0,42	3,01	0,50
Cadena 14 - CC2	598,4	4,95	75,7	6	2,42	0,40	2,95	0,49
Cadena 15 - CC 2	598,4	4,95	72,6	6	2,32	0,39	2,89	0,48
Cadena 16 - CC 2	598,4	4,95	69,4	6	2,22	0,37	2,83	0,47
Cadena 17 - CC 3	598,4	4,95	67,2	6	2,14	0,36	2,80	0,47
Cadena 18 - CC 3	598,4	4,95	64,0	6	2,04	0,34	2,74	0,46
Cadena 19 - CC 3	598,4	4,95	60,9	6	1,94	0,32	2,67	0,45
Cadena 20 - CC 3	598,4	4,95	56,1	6	1,79	0,30	2,25	0,38
Cadena 21 - CC 3	598,4	4,95	53,0	6	1,69	0,28	2,19	0,37
Cadena 22 - CC 3	598,4	4,95	49,8	6	1,59	0,27	2,12	0,35
Cadena 23 - CC 3	598,4	4,95	46,7	6	1,49	0,25	2,06	0,34
Cadena 24 - CC 3	598,4	4,95	43,5	6	1,39	0,23	2,00	0,33
Cadena 25 - CC 4	598,4	4,95	41,0	6	1,31	0,22	1,96	0,33
Cadena 26 - CC 4	598,4	4,95	37,8	6	1,21	0,20	1,90	0,32
Cadena 27 - CC 4	598,4	4,95	34,7	6	1,11	0,18	1,83	0,31
Cadena 28 - CC 4	598,4	4,95	60,9	6	1,94	0,32	2,52	0,42
Cadena 29 - CC 4	598,4	4,95	57,8	6	1,84	0,31	2,38	0,40
Cadena 30 - CC 4	598,4	4,95	54,6	6	1,74	0,29	2,24	0,37
Cadena 31 - CC 4	598,4	4,95	51,5	6	1,64	0,27	2,10	0,35
Cadena 32 - CC 4	598,4	4,95	47,3	6	1,51	0,25	1,97	0,33
Cadena 33 - CC 5	598,4	4,95	44,2	6	1,41	0,24	1,91	0,32
Cadena 34 - CC 5	598,4	4,95	41,0	6	1,31	0,22	1,84	0,31
Cadena 35 - CC 5	598,4	4,95	37,9	6	1,21	0,20	1,78	0,30
Cadena 36 - CC 5	598,4	4,95	34,7	6	1,11	0,19	1,72	0,29
Cadena 37 - CC 5	598,4	4,95	31,6	6	1,01	0,17	1,66	0,28
Cadena 38 - CC 5	598,4	4,95	28,4	6	0,91	0,15	1,60	0,27
Cadena 39 - CC 5	598,4	4,95	25,3	6	0,81	0,13	1,53	0,26

Tabla 2. Criterio de Caída de Tensión en CC en tramo con Cable RV-K en circuito total.

En la tabla 3 se indica la caída de tensión de las líneas que interconectan las cajas de protección de corriente continua y el inversor, cableado con cable RV-K de la sección indicada en la tabla, así como la caída total en los 2 circuitos de corriente continua.

LÍNEA	U (V)	I (A)	Long aerea (m)	SEC. (mm ²)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	C.D.T. Cadena más desf.(V)	C.D.T. Cadena más desf.(%)	C.D.T. Circuito(V)	C.D.T. circuito (%)
CC5-CC4	598,4	34,7	1,0	50	0,03	0,00	2,80	0,47	3,46	0,58
CC4-CC3	598,4	74,3	1,0	50	0,06	0,01				
CC3-inversor	598,4	113,9	6,1	50	0,58	0,10				
CC2-CC1	598,4	39,6	1,0	50	0,03	0,01	3,23	0,54	3,51	0,59
CC1-inversor	598,4	79,2	3,9	50	0,25	0,04				

Tabla 3. Criterio de Caída de Tensión en CC (Tramo con Cable RV-K) y caída en circuitos de continua.

La caída de tensión máxima de la instalación de corriente continua será de 0,59% para la cadena más alejada, que es la cadena 11.

9.3. COMPROBACIÓN POR CALENTAMIENTO.

Según ITC-BT-40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador (Isc).

La comprobación por calentamiento se realiza de forma diferenciada según el sistema de instalación y el conductor empleado.

a. cable solar RADOX del fabricante HUBER+SUHNER.

Este conductor, especial para instalaciones fotovoltaicas, se canaliza:

- Mediante cable al aire, en la conexión entre módulos de la misma cadena. (Método de instalación 1)

La determinación de la intensidad máxima admisible por el conductor seleccionado se determina a partir de las tablas facilitadas por el fabricante que han sido determinadas según la IEC 287 para las siguientes condiciones estándar:

- Operación continuada.
- 1 circuito trifásico o un conductor activo.
- Temperatura ambiente de 30°C e instalación en espacios suficientemente grandes y ventilados, cuya temperatura ambiente no se vea afectada significativamente por el calor disipado por los cables.
- Temperatura del conductor de 120°C.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

- Frecuencia hasta 200 Hz.

Asimismo, se establecen unos factores de corrección para aminorar los datos en condiciones estándares a las condiciones reales de instalación.

A partir de las tablas aportadas por el fabricante, la corriente máxima que soporta el cable en condiciones de servicio es:

$$I = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

Donde:

I: Es la intensidad para operación continua bajo las condiciones de servicio.

I_N : Es la intensidad para operación continua bajo las condiciones estándar.

f_1 : Es el factor de reducción por incremento de la temperatura ambiente.

Se establece como temperatura nominal 40 °C, por lo que el factor de corrección es igual a 0,94.

f_2 : Factor de reducción por desviación de la temperatura del conductor.

La máxima temperatura permitida para el RADOX® 125 según la IEC 60216 es de 120°C. Para esta temperatura de funcionamiento, la vida aproximada del conductor es de 20.000 horas, que equivale aproximadamente a 2,5 años. Para temperaturas menores la expectativa de vida aumenta según se indica en la tabla:

120 °C	110 °C	100 °C	90 °C	80 °C
20.000 h	40.000 h	80.000 h	160.000 h	320.000 h

Se dimensiona la instalación para una vida útil de 40 años (aprox. 320.000 horas), por lo que no se desea que la temperatura del conductor no supere los 80°C.

El factor de corrección es igual a 0,79.

f_3 : Factor de reducción por agrupamiento de cables.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

En la tabla del apartado 5 del anexo 03 se indica para diferentes métodos de instalación, y en función de los conductores activos presentes el factor f_3 aplicable.

En la tabla 4 se muestra la comprobación del criterio de calentamiento para el citado cable.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

LÍNEA	Tramo más desfavorable	SEC. (mm2)	Iadm (A)	Nº cables	f.c. Tamb	f.c. Tcond	f.c. Agrup	f.c. global	I reducida (A)	1,25 · Isc (A)	VALIDO?
Cadena 1 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 2 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 3 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 4 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 5 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 6 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 7 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 8 - CC 1	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 9 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 10 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 11 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 12 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 13 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 14 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 15 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 16 - CC 2	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 17 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 18 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 19 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 20 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 21 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 22 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 23 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 24 - CC 3	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 25 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 26 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 27 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 28 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 29 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 30 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 31 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 32 - CC 4	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 33 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 34 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 35 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 36 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 37 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 38 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI
Cadena 39 - CC 5	conexión módulos	4	92	2	0,94	0,79	0,87	0,65	59,44	6,50	SI

Tabla 4. Comprobación del criterio de calentamiento en tramos aéreos CC para cable RADOX.

b. Cable RV-K 0,6/1 kV Cu

Este conductor, se canaliza:

- Mediante canal protectora metálica ciega con tapa marca AEMSA modelo METALNORMA o similar equivalente, en la canalización exterior desde las cubiertas de la nave hasta la entrada a la sala de inversor (Método de referencia B)
- Mediante canal protectora aislante ciega con tapa marca AEMSA modelo POLINORMA o similar equivalente, en la canalización hasta los cuadros de conexión de corriente continua en el interior de la sala de inversor. (Método de referencia B).

La intensidad admisible del conductor seleccionado, se determina según la tabla 52-C20 de la Norma UNE 20.460 -5 -523, minorada según los siguientes factores de corrección:

1. Factor de corrección en función de la temperatura ambiente. Se establece como temperatura nominal 40°C, por lo que el factor de corrección es igual a 1.
2. Factor de corrección por agrupación de varios circuitos Los factores de corrección a aplicar por agrupación de varios cables son los indicados en la tabla 52-E1 de la citada norma UNE.

Aquellos conductores dimensionados para transportar una corriente no superior al 30% de su carga nominal, pueden no tenerse en cuenta para la determinación del factor de corrección del resto del agrupamiento.

3. Factor de corrección por instalación expuesta directamente al sol La canalización discurre en el interior de la caseta, por lo que no se pueden producir radiaciones directas sobre los mismos. Este coeficiente se considera 1.

En la tabla 5 se muestra la comprobación del criterio de calentamiento para el cable RV-K, efectuándose el cálculo sobre el tramo más desfavorable en cada caso:

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

LÍNEA	Tramo más desfavorable	SEC. (mm ²)	Iadm (A)	Nº circ.	% carga	f.c. Tamb	f.c. Sol	f.c. Agrup. global	f.c. global	I reducida (A)	1,25 · Isc (A)	VALIDO?
Cadena 1 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 2 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 3 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 4 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 5 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 6 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 7 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 8 - CC 1	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 9 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 10 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 11 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 12 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 13 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 14 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 15 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 16 - CC 2	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 17 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 18 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 19 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 20 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 21 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 22 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 23 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 24 - CC 3	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 25 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 26 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 27 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 28 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 29 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 30 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 31 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 32 - CC 4	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 33 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 34 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 35 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 36 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 37 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 38 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
Cadena 39 - CC 5	canal Polinorma	6	4,95	2	10,10%	1,00	1,00	0,85	0,85	41,65	6,50	SI
CC5-CC4	canal Polinorma	50	175	1	19,80%	1,00	1,00	1,00	1,00	175,00	45,50	SI
CC4-CC3	canal Polinorma	50	175	1	42,43%	1,00	1,00	1,00	1,00	175,00	52,00	SI
CC3-inversor	canal Polinorma	50	175	2	65,06%	1,00	1,00	1,00	1,00	175,00	52,00	SI
CC2-CC1	canal Polinorma	50	175	2	22,63%	1,00	0,85	1,00	0,85	148,75	52,00	SI
CC1-inversor	canal Polinorma	50	175	2	45,26%	1,00	0,85	1,00	0,85	148,75	52,00	SI

Tabla 5. Comprobación del criterio de calentamiento en tramos aéreos CC para cable RV-K.

9.4. COMPROBACIÓN POR CORTOCIRCUITO

De acuerdo con el criterio de la Norma UNE 21145, el valor máximo de la temperatura alcanzada por el conductor de un cable durante un cortocircuito de duración no superior a 5 segundos, en contacto con un aislamiento de XLPE, será de 250° C, y la fórmula de calentamiento adiabático será:

$$I_{cc}^2 \cdot t = 20473 \cdot s^2$$

donde:

I_{cc} = Intensidad de cortocircuito en la instalación

t = tiempo de calentamiento hasta alcanzar el conductor 250 °C

s =Sección del conductor

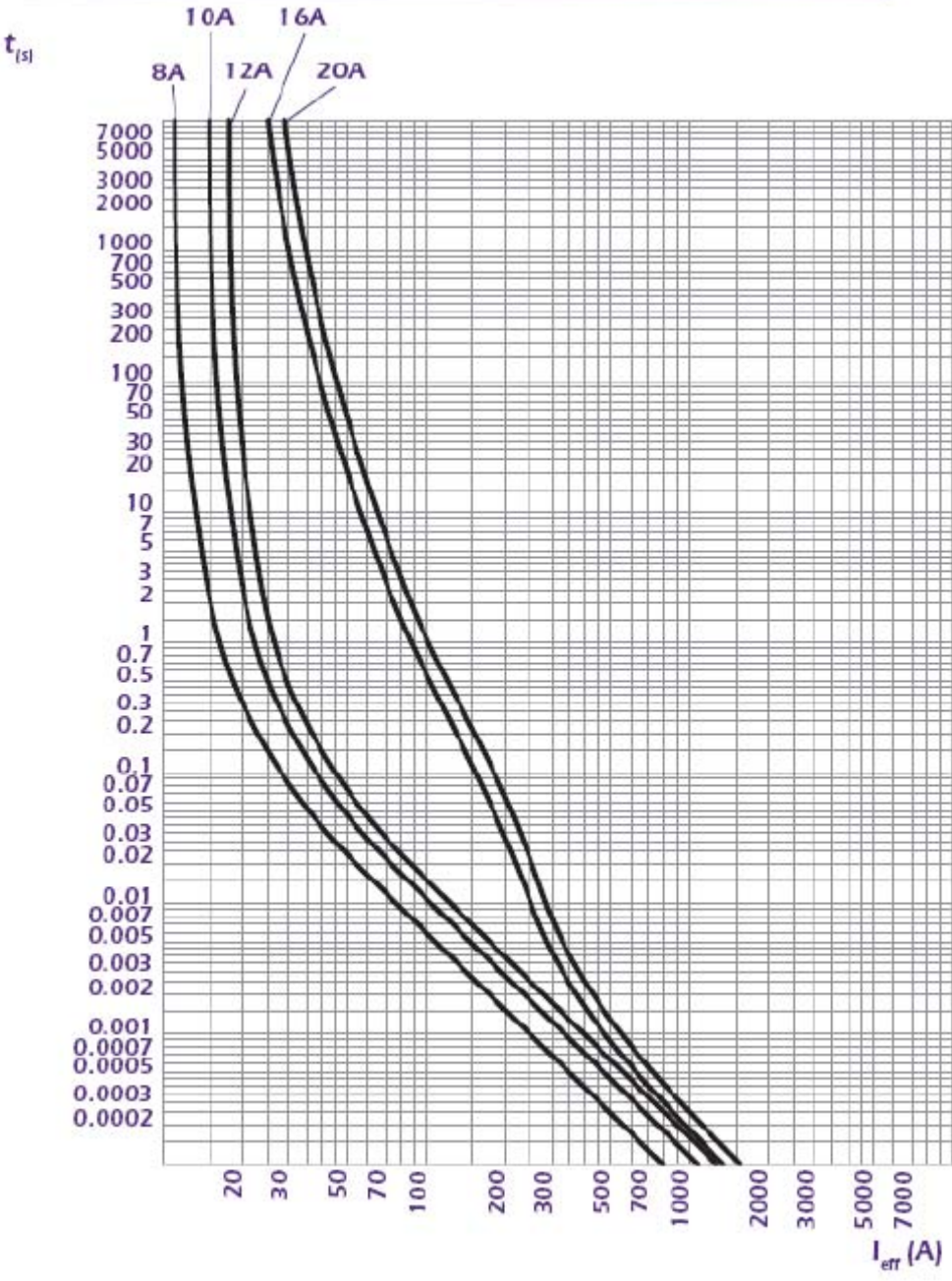
En caso de que se den dos defectos a tierra en la parte de la instalación de corriente continua, la corriente de cortocircuito existente será como máximo la suma de las corrientes de cortocircuito de todas las cadenas.

En caso de que haya un único defecto a tierra por la instalación de corriente continua, no circulará corriente de cortocircuito apreciable. Como la instalación funciona con un sistema flotante sin conexión a tierra, sólo habrá corrientes de cortocircuito si existe un doble contacto a tierra. Como la instalación dispone de 39 cadenas, la corriente máxima que puede aparecer en caso de doble contacto a tierra:

$$I_{cc} = N_{CADENAS} \cdot I_{SC} = 39 \cdot 5,2 = 202,8A$$

Con lo que el tiempo máximo que soporta el conductor de 6 mm² un cortocircuito es de 17,92 segundos. Cada cadena incorpora un fusible tipo GLC de 16A – 900 V y poder de corte 50 KA modelo Protistor de FERRAZ SHAWMUT o similar (Ver gráfica adjunta), que asegura el disparo ante un fallo en 0,03 segundos.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica



10. CÁLCULO ELÉCTRICO EN CORRIENTE ALTERNA

10.1. TENSIÓN NOMINAL

La tensión nominal de la línea trifásica será de 400 V.

10.2. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN CADA LÍNEA

Para la determinación de la caída de tensión en cada línea se va a seguir el método propuesto por el Anexo II de la Guía Técnica de Aplicación del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Edición Septiembre de 2003, Rev. 1.

La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución (CGP) no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

Asimismo, para el tramo de acometida, y de acuerdo a las Normas Particulares de la Compañía Distribuidora, la caída de tensión máxima admisible será tal que, con la previsión de cargas existentes en la red o que está previsto poder incorporar a ella, a la CGP no llegue una tensión inferior al 94,5%.

10.2.1 Fórmulas utilizadas

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de la instalación son:

Intensidad:

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

Sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{C \cdot e}$$

Caída de tensión:

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{C \cdot s'} \cdot \frac{100}{U} \%$$

donde:

I= Intensidad (A)

U= Tensión (V)

S= Sección (mm²)

L= Longitud del conductor

C= Conductividad del material (Cu=56)

e= Caída de tensión porcentual

c = Incremento de la resistencia en alterna (1,02).

Asimismo, son igualmente aplicables las correcciones por temperatura a la conductividad del material indicadas en el apartado 9.2.1.

Para el caso del aluminio, los coeficientes son:

$$\rho_{20}=0,029 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$\alpha= 0,00403 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

10.2.2 Comprobación de caída de tensión.

10.2.2.1 Instalación Fotovoltaica

En la tabla 6 se indica la caída de tensión en cada línea:

LÍNEA	U (V)	P (kW)	cos fi	I (A)	Long aerea (m)	SEC. (mm2)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)	C.D.T. TOTAL (%)
INVERSOR - C. Salida	400	100	1	144,34	3,2	95	0,18	0,04	0,33
C Salida -Interruptor	400	100	1	144,34	17,7	95	0,99	0,25	
Interruptor-CGP	400	100	1	144,34	3,0	95	0,17	0,04	

Tabla 6. Criterio de caída de tensión en CA

En la instalación interior (Inversor –Cuadro de salida) se empleará conductor RV-K 0,6/1 k.o. En la derivación individual (Cuadro de salida – CGP) se emplea conductor RZ1-K 0,6/1 kV.

En el tramo entre el inversor y el cuadro de salida se emplearan 4 conductores unipolares de la misma sección según prescripción de la ITC-BT-019 para instalaciones interiores. En el resto de instalación hasta la CGP la sección del neutro será de 50 mm2 según tabla 1 de ITC-BT-07, dado que la instalación alimenta un único receptor trifásico y no se prevén, por tanto, que puedan existir desequilibrios o corrientes armónicas por cargas no lineales.

10.2.2.2 Acometida

En la tabla 7 se indica la caída de tensión para el tramo de acometida:

LÍNEA	U (V)	P (kW)	cos fi	I (A)	Long (m)	SEC. (mm2)	C.D.T. (V)	C.D.T. (%)
Acometida	400	100	0,8	180,42	29,0	240	1,08	0,27

Tabla 7. Criterio de caída de tensión en Acometida

El conductor empleado es RV 0,6/1 kV de Aluminio de sección 240 mm2 para fases y 150 mm2 para neutro.

10.3. CÁLCULO POR CALENTAMIENTO

10.3.1 Instalación Fotovoltaica

Según ITC-BT-40, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador (Isc).

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

Los tipos de canalización empleados son:

- Mediante canal protectora aislante ciega con tapa marca AEMSA modelo POLINORMA o similar equivalente, en la canalización por la sala de inversores y el techo de la sala de almacenamiento (Método de referencia B).
- Mediante tubo empotrado, en el paso de pared de la sala de almacenamiento hasta la entrada del cuadro de seccionamiento, desde este cuadro hasta el cuadro de medida y desde éste hasta la C.G.P. (Método de referencia A).

La intensidad admisible del conductor seleccionado, se determina según la tabla 52-C20 de la Norma UNE 20.460 -5 -523, minorada según los siguientes factores de corrección:

1. Factor de corrección en función de la temperatura ambiente. Se establece como temperatura nominal 40°C, por lo que el factor de corrección es igual a 1.
2. Factor de corrección por agrupación de varios circuitos: 1
3. Factor de corrección por instalación expuesta directamente al sol. La canalización discurre en el interior de la fábrica, por lo que no se pueden producir radiaciones directas sobre los mismos. Este coeficiente se considera 1.

En la tabla 8 se muestra la comprobación del criterio de calentamiento para el cable RZ1-K, efectuándose el cálculo sobre el tramo más desfavorable en cada caso:

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

LÍNEA	Tramo más desfavorable	SEC. (mm ²)	Iadm (A)	Nº ter act.	f.c. Tamb	f.c. Agrup.	f.c. Sol	f.c. global	I reducida (A)	1,25 · I _{max} (A)	VALIDO?
INVERSOR - C. Salida	tubo empotrado	95	194	1	1	1	1	1	194,00	180,42	SI
C Salida - Interruptor	tubo empotrado	95	194	1	1	1	1	1	194,00	180,42	SI
Interruptor-CGP	tubo empotrado	95	194	1	1	1	1	1	194,00	180,42	SI

Tabla 8. Comprobación del criterio de calentamiento en tramos aéreos CA para cable RZ1-K

10.3.2 Acometida

El tipo de canalización empleado es:

1. Mediante tubo empotrado, en la bajada de la CGP hasta la entrada a la arqueta. (Método de referencia A)
2. Mediante tubo subterráneo bajo acera a una profundidad de 0,6 metros según zanja tipo CPH00301 (Normas Particulares ENDESA DISTRIBUCIÓN)
3. Mediante canal protectora aislante perforada marca AEMSA modelo POLINORMA o similar equivalente, en la canalización por la sala de inversores y el techo de la sala de almacenamiento (Método de referencia B).

La intensidad admisible del conductor seleccionado, se determina según la tabla 52-C20 para los tramos aéreos del conductor, y según la tabla 52-N1 para los tramos subterráneos, de la Norma UNE 20.460 - 5 -523, minorada según los siguientes factores de corrección:

1. Tramos aéreos

Para los tramos aéreos se realiza el cálculo para el método de referencia A, puesto que es más desfavorable. Los factores de corrección aplicados son:

1. Factor de corrección en función de la temperatura ambiente.

Se establece como temperatura nominal 40°C, por lo que el factor de corrección es igual a 1.

2. Factor de corrección por agrupación de varios circuitos: 1
3. Factor de corrección por instalación expuesta directamente al sol.

La canalización discurre empotrada y en el interior del centro de transformación, por lo que no se pueden producir radiaciones directas sobre los mismos. Este coeficiente se considera 1.

2. Tramo subterráneo

Los factores de corrección aplicados son:

1. Factor de corrección por temperatura del terreno distinta de 25°C.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

Se considera una temperatura del terreno de 25 °C y un factor de corrección de 1.

2. Factor de corrección por resistividad térmica del terreno distinta de 1 K.m/W.

Se considera 1.

3. Factor de corrección por agrupación de circuitos.

Dado que solo hay un circuito se considera 1.

4. Factor de corrección por profundidad de instalación distinta de 0,7 m.

Se considera 1.

5. Factor de corrección por tubo enterrado.

Todo el cableado subterráneo irá entubado, aplicándose un factor de corrección de 0,8.

En las tablas 9 y 10 se muestra la comprobación del criterio de calentamiento para el cable RV en las canalizaciones aéreas y subterráneas.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

LÍNEA	Tramo más desfavorable	SEC. (mm ²)	Iadm (A)	Nº ter act.	f.c. Tamb	f.c. Agrup.	f.c. Sol	f.c. global	I reducida (A)	Inom (A)	VALIDO?
Acometida	bo empotrad	240	265	1	1	1	1	1	265,00	180,42	SI

Tabla 9. Comprobación del criterio de calentamiento en tramos aéreos de Acometida para cable RV.

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

LÍNEA	Tramo más desfavorable	SEC. (mm ²)	Iadm (A)	Nº ter. act.	f.c. Ta suelo	f.c. Resist. Térmica	f.c. Agrup.	f.c. Prof. Zanja	f.c. int. Tubo	f.c. global	I reducida (A)	Inom (A)	VALIDO?
Acometida	bajo acera	240	430	1	1	1	1	1	0,8	0,8	344,00	180,42	SI

Tabla 9. Comprobación del criterio de calentamiento en tramos subterráneo de Acometida para cable RV.

10.4. CÁLCULO POR CORTOCIRCUITO

Se considera como cortocircuito más desfavorable uno procedente de la Red de Distribución.

Puesto que se desconoce la impedancia del circuito de alimentación de la red (impedancia del transformador, red de distribución y acometida) se determina la intensidad de cortocircuito en el punto de conexión a la instalación de Media Tensión.

La intensidad de cortocircuito en nuestra instalación será en cualquier caso inferior a este valor.

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

donde:

I_{cc} = Intensidad eficaz de corriente de fase en el cortocircuito.

S_{cc} = Potencia aparente de cortocircuito en el punto de conexión a red MT, suministrado por ENDESA DISTRIBUCIÓN. $S_{cc} = 500$ MVA.

U_L = Tensión de línea (V) = 20 KV.

Para verificar la sección del conductor, de acuerdo con el criterio de la Norma UNE 21145, el valor máximo de la temperatura alcanzada por el conductor de un cable durante un cortocircuito de duración no superior a 5 segundos, en contacto con un aislamiento de XLPE, será de 250° C, y la fórmula de calentamiento adiabático será:

$$I_{cc}^2 \cdot t = 20473 \cdot s^2$$

El tiempo máximo que soporta el conductor de 95 mm² es de 0,88 segundos.

Se instalará protección magnetotérmica mediante interruptor automático de 160 A de poder de corte 36 kA, marca MERLIN GUERIN modelo NS160N o similar equivalente, según se indica en esquema unifilar, de forma que queda asegurado el disparo en un tiempo inferior al de cálculo.

11. DIMENSIONAMIENTO DE CANALIZACIONES

En el presente proyecto se han previsto 2 tipos de canalizaciones: mediante canal (aislante ciega con tapa para zonas interiores y metálica ciega con tapa para exterior) y mediante tubo empotrado y subterráneo.

11.1 DIMENSIONAMIENTO DE CANALES PROTECTORAS

Se va a considerar el método propuesto por la Guía Técnica de la ITC-BT-15 Edición Septiembre 2003, Rev. 1. Aunque esta instrucción sólo afecta a la derivación individual, por analogía, se va a considerar este método de cálculo en la instalación interior.

La sección total necesaria de bandeja se determina:

$$S_{ef} = N \cdot K \cdot \sum n_i \cdot \phi_i^2$$

Donde:

S_{ef} = Sección eficaz mínima de la canal protectora.

N = Coeficiente que determina la posible ampliación de sección de la canal.

Para la Derivación Individual se emplea 2 por prescripción de la ITC-BT-015.

En el resto de la instalación, se considera 1,13 sobre la cubierta 5 y las canalizaciones comunes hasta la sala de invasor. Con dicho coeficiente queda cubierto la máxima potencia pico ampliable en la instalación proyectada (5 cadenas adicionales).

K = Coeficiente de llenado. 1,8 para cables con cubierta 0,6/1 kV

n_i = Número de conductores en la canal

ϕ_i = Diámetro del conductor considerado.

En la tabla se muestra el cálculo de la instalación y las canalizaciones comerciales elegidas:

Anejo 03 – Simulación y Resultados de la Planta Fotovoltaica

Tramo	Caracterización	Cables	Coef. Llenado (K)	Coef. Ampl. (N)	Sef (mm2)	Tipo Bandeja (1) (2)	Medidas Bandeja (mm)	Sreal (mm2)	Coef. Ampl. Real
Interrupción - C. salida	Derivación individ.	3x95 + 1x50	1,8	2	4314,66	POLINORMA	60x150	7865	3,65
C. Salida - Inversor	Inst. Interior	4x95	1,8	1	3885,64	POLINORMA	60x150	7865	2,02
CCs - Inversor (3)	Inst. Interior	2x50 + 46x6	1,8	1	5414,40	POLINORMA	60x150	7865	1,45
Entrada a sala inversor	Inst. Interior	78x6	1,8	1	7897,50	POLINORMA	60x200	9601	1,22
Pared oeste (techo 3-sala inversor)	Inst. Interior	78x6	1,8	1,13	8924,18	METALNORMA	60x200	11135	1,41
Pared oeste (techo 4- techo 3)	Inst. Interior	54x6	1,8	1,13	6178,28	METALNORMA	60x200	11135	2,04
Techo 3	Inst. Interior	24x6	1,8	1	2430,00	METALNORMA	30x100	2545	1,05
Techo 4	Inst. Interior	34x6	1,8	1	3442,50	METALNORMA	30x150	3870	1,12
Techo 5	Inst. Interior	20x6	1,8	1,13	2288,25	METALNORMA	30x100	3870	1,91

Tabla 11. Dimensionamiento de canales protectoras.

11.2 DIMENSIONAMIENTO DE TUBOS

Se va a considerar el método propuesto por la Guía Técnica de la ITC-BT-15 Edición Septiembre 2003, Rev. 1.

El diámetro de tubo necesario es:

$$\phi_{Etubo} = 2 \cdot e + \phi_{Econd} \cdot \sqrt{2 \cdot n \cdot f}$$

Donde:

- ϕ_{Etubo} = Diámetro exterior de tubo
- e = Espesor de la pared de tubo
- ϕ_{Econd} = Diámetro exterior del conductor
- n = número de conductores en la canalización
- f = coeficiente corrector de colocación, que será:
 - $f = 2.5$ para tubos superficiales.
 - $f = 3$ para tubos empotrados.
 - $f = 4$ para tubos enterrados.

Aplicando la fórmula anterior, para el tramo empotrado de la derivación individual, se obtiene un diámetro exterior de tubo mínimo de 100 mm. En el presente proyecto se empleará tubo de diámetro 140 mm.

Para el tramo de acometida se emplearán tubo enterrado de 160 mm de diámetro exterior.

12. PUESTA A TIERRA

12.1 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA

Según indica el RD 1663/2000 todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

El sistema de tierras proyectado consiste en 2 picas de cobre de 1,5 m de longitud interconectadas mediante un cable desnudo de cobre de 35 mm² separadas 3 metros entre sí, según se indica en el plano N° 04 "Instalación de puesta a tierra".

Resistencia de tierra en ohmios por pica:

$$R_p = \rho / L.$$

Resistencia de la línea de enlaces con tierra:

$$R_c = (2 \times \rho) / L$$

donde:

ρ = Resistividad del terreno (Ω m). De Tabla 4 ITC-BT-18: 50 Ω

L = Longitud de la pica o del conductor enterrado (m)

Dada la elevada separación entre las picas entre sí y que se instalará un conductor enterrado que las una, podemos estimar la resistencia combinada por las picas y conductores enterrados:

$$1.1. \quad \frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_P} + \frac{1}{R_C}$$

$$R_T = \frac{R_P \cdot R_C}{R_P + R_C} (\Omega)$$

La determinación del valor de resistencia prevista de la instalación de tierra se muestra en la tabla 8:

Nº picas	Resist. Terreno	L pica (m)	R pica (ohm)	L línea ent (m)	R línea ent (ohm)	R total	VALIDO?
2	50	1,5	16,67	3	33,33	11,11	SI

13. MÉTODO DE CÁLCULO DE CABLE RADOX

A continuación se adjunta el procedimiento del fabricante HUBER+SUHNER en el que se determinan los factores de reducción e intensidades admisibles de aplicación al cable RADOX, empleados en el presente proyecto para el cálculo del mismo.

En el mismo se encuentran las siguientes tablas:

- Factor de reducción por temperatura ambiente.
- Factor de reducción por temperatura del conductor
- Factor de reducción por agrupamiento de cables y capacidad de carga del cable.



RADOX Solar Cables
Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

Current Carrying Capacity of RADOX Solar cables

Content:

1. Scope	2
2. Definitions	2
3. General remarks	2
4. Current rating under service conditions	3
4.1 Standard conditions for current rating	3
4.2 Reduction factors for increased ambient temperature	3
4.3 Reduction factors for different conductor temperatur	4
4.4 Life time expectation	4
5. Tables	5/6

Copyright 2003 Huber + Suhner AG. This document may not be copied nor be passed on to third parties without our written permission.
Uncontrolled copy when printed (will not be updated).

The product fulfils the test and specification requirements described in this document for the stated areas of application and operating conditions. HUBER+SUHNER AG does not expressly or implicitly guarantee performance under additional or changed conditions. Deviations are to be agreed upon in writing.

HUBER+SUHNER

Wire+Cable Division

CH-8330 Pfäffikon

+41 (0)1 952 22 11

+41 (0)1 952 26 40

www.hubersuhner.com

Issue
05.04.2005 / 2514

Release
2339

Supersedes issue

Technical Data sheet
Page 1/6

581 670 (e)



RADOX Solar Cables
Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

Current Carrying Capacity of RADOX Solar cables

Content:

1. Scope	2
2. Definitions	2
3. General remarks	2
4. Current rating under service conditions	3
4.1 Standard conditions for current rating	3
4.2 Reduction factors for increased ambient temperature	3
4.3 Reduction factors for different conductor temperatur	4
4.4 Life time expectation	4
5. Tables	5/6

Copyright 2003 Huber + Suhner AG. This document may not be copied nor be passed on to third parties without our written permission.
Uncontrolled copy when printed (will not be updated).

The product fulfils the test and specification requirements described in this document for the stated areas of application and operating conditions. HUBER+SUHNER AG does not expressly or implicitly guarantee performance under additional or changed conditions. Deviations are to be agreed upon in writing.

HUBER+SUHNER

Wire+Cable Division

CH-8330 Pfäffikon

+41 (0)1 952 22 11

+41 (0)1 952 26 40

www.hubersuhner.com

Issue
05.04.2005 / 2514

Release
2339

Supersedes issue

Technical Data sheet
Page 1/6

581 670 (e)



RADOX Solar Cables

Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

1. Scope :

The following tables referring to RADOX cores give an easy and fast support for the layout of apparatus and components.

The following remarks are based on today's state of the art and practical experience as described in the standards IEC 60216, IEC 60287 and IEC 60364. The application of products will frequently vary from the theoretical values of constant ambient temperature, constant current carrying, homogeneous laying and others. That means, in practice the theoretical current carrying will differ from the real values both in a positive as in a negative way.

For a safe layout of apparatus and components it is recommended to carry out a test with the installed wire under service conditions.

2. Definitions :

- Current load : current passed through the cable during operation
- Continuous operation : an operation with constant current whose duration is at least long enough to allow the system to reach thermal equilibrium, but may then go on indefinitely
- Current rating : maximum permissible current under determined operation conditions
- Permissible operating temperature : maximum permissible conductor temperature during continuous operation

3. General remarks :

3.1 The current carrying capacity of cables depends on:

- ▶ Conductor material (copper, copper alloy, aluminium, steel)
- ▶ Surface treatment of the conductor (plain, tinned, silver plated, nickel plated)
- ▶ Conductor cross section
- ▶ Thermal capacity of the insulation material
- ▶ Ambient temperature (air/ground temperature)
- ▶ Installation mode (free in the air, in cable ducts, in earth)
- ▶ Accumulation (single core, several cores spaced, bundles)
- ▶ Other ambient effects (sun-radiation, UV)

3.2 The conductor cross-section has to be selected in such a way that the actual current load does not exceed the current rating, i.e. the conductor temperature does not exceed the permissible operating temperature. The determining factor is the appropriate, most unfavourable operating condition, encountered during operation over the whole length of the cable.



RADOX Solar Cables Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

4. Current rating under service conditions :

$$I = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

- I [A] : Current rating for continuous operation under service conditions
- I_N [A] : Current rating for continuous operation under standard conditions
- f_1 : Reduction factor for increased ambient temperature (see # 4.2)
- f_2 : Reduction factor for deviated conductor temperature (see # 4.3)
- f_3 : Reduktion factor for banded cables (see tables on pages 3 and 4)

4.1 Standard conditions for current rating

4.1.1 The tabled values for the current rating were calculated according to IEC 287 for the following standard conditions:

- continuous operation
- single circuit for 3-phase current, single conductor for 1-phase current
- 30°C ambient temperature and sufficiently large and ventilated spaces, whose ambient temperature is not appreciably increased by the heat coming from the cables.
- 120°C conductor temperature
- frequency up to 200 Hz

4.1.2 Installation in air, unrestricted heat dissipation, means that the following installation conditions are observed :

- distance of the cables from the wall, from the floor, from the ceiling > cable diameter
- distance between two adjacent power circuits > 2 x cable diameter
- vertical distance between power circuits laid one upon another for individual cables > 2 x cable diameter and for layers of cables > 200 mm
- perforated tray with a perforation > 30 % of the total surface

4.1.3 Open trays are continuous supports with vertical sides, but without cover. A possible perforation accounts for < 30% of the total surface.

4.1.4 Closed ducts are entirely closed. Pipes belong to this category also.
The max. filling degree is 70%.

4.2 Reduction factors for increased ambient temperature :

Ambient temperature [°C]	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115
Reduction factor f_1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.85	0.82	0.78	0.75	0.71	0.67	0.62	0.58	0.53	0.47	0.41	0.33	0.22



RADOX Solar Cables Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

4.3 Reduction factors for different conductor temperature :

Conductor temperature [°C]	120	110	100	90	80	70
Reduction factor f_t	1	0.96	0.91	0.85	0.79	0.72

Maximum permitted typical conductor temperature for various insulation Materials according to IEC 60216 (20'000 h / 50 % elongation at break):

PVC, CR	70°C
PE-X, EPR	90°C
RADOX®125	120°C

4.4 Life time expectation

If crosslinked wires are used at higher temperatures than indicated by the temperature index of IEC 60216, the life time is reduced accordingly. Analogical, the life time will increase at lower temperatures. RADOX® 125 for example has a life span of 20'000 h at a conductor temperature of +120°C, which is approx. 2,5 years. If it is used at another temperature, life time expectations are as follows:

Example RADOX Solar Cables:

150°C	1'250 h
150°C	2'500 h
140°C	5'000 h
130°C	10'000 h
120°C	20'000 h
110°C	40'000 h
100°C	80'000 h
90°C	160'000 h
80°C	320'000 h

RADOX Solar Cables
Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

5. Tables

1. Cables in free air or perforated trays

Continuous current rating
 Conductor temperature 120 °C
 Ambient temperature 30 °C

Installation method	Number of simultaneous loaded conductors on each tray	Reduction factor f_0	Strombelastbarkeit in [A]																								
			1	2	3	4	6	8	10	16	20	1	2	3	4	6	8	10	16	20							
1	1	0.87	0.81	0.76	0.75	0.74	0.73	0.72	0.71	0.71	0.62	0.57	0.53	0.47	0.45	0.67	0.59	0.54	0.50	0.45	0.43	0.71	0.58	0.52	0.48	0.41	0.38
1.5	39	34	32	31	30	29	29	29	28	28	25	23	21	19	18	27	24	22	20	18	17	28	23	21	19	16	15
2.5	53	47	43	42	40	40	39	39	38	38	33	31	29	25	24	36	32	29	27	24	23	38	31	28	26	22	21
4	71	62	58	56	54	53	52	52	51	51	45	41	38	34	32	48	42	39	36	32	31	51	42	37	35	30	27
6	92	81	75	72	69	68	67	66	66	66	58	53	49	44	42	62	55	50	46	42	40	60	54	46	45	36	35
10	139	113	105	101	97	96	95	93	92	92	80	74	69	61	59	87	77	70	66	60	58	82	75	66	62	53	50
16	171	140	130	124	120	127	125	124	122	122	107	98	91	81	77	115	101	93	86	77	74	122	100	89	83	71	66
25	228	186	185	178	171	169	167	165	162	162	142	130	121	108	103	153	135	124	114	103	99	162	133	119	110	94	87
35	281	245	228	220	211	208	206	203	200	200	175	161	149	133	127	189	166	152	141	127	121	200	163	147	135	116	107
50	355	308	288	277	267	263	260	256	253	253	221	203	189	167	160	238	210	192	178	160	153	253	208	185	171	146	135
70	447	386	363	349	336	331	327	322	318	318	278	255	237	211	202	300	264	242	224	202	193	318	260	233	215	184	170
95	500	402	430	414	398	393	387	382	377	377	329	303	281	250	239	356	313	287	265	239	228	377	308	276	255	218	202
120	622	542	504	486	467	461	455	446	442	442	388	355	320	280	271	417	367	336	311	280	268	442	361	324	299	256	237
150	720	627	584	562	540	533	526	510	512	512	447	411	382	350	324	483	425	380	360	324	310	512	418	375	346	306	274

Issue 00/04.2005 / 2514

Replaces 2339

Supersedes: issue

Techn. Doornheest Page 5/6

581 670 (e)

ANEJO N° 4:

MÉTODO DE CALCULO DE CABLE RADOX

ÍNDICE.

1. MÉTODO DE CÁLCULO CABLE RADOX	-3-
--	-----

1. MÉTODO DE CÁLCULO DE CABLE RADOX

A continuación se adjunta el procedimiento del fabricante HUBER+SUHNER en el que se determinan los factores de reducción e intensidades admisibles de aplicación al cable RADOX, empleados en el presente proyecto para el cálculo del mismo.

En el mismo se encuentran las siguientes tablas:

- Factor de reducción por temperatura ambiente.
- Factor de reducción por temperatura del conductor
- Factor de reducción por agrupamiento de cables y capacidad de carga del cable.



RADOX Solar Cables

Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

Current Carrying Capacity of RADOX Solar cables

Content:

1. Scope	2
2. Definitions	2
3. General remarks	2
4. Current rating under service conditions	3
4.1 Standard conditions for current rating	3
4.2 Reduction factors for increased ambient temperature	3
4.3 Reduction factors for different conductor temperature	4
4.4 Life time expectation	4
5. Tables	5/6

Copyright 2003 Huber + Suhner AG. This document may not be copied nor be passed on to third parties without our written permission.
Uncontrolled copy when printed (will not be updated).

The product fulfils the test and specification requirements described in this document for the stated areas of application and operating conditions. HUBER+SUHNER AG does not expressly or implicitly guarantee performance under additional or changed conditions. Deviators are to be agreed upon in writing.

HUBER+SUHNER

Wire+Cable Division

CH-8330 Pfäfers

+41 (0)1 952 22 11

+41 (0)1 952 26 40

www.hubersuhner.com

Issue
05.04.2005 / 2514

Release
2339

Supersedes issue

Technical Data sheet
Page 1/6

581 670 (e)



RADOX Solar Cables
Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

Current Carrying Capacity of RADOX Solar cables

Content:

1. Scope	2
2. Definitions	2
3. General remarks	2
4. Current rating under service conditions	3
4.1 Standard conditions for current rating	3
4.2 Reduction factors for increased ambient temperature	3
4.3 Reduction factors for different conductor temperature	4
4.4 Life time expectation	4
5. Tables	5/6


Copyright 2003 Huber + Suhner AG. This document may not be copied nor be passed on to third parties without our written permission.
Uncontrolled copy when printed (will not be updated).


The product fulfils the test and specification requirements described in this document for the stated areas of application and operating conditions. HUBER+SUHNER AG does not expressly or implicitly guarantee performance under additional or changed conditions. Deviations are to be agreed upon in writing.

HUBER+SUHNER

Wire+Cable Division

CH-8330 Pfäffikon

 +41 (0)1 952 22 11

 +41 (0)1 952 26 40

www.hubersuhner.com

Issue
05.04.2005 / 2514

Release
2339

Supersedes issue

Technical Datasheet
Page 1/6

581 670 (e)



RADOX Solar Cables

Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

1. Scope :

The following tables referring to RADOX cores give an easy and fast support for the layout of apparatus and components.

The following remarks are based on today's state of the art and practical experience as described in the standards IEC 60216, IEC 60287 and IEC 60364. The application of products will frequently vary from the theoretical values of constant ambient temperature, constant current carrying, homogeneous laying and others. That means, in practice the theoretical current carrying will differ from the real values both in a positive as in a negative way.

For a safe layout of apparatus and components it is recommended to carry out a test with the installed wire under service conditions.

2. Definitions :

Current load : current passed through the cable during operation

Continuous operation : an operation with constant current whose duration is at least long enough to allow the system to reach thermal equilibrium, but may then go on indefinitely

Current rating : maximum permissible current under determined operation conditions

Permissible operating temperature : maximum permissible conductor temperature during continuous operation

3. General remarks :

3.1 The current carrying capacity of cables depends on:

- ▶ Conductor material (copper, copper alloy, aluminium, steel)
- ▶ Surface treatment of the conductor (plain, tinned, silver plated, nickel plated)
- ▶ Conductor cross section
- ▶ Thermal capacity of the insulation material
- ▶ Ambient temperature (air/ground temperature)
- ▶ Installation mode (free in the air, in cable ducts, in earth)
- ▶ Accumulation (single core, several cores spaced, bundles)
- ▶ Other ambient effects (sun-radiation, UV)

3.2 The conductor cross-section has to be selected in such a way that the actual current load does not exceed the current rating, i.e. the conductor temperature does not exceed the permissible operating temperature. The determining factor is the appropriate, most unfavourable operating condition, encountered during operation over the whole length of the cable.



RADOX Solar Cables Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

4. Current rating under service conditions :

$$I = I_N \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3$$

- I [A] : Current rating for continuous operation under service conditions
 I_N [A] : Current rating for continuous operation under standard conditions
 f_1 : Reduction factor for increased ambient temperature (see # 4.2)
 f_2 : Reduction factor for deviated conductor temperature (see # 4.3)
 f_3 : Reduktion factor for bundeled cables (see tables on pages 3 and 4)

4.1 Standard conditions for current rating

4.1.1 The tabled values for the current rating were calculated according to IEC 287 for the following standard conditions:

- continuous operation
- single circuit for 3-phase current, single conductor for 1-phase current
- 30°C ambient temperature and sufficiently large and ventilated spaces, whose ambient temperature is not appreciably increased by the heat coming from the cables.
- 120°C conductor temperature
- frequency up to 200 Hz

4.1.2 Installation in air, unrestricted heat dissipation, means that the following installation conditions are observed :

- distance of the cables from the wall, from the floor, from the ceiling > cable diameter
- distance between two adjacent power circuits > 2 x cable diameter
- vertical distance between power circuits laid one upon another for individual cables > 2 x cable diameter and for layers of cables > 200 mm
- perforated tray with a perforation > 30 % of the total surface

4.1.3 Open trays are continuous supports with vertical sides, but without cover. A possible perforation accounts for < 30% of the total surface.

4.1.4 Closed ducts are entirely closed. Pipes belong to this category also.
The max. filling degree is 70%.

4.2 Reduction factors for increased ambient temperature :

Ambient temperature [°C]	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105	110	115
Reduction factor f_1	1	0.97	0.94	0.91	0.88	0.85	0.82	0.78	0.75	0.71	0.67	0.62	0.58	0.53	0.47	0.41	0.33	0.22



RADOX Solar Cables Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

4.3 Reduction factors for different conductor temperature :

Conductor temperature [°C]	120	110	100	90	80	70
Reduction factor k_2	1	0.96	0.91	0.85	0.79	0.72

Maximum permitted typical conductor temperature for various insulation Materials according to IEC 60216 (20'000 h / 50 % elongation at break):

PVC, CR	70°C
PE-X, EPR	90°C
RADOX® 125	120°C

4.4 Life time expectation

If crosslinked wires are used at higher temperatures than indicated by the temperature index of IEC 60216, the life time is reduced accordingly. Analogical, the life time will increase at lower temperatures. RADOX® 125 for example has a life span of 20'000 h at a conductor temperature of +120°C, which is approx. 2,5 years. If it is used at another temperature, life time expectations are as follows:

Example RADOX Solar Cables:

160°C	1'250 h
150°C	2'500 h
140°C	5'000 h
130°C	10'000 h
120°C	20'000 h
110°C	40'000 h
100°C	80'000 h
90°C	160'000 h
80°C	320'000 h

RADOX Solar Cables
Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

5. Tables

1. Cables in free air or perforated trays

Continuous current rating
 Conductor temperature 120 °C
 Ambient temperature 30 °C

Strombelastbarkeit in [A]

Installation method	Number of simultaneous loaded conductors on each tray	Reduction factor f_d	Conductor size mm^2	Cables in free air or perforated trays																							
				1	2	3	4	6	8	10	16	20	4	6	8	10	16	20									
1.5	39	0.87	34	32	31	30	29	29	28	28	25	23	21	19	18	27	24	22	20	18	17	28	23	21	19	16	15
2.5	53	0.87	47	43	42	40	39	39	38	38	33	31	29	25	24	36	32	29	27	24	23	38	31	28	26	22	21
4	71	0.87	62	58	56	54	53	52	52	51	45	41	38	34	32	48	42	39	36	32	31	51	42	37	35	30	27
6	92	0.87	81	75	72	69	68	67	66	66	58	53	49	44	42	62	55	50	46	42	40	60	54	46	45	36	35
10	139	0.87	113	105	101	97	96	95	93	92	80	74	69	61	59	87	77	70	66	60	58	82	75	66	62	53	50
16	171	0.87	144	139	134	129	127	125	124	122	107	98	91	81	77	115	101	93	86	77	74	122	100	86	83	71	66
25	228	0.87	196	185	178	171	169	167	165	162	142	130	121	108	103	153	135	124	114	103	99	162	133	119	110	94	87
35	281	0.87	245	228	220	211	208	205	203	200	175	161	149	133	127	189	166	152	141	127	121	200	163	147	135	116	107
50	355	0.87	308	288	277	267	263	260	256	253	221	203	189	167	160	238	210	192	178	160	153	253	208	185	171	146	135
70	447	0.87	386	363	349	335	331	327	322	318	278	255	237	211	202	300	264	242	224	202	193	318	260	233	215	184	170
95	500	0.87	462	430	414	398	383	367	362	357	329	303	281	250	239	356	313	287	265	239	228	377	308	276	255	218	202
120	622	0.87	542	504	486	467	461	455	446	442	388	355	326	280	267	417	367	336	311	280	268	442	361	324	299	256	237
150	730	0.87	627	584	562	540	533	525	510	512	447	411	382	330	324	483	425	380	360	324	310	512	418	375	346	306	274

Issue 00/04.2005 / 2514

Revised 2339

Supersedes: issue

Techn. Drawing

Page 5/6

581 670 (e)



RADOX Solar Cables Current Carrying Capacity of Radox Solar Cables

Installation method	4. In conduit in a void or in a pipe																				Continuous current rating Conductor temperature 120 °C Ambient temperature 30 °C																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
	2. on floor or wall										3. fixed on a ceiling or under floor										4. In conduit in a void or in a pipe										Continuous current rating Conductor temperature 120 °C Ambient temperature 30 °C																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
Number of simultaneous loaded conductors per installation	OR					OR					OR					OR					OR					OR					OR																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	1	2	3	4		1	2	3	4	5	6	7	8	≥9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Reduction factor f_0	0.85	0.70	0.75	0.95	0.81	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.62	0.61	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.38																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
Conductor size mm ²	1.5	2.5	4	6	10	16	25	35	43	64	84	118	158	212	262	330	420	499	580	670	27	34	46	61	81	113	151	202	246	314	405	495	585	675	775	875	975	1075	1175	1275	1375	1475	1575	1675	1775	1875	1975	2075	28	36	48	63	89	125	161	212	262	330	420	499	580	670	775	875	975	1075	1175	1275	1375	1475	1575	1675	1775	1875	1975	2075	2175	2275	2375	2475	2575	2675	2775	2875	2975	3075	3175	3275	3375	3475	3575	3675	3775	3875	3975	4075	4175	4275	4375	4475	4575	4675	4775	4875	4975	5075	5175	5275	5375	5475	5575	5675	5775	5875	5975	6075	6175	6275	6375	6475	6575	6675	6775	6875	6975	7075	7175	7275	7375	7475	7575	7675	7775	7875	7975	8075	8175	8275	8375	8475	8575	8675	8775	8875	8975	9075	9175	9275	9375	9475	9575	9675	9775	9875	9975	10075	10175	10275	10375	10475	10575	10675	10775	10875	10975	11075	11175	11275	11375	11475	11575	11675	11775	11875	11975	12075	12175	12275	12375	12475	12575	12675	12775	12875	12975	13075	13175	13275	13375	13475	13575	13675	13775	13875	13975	14075	14175	14275	14375	14475	14575	14675	14775	14875	14975	15075	15175	15275	15375	15475	15575	15675	15775	15875	15975	16075	16175	16275	16375	16475	16575	16675	16775	16875	16975	17075	17175	17275	17375	17475	17575	17675	17775	17875	17975	18075	18175	18275	18375	18475	18575	18675	18775	18875	18975	19075	19175	19275	19375	19475	19575	19675	19775	19875	19975	20075	20175	20275	20375	20475	20575	20675	20775	20875	20975	21075	21175	21275	21375	21475	21575	21675	21775	21875	21975	22075	22175	22275	22375	22475	22575	22675	22775	22875	22975	23075	23175	23275	23375	23475	23575	23675	23775	23875	23975	24075	24175	24275	24375	24475	24575	24675	24775	24875	24975	25075	25175	25275	25375	25475	25575	25675	25775	25875	25975	26075	26175	26275	26375	26475	26575	26675	26775	26875	26975	27075	27175	27275	27375	27475	27575	27675	27775	27875	27975	28075	28175	28275	28375	28475	28575	28675	28775	28875	28975	29075	29175	29275	29375	29475	29575	29675	29775	29875	29975	30075	30175	30275	30375	30475	30575	30675	30775	30875	30975	31075	31175	31275	31375	31475	31575	31675	31775	31875	31975	32075	32175	32275	32375	32475	32575	32675	32775	32875	32975	33075	33175	33275	33375	33475	33575	33675	33775	33875	33975	34075	34175	34275	34375	34475	34575	34675	34775	34875	34975	35075	35175	35275	35375	35475	35575	35675	35775	35875	35975	36075	36175	36275	36375	36475	36575	36675	36775	36875	36975	37075	37175	37275	37375	37475	37575	37675	37775	37875	37975	38075	38175	38275	38375	38475	38575	38675	38775	38875	38975	39075	39175	39275	39375	39475	39575	39675	39775	39875	39975	40075	40175	40275	40375	40475	40575	40675	40775	40875	40975	41075	41175	41275	41375	41475	41575	41675	41775	41875	41975	42075	42175	42275	42375	42475	42575	42675	42775	42875	42975	43075	43175	43275	43375	43475	43575	43675	43775	43875	43975	44075	44175	44275	44375	44475	44575	44675	44775	44875	44975	45075	45175	45275	45375	45475	45575	45675	45775	45875	45975	46075	46175	46275	46375	46475	46575	46675	46775	46875	46975	47075	47175	47275	47375	47475	47575	47675	47775	47875	47975	48075	48175	48275	48375	48475	48575	48675	48775	48875	48975	49075	49175	49275	49375	49475	49575	49675	49775	49875	49975	50075	50175	50275	50375	50475	50575	50675	50775	50875	50975	51075	51175	51275	51375	51475	51575	51675	51775	51875	51975	52075	52175	52275	52375	52475	52575	52675	52775	52875	52975	53075	53175	53275	53375	53475	53575	53675	53775	53875	53975	54075	54175	54275	54375	54475	54575	54675	54775	54875	54975	55075	55175	55275	55375	55475	55575	55675	55775	55875	55975	56075	56175	56275	56375	56475	56575	56675	56775	56875	56975	57075	57175	57275	57375	57475	57575	57675	57775	57875	57975	58075	58175	58275	58375	58475	58575	58675	58775	58875	58975	59075	59175	59275	59375	59475	59575	59675	59775	59875	59975	60075	60175	60275	60375	60475	60575	60675	60775	60875	60975	61075	61175	61275	61375	61475	61575	61675	61775	61875	61975	62075	62175	62275	62375	62475	62575	62675	62775	62875	62975	63075	63175	63275	63375	63475	63575	63675	63775	63875	63975	64075	64175	64275	64375	64475	64575	64675	64775	64875	64975	65075	65175	65275	65375	65475	65575	65675	65775	65875	65975	66075	66175	66275	66375	66475	66575	66675	66775	66875	66975	67075	67175	67275	67375	67475	67575	67675	67775	67875	67975	68075	68175	68275	68375	68475	68575	68675	68775	68875	68975	69075	69175	69275	69375	69475	69575	69675	69775	69875	69975	70075	70175	70275	70375	70475	70575	70675	70775	70875	70975	71075	71175	71275	71375	71475	71575	71675	71775	71875	71975	72075	72175	72275	72375	72475	72575	72675	72775	72875	72975	73075	73175	73275	73375	73475	73575	73675	73775	73875	73975	74075	74175	74275	74375	74475	74575	74675	74775	74875	74975	75075	75175	75275	75375	75475	75575	75675	75775	75875	75975	76075	76175	76275	76375	76475	76575	76675	76775	76875	76975	77075	77175	77275	77375	77475	77575	77675	77775	77875	77975	78075	78175	78275	78375	78475	78575	78675	78775	78875	78975	79075	79175	79275	79375	79475	79575	79675	79775	79875	79975	80075	80175	80275	80375	80475	80575	80675	80775	80875	80975	81075	81175	81275	81375	81475	81575	81675	81775	81875	81975	82075	82175	82275	82375	82475	82575	82675	82775	82875	82975	83075	83175	83275	83375	83475	83575	83675	83775	83875	83975	84075	84175	84275	84375	84475	84575	84675	84775	84875	84975	85075	85175	85275	85375	85475	85575	85675	85775	85875	85975	86075	86175	86275	86375	86475	86575	86675	86775	86875	86975	87075	87175	87275	87375	87475	87575	87675	87775	87875	87975	88075	88175	88275	88375	88475	88575	88675	88775	88875	88975	89075	89175	89275	89375	89475	89575	89675	89775	89875	89975	90075	90175	90275	90375	90475	90575	90675	90775	90875	90975	91075	91175	91275	91375	91475	91575	91675	91775	91875	91975	92075	92175	92275	92375	92475	92575	92675	92775	92875	92975	93075	93175	93275	93375	93475	93575	93675	93775	93875	93975	94075	94175	94275	94375	94475	94575	94675	94775	94875	94975	95075	95175	95275	95375	95475	95575	95675	95775	95875	95975	96075	96175	96275	96375	96475	96575	96675	96775	96875	96975	97075	97175	97275	97375	97475	97575	97675	97775	97875	97975	98075	98175	98275	98375	98475	98575	98675	98775	98875	98975	99075	99175	99275	99375	99475	99575	99675	99775	99875	99975	100075

ANEJO N° 5:

ESTUDIO BÁSICO
DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE.

1. OBJETO.....	- 3 -
2. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	- 3 -
3. NORMATIVA DE SEGURIDAD Y SALUD	- 4 -
4. CARACTERÍSTICAS DE LAS OBRAS	- 6 -
4.1. OBRA CIVIL.....	- 6 -
4.2. INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	- 7 -
5. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS	- 7 -
6. DEFINICIÓN DE LAS OBRAS	- 7 -
6.1. UNIDADES CONSTRUCTIVAS QUE COMPONEN LA OBRA.....	- 7 -
6.2. RIESGOS	- 8 -
6.2.1. Riesgos Profesionales.....	- 8 -
6.2.2. Riesgos de Daños a Terceros	- 8 -
6.3. PREVENCIÓN DE RIESGOS PROFESIONALES	- 8 -
6.3.1. Protecciones Individuales.....	- 8 -
6.3.2. Protecciones Colectivas	- 9 -
6.3.3. Formación.....	- 10 -
6.3.4. Medicina Preventiva y Primeros Auxilios.....	- 10 -
6.3.5. Prevención de Riesgos de Daños a Terceros	- 11 -

1. OBJETO

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene por objeto precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra proyectada en el presente proyecto de instalación solar fotovoltaica conectada a red.

Este estudio de Seguridad y Salud establece, durante la construcción de esta obra, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento, y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Así mismo, dará unas directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, bajo el control de la Dirección Facultativa, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1.997, de 24 de octubre, por el que se implanta la obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad y Salud en los proyectos de edificación y obras públicas.

2. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

La obra en proyecto referente a la Ejecución de la Instalación Eléctrica en Baja para la Planta de Generación Fotovoltaica se encuentra incluida en el Anexo I del Real Decreto 121 de 24 de octubre de 1. el que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción con la clasificación a) Excavación b) Movimiento de tierras c) Construcción d) Montaje y desmontaje de elementos prefabricados e) Acondicionamiento o instalación) Mantenimiento y l) Trabajos de pintura y de limpieza.

Al tratarse de una obra con las siguientes condiciones:

- El plazo de ejecución será de 3 meses desde el comienzo de las obras con la firma del Acta de Replanteo por parte de la Dirección Facultativa.
- Se prevé un número máximo de obreros trabajando de forma simultánea de 5.

Dadas las condiciones por las que correspondería la redacción de un estudio de seguridad y salud:

- a. El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 75 millones de pesetas (203.043,80 €).

Anejo 05 – Estudio Básico de Seguridad y Salud

- 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, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, es inferior a 500.

El promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

3. NORMATIVA DE SEGURIDAD Y SALUD

Son de obligado cumplimiento todas las Disposiciones legales o reglamentarias, resoluciones, circulares y cuantas otras fuentes normativas contengan concretas regulaciones en materia de Seguridad e Higiene en el Trabajo, propias de la Industria eléctrica o de carácter general, que se encuentren vigentes y sean de aplicación durante el tiempo en el que subsista la relación contractual Promotor-Contratista según las actividades a realizar.

En particular:

- Estatuto de los Trabajadores (Ley 8/1980, de 20 de marzo).
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995, de 8 de noviembre).
- REAL DECRETO 614/2001, de 8 de junio sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. (BOE nº 148, de 21 de junio).
- Reglamento de los Servicios Médicos de Empresa (Orden de 21 de noviembre de 1959).
- Ordenanza de Trabajo de la Industria Eléctrica (Orden de 30 de julio de 1970).
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (9 de marzo de 1971. Título II).
- Real Decreto 1995/1978 de 12 de mayo, por el que se aprueba el cuadro de enfermedades profesionales en el sistema de la Seguridad Social.
- Normas sobre Señalización de Seguridad en los Centros y Locales de Trabajo (R.D. 1403/1986 de 26 de mayo).
- Real Decreto 1495/1986 de 26 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas.

Anejo 05 – Estudio Básico de Seguridad y Salud

- Orden de 16 de diciembre de 1987, por la que se establecen nuevos modelos para la notificación de accidentes de trabajo y se dan instrucciones para su cumplimentación y tramitación.
- Real Decreto sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo (R.D. 1316/1989 de 27 de octubre).
- Real Decreto 11627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 487/1997 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorso-lumbares para los trabajadores.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención. Orden de 27 de junio de 1997, por la que se desarrolla el R.D. 39/1997 de 17 de enero.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (R.D. 3275/1982 de 12 de noviembre) e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (Decreto 3151 de 28 de noviembre de 1968).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Real Decreto 842/2003 de 2 de agosto) e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento de Aparatos de Elevación y Manutención de los mismos (R.D. 2291/1985 de 8 de noviembre) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Cualquier otra disposición sobre la materia actualmente en vigor o que se promulgue durante la vigencia de las presentes normas.

Normas Específicas:

Se prestará especial atención a las recomendaciones expresadas por el Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo en la Guía Técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico de acuerdo con lo encomendado a este organismo por el citado Real Decreto 1423/1988 en su disposición final primera.

Además deben tenerse especialmente en cuenta todas las Recomendaciones, Prescripciones e Instrucciones de la Asociación de Medicina y Seguridad en el Trabajo de UNESA para la Industria Eléctrica (AMYS), que se recogen en:

- “Prescripciones de Seguridad para trabajos y maniobras en instalaciones eléctricas”.
- “Prescripciones de Seguridad para trabajos mecánicos y diversos”.
- “Primeros Auxilios”.
- Instrucción General para la realización de los trabajos en tensión en Alta Tensión y sus Desarrollos”.
- Instrucción General para la realización de los trabajos en tensión en Baja Tensión y sus Desarrollos”.

Serán de obligado cumplimiento todas las Normas, Manuales Técnicos y Procedimientos de la Empresa, referentes a las instalaciones y centros de trabajo y al desarrollo de los trabajos que se realicen en las mismas.

4. CARACTERÍSTICAS DE LAS OBRAS

4.1. OBRA CIVIL

Únicamente existirá obra civil en:

- Las tareas de acondicionamiento del terreno.
- La parte de la instalación referente a la conexión en BT a la red de distribución de la compañía eléctrica (tramo de línea subterránea en baja tensión).

- Tramo subterráneo en corriente continua: desde las cajas de derivación tipo intemperie (reagrupación y protección de los conductores), hasta previa entrada a inversor en edificio prefabricado.
- Habitación para Inversor.

4.2. INSTALACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las estructuras de sustentación de los módulos fotovoltaicos se fijarán al techo mediante pernos de anclaje, no recurriendo a cimentación.

Los módulos se unirán a la estructura metálica mediante tornillo de acero autorroscante.

5. INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS

En el lugar donde se van a realizar los trabajos no se prevé que se produzca ninguna interferencia o que se afecte a ningún servicio.

6. DEFINICIÓN DE LAS OBRAS

6.1. UNIDADES CONSTRUCTIVAS QUE COMPONEN LA OBRA

- Montaje de la estructura de sustentación sobre el terreno.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos.
- Instalación Eléctrica en Baja Tensión (parte de corriente continua: cableado, protecciones, cuadros de distribución, etc.).
- Instalación Eléctrica en Baja Tensión (parte de corriente alterna: cableado, protecciones, inversor, cuadro de salida, caja general de protección y medida, etc.).
- Conexión a red (línea subterránea en baja tensión).

6.2. RIESGOS

6.2.1. RIESGOS PROFESIONALES

EN COLOCACIÓN DE TUBERÍAS Y CANALIZACIONES

- Golpes contra objetos.
- Caídas a distinto nivel.
- Caídas de objetos.
- Heridas punzantes en pies y manos.
- Salpicaduras de hormigón en ojos.
- Erosiones y contusiones en manipulación.
- Atropellos por maquinaria.
- Atrapamiento por maquinaria.
- Heridas por máquinas cortadoras.
- Aplastamiento de manos y pies con tuberías.

RIESGOS PRODUCIDOS POR AGENTES ATMOSFÉRICOS

RIESGOS ELÉCTRICOS

RIESGOS DE INCENDIOS

RIESGOS EN ALTURA

6.2.2. RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS

Producidos por los enlaces con las carreteras y calles habrá riesgos derivados de la obra, fundamentalmente por circulación de vehículos, al tener que realizar desvíos provisionales y pasos alternativos.

6.3. PREVENCIÓN DE RIESGOS PROFESIONALES

6.3.1. PROTECCIONES INDIVIDUALES

- Cascos para todas las personas que participan en la obra.

Anejo 05 – Estudio Básico de Seguridad y Salud

- Guantes de uso general.
- Guantes de goma.
- Guantes de soldador.
- Guantes dieléctricos.
- Botas de agua.
- Botas de seguridad de lona.
- Botas de seguridad de cuero.
- Botas dieléctricas.
- Monos o buzos: se tendrán en cuenta las reposiciones a lo largo de la obra, según Convenio Colectivo Provincial.
- Trajes de agua.
- Gafas contra impactos y antipolvo.
- Gafas para oxicorte.
- Pantalla de soldador.
- Mascarillas antipolvo.
- Protectores auditivos.
- Polainas de soldador.
- Manguitos de soldador.
- Mandiles de soldador.
- Cinturón de seguridad de sujeción.
- Cinturón antivibratorio.
- Chalecos reflectantes.

6.3.2. PROTECCIONES COLECTIVAS

- Vallas de limitación y protección.
- Señales de tráfico.

Anejo 05 – Estudio Básico de Seguridad y Salud

- Señales de seguridad.
- Cinta de balizamiento.
- Topes de desplazamiento de vehículos.
- Jalones de señalización.
- Redes.
- Soportes y anclajes de redes.
- Tubo de sujeción cinturones de seguridad (para las estructuras).
- Anclajes para tubo.
- Balizamiento luminoso.
- Extintores.
- Interruptores diferenciales.
- Tomas de tierra.
- Válvulas antirretroceso.
- Riegos.

6.3.3. FORMACIÓN

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que estos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad que deberá emplear.

Eligiendo al personal mas cualificado, se impartirán cursillos de socorrismo y primeros auxilios, de forma que todos los tajos dispongan de algún socorrista.

6.3.4. MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS

BOTIQUINES.

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

ASISTENCIA A ACCIDENTADOS.

Anejo 05 – Estudio Básico de Seguridad y Salud

Se deberá informar en 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 mas rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

RECONOCIMIENTO MÉDICO.

Todo el personal que empieza a trabajar en la obra, deberá pasar un reconocimiento medico "previo" al trabajo, y que será repetido por el periodo de un año.

Se analizará el agua destinada al consumo de los trabajadores para garantizar su potabilidad, si no proviene de la red de abastecimiento de la población.

6.3.5. PREVENCION DE RIESGOS DE DAÑOS A TERCEROS

Se señalará, de acuerdo con la normativa vigente, el enlace con las carreteras y caminos, tomándose las adecuadas medidas de seguridad que cada caso recomienda.

Se señalarán los accesos naturales a la obra, prohibiéndose el paso a toda persona ajena a la misma, colocándose en su caso los cerramientos necesarios.





ANEJO N° 6:

CERTIFICADOS DE EQUIPOS

ÍNDICE.

- 1. CERTIFICADO CE DEL MODULO FOTOVOLTAICO STP17S-24/AB-3-
- 2. CERTIFICADO CE INVERSOR CONERGY IPG110K.....-4-

1. CERTIFICADO CE DEL MODULO FOTOVOLTAICO.

	
ELECTRONIC TECHNOLOGY SYSTEMS DR. GENZ GMBH COMPETENT BODY / ACCREDITED TEST HOUSE	
EC DECLARATION OF CONFORMITY	
This certifies that the following designated product	
PHOTOVOLTAIC PV MODULES MODEL NO. : STP	
..... (Product identification)	
complies with the essential protection requirements of Council Directive 89/336/EEC on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility. This declaration applies to all specimens manufactured in accordance with the attached manufacturing drawings which form part of this declaration. Assessment of compliance of the product with the requirements relating to electromagnetic compatibility was based on the following standards:	
EN 61000-6-3 / 2001 : EN 55015, EN 55022 EN 61000-6-1 / 2001 : EN 61547	
..... (Identification of regulations / standards)	
This declaration is the responsibility of the manufacturer / importer	
SUNTECH POWER CO., LTD. A-06 WANG ZHUANG INDUSTRIAL ZONE WUXI NEW DISTRICT , CHINA	
..... (Name / Address)	
 	
THE DOC IS ONLY VALID IN CONNECTION WITH TEST REPORT NUMBER : G4M20301-0199-E-16	
MANUFACTURER / IMPORTER	TEST LABORATORY
..... (Date)	This is the result of test, that was carried out from the submitted type-samples of a product in conformity with the specification of the respective standards. The certificate holder has the right to fix the CE-mark for EMC on the product complying with the inspection sample. March 03, 2003 (Date)
..... (Surname, forename) (Company stamp)	 Dr. Genz Dr. Genz (Company stamp)
ELECTRONIC TECHNOLOGY SYSTEMS DR. GENZ GMBH STORKOWER STRASSE 38C, D-15526 REICHENWALDE B. BERLIN, GERMANY. PHONE + 49-33631-888 00 FAX + 49-33631-888 660	

2. CERTIFICADO CE INVERSOR CONERGY IPG110K.

	Innova Product Service GmbH	Gewerbestr. 28 87600 Kaufbeuren Alemania
---	------------------------------------	--

Certificado de conformidad

La Empresa: Conergy AG
Anckelmannsplatz 1
20537 Hamburg
Alemania

Marca: Inversor fotovoltaico

Modelo: IPG 40K, IPG 60K, IPG 80K, IPG 100K y
IPG 110K

Certifica que el equipo inversor fotovoltaico de conexión a la red cumple lo siguiente:

Cumple con los requisitos de seguridad para personas y cosas exigidos por las Directivas Comunitarias siguientes:

*Directiva de Baja Tensión 73/23/CEE y su modificación 93/68/CEE.
Directiva de Compatibilidad Electromagnética 89/336/CEE.
Este cumplimiento permite que el equipo lleve la marca CE.*

Cumple con la normativa establecida en el Real Decreto 1663/2000 del 29 de Septiembre de 2000 (incluidos RD 4444/1994 y 154/1995) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. El inversor se desconecta automáticamente de la red cuando se da cualquiera de las siguientes circunstancias:

*La tensión de red es menor de 195, 5V o mayor de 253V.
La frecuencia de red es menor de 49 Hz o mayor de 51 Hz.*

Para que el inversor se conecte a la red, los niveles de tensión y frecuencia de red deben estar dentro de los límites mencionados.

El inversor incluye protección contra funcionamiento en isla.

La desconexión y reconexión del inversor en el punto de inyección, se llevan a cabo por medio de relés internos controlados por software. Dicho software y sus ajustes no son accesibles por el usuario. El tiempo de reconexión, una vez restablecidas las condiciones adecuadas, es menor de 3 minutos.

El inversor ha superado las pruebas correspondientes para los límites establecidos de tensión y frecuencia.

El inversor dispone de una separación galvánica (transformador) entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica completa.

Número del informe: 05KFS119-ES
Número del certificado: 06-005

Fecha: 25- Enero-2006

Este certificado tiene una validez de 3 años a partir de la fecha de expedición. El lugar de la producción está sujeto al control anual a través de INNOVA.


Horst Haug
Director De Manejo:

ANEJO N° 7:

PROGRAMA DE EJECUCIÓN

ÍNDICE.

1. OBJETO.....-3-

2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN.....-3-

1. OBJETO.

El presente anejo pretende detallar la programación prevista de ejecución de la instalación fotovoltaica recogida en el presente proyecto.

2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN.

La duración prevista de la obra es de 29 días laborables, según se puede observar en el planning adjunto.

Anejo 07 – Programa de Ejecución

Nº	DESCRIPCIÓN TAREA	DURACIÓN ESTIMADA (DÍAS)	DÍA																																
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29				
1	ACTUACIONES DE SEGURIDAD Y SALUD	1	█																																
2	MONTAJE DE ESTRUCTURA EN CUBIERTA	10																																	
3	MONTAJE DE CANALIZACIÓN EXTERIOR	5																																	
4	OBRA CIVIL: SALA INVERSOR Y CONEXIÓN A RED	15																																	
5	MONTAJE DE MÓDULO FOTOVOLTAICOS	10																																	
6	MONTAJE DE CANALIZACIÓN INTERIOR	4																																	
7	TENDIDO Y CONEXIONADO CABLEADO	10																																	
8	PRUEBAS	1																																	

ANEJO N° 8:

EVALUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA
DEL PROYECTO

ÍNDICE.

1.	INTRODUCCIÓN.....	- 3 -
2.	CONSIDERACIONES PREVIAS.....	- 3 -
2.1.	CÁLCULO DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ELECTRICIDAD;ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
2.2.	FINANCIACIÓN DEL PROYECTO.....	- 4 -
2.3.	COSTES FIJOS.....	- 4 -
3.	FLUJOS NETOS DE CAJA. RENTABILIDAD Y LIQUIDEZ.....	- 5 -
4.	CONCLUSIÓN FINAL	- 8 -

1. INTRODUCCIÓN

Una vez estimada la cantidad de energía que la planta fotovoltaica es capaz de producir, resulta directo el cálculo de los ingresos a percibir, si bien el valor de la prima establecida por el Real Decreto 1578/2008 para instalaciones sobre suelo es:

- ✓ 19,3107 céntimos de euro, por kWh vertido a la red, durante los 25 años de vida de la planta fotovoltaica (tarifa actualizada a fecha de junio de 2010 - 3ª convocatoria)

El cálculo de los beneficios generados por la planta fotovoltaica debido a la producción y venta de energía eléctrica, suponen el punto de partida en la evaluación económico-financiera del proyecto.

Se supondrá una vida de la instalación de 25 años.

Establecidos los cobros a percibir (a tener en cuenta que la compañía efectuará el pago por venta de electricidad mensualmente), se indicarán los pagos a los que la planta fotovoltaica deberá hacer frente. Conocidos los cobros y los pagos, se determinarán los flujos netos de caja, necesarios para calcular la rentabilidad y la liquidez del proyecto. Se hará uso de indicadores o parámetros ampliamente utilizados, como son el VAN (valor actual neto o valor capital) y la TIR (tasa interna de rentabilidad o tasa de retorno).

De especial interés resulta la financiación del proyecto de inversión. Se comprobará como varía tanto rentabilidad (medida por la TIR) como liquidez (establecida por el VAN) con la decisión de financiar o no el proyecto.

2. CONSIDERACIONES PREVIAS

2.1. CÁLCULO DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ELECTRICIDAD

- Se considerará una variación del precio de venta de la electricidad igual al IPC menos 50 puntos básicos.
- Se estima un valor de IPC igual al 2%, aplicado a toda la vida útil de la instalación.
- Se considerará una pérdida de rendimiento en los paneles fotovoltaicos del 0,8% anual. Esto se traduce en una pérdida en la eficiencia del 20 %, en 25 años, lo cual equivale a posicionarse en el peor de los casos (es la garantía que otorga el fabricante).

2.2. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

- El proyecto se financiará mediante un préstamo a 10 años, con un tipo de interés fijo anual del 7 %.
- El préstamo se amortizará mediante el sistema francés o de términos constantes, luego la suma de intereses y capital principal será constante a lo largo de los 10 años.
- Se financiará el 80 % de la inversión inicial.
- Existirá deducción fiscal del 7 % de la inversión inicial en el impuesto de sociedades. Ésta se hará efectiva en un periodo de 5 años.

2.3. COSTES FIJOS

La planta fotovoltaica tendrá como únicos costes fijos los propios de una cuota de mantenimiento, que se cifrará en el 5 % de los Ingresos por Venta de Electricidad, y el pago de un seguro de la instalación, que ascenderá al 3 % de los Ingresos.

2.4. INVERSIÓN INICIAL

El precio llave en mano del proyecto ascenderá a 203.043,80 €, lo que equivale a un precio actual de mercado de 1,75 €/Wp (la potencia pico de la instalación es de 116,03 kWp).

3. FLUJOS NETOS DE CAJA. RENTABILIDAD Y LIQUIDEZ

En primer lugar, se muestran los resultados obtenidos en cuanto a ingresos por venta de electricidad a lo largo de la vida útil de la planta. Haciendo uso de una hoja de cálculo,

Año	Ingreso (€)
1	17.376 €
2	9.996 €
3	10.968 €
4	11.990 €
5	13.065 €
6	14.196 €
7	15.386 €
8	16.640 €
9	17.693 €
10	19.357 €
11	20.829 €
12	20.258 €
13	20.605 €
14	20.956 €
15	21.311 €
16	21.670 €
17	22.034 €
18	22.402 €
19	22.774 €
20	23.151 €
21	23.532 €
22	32.547 €
23	32.938 €
24	33.333 €
25	33.733 €

De manera previa al cálculo de los flujos netos de caja, es necesario establecer las condiciones del préstamo, con el objetivo de calcular las anualidades a pagar.

A continuación se muestran los cálculos del préstamo:

CONDICIONES DEL PRÉSTAMO:

INVERSIÓN INICIAL	203.043,8 €
Proporción Deuda	80%
Capital Préstamo	162.435,0 €
Fondos Propios	40.608,8 €
Periodos (años)	10
Interés Anual	7,00%
VA Renta Unitaria	7,0236
Anualidad	23.127,1 €

TABLA DE AMORTIZACIÓN DEL PRÉSTAMO (SISTEMA FRANCÉS):

Año	Anualidad	Intereses	Principal	Capital Acumulado	Capital Pendiente
0					162.435,0 €
1	23.127,1 €	11.370,5 €	11.756,6 €	11.756,6 €	150.678,4 €
2	23.127,1 €	10.547,5 €	12.579,6 €	24.336,2 €	138.098,8 €
3	23.127,1 €	9.666,9 €	13.460,2 €	37.796,4 €	124.638,6 €
4	23.127,1 €	8.724,7 €	14.402,4 €	52.198,8 €	110.236,2 €
5	23.127,1 €	7.716,5 €	15.410,6 €	67.609,4 €	94.825,6 €
6	23.127,1 €	6.637,8 €	16.489,3 €	84.098,7 €	78.336,3 €
7	23.127,1 €	5.483,5 €	17.643,5 €	101.742,2 €	60.692,8 €
8	23.127,1 €	4.248,5 €	18.878,6 €	120.620,8 €	41.814,2 €
9	23.127,1 €	2.927,0 €	20.200,1 €	140.820,9 €	21.614,1 €
10	23.127,1 €	1.513,0 €	21.614,1 €	162.435,0 €	0,0 €
SUMA	231.270,9 €	68.835,9 €	162.435,0 €		

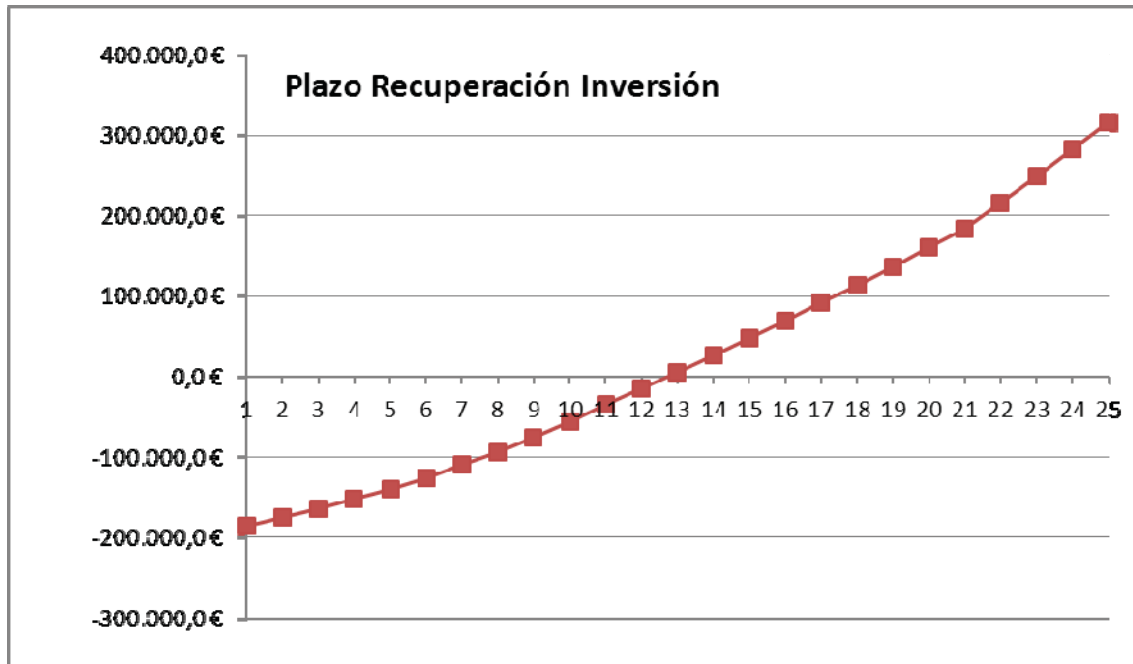
Una vez se han establecido tanto los pagos como los cobros, es posible determinar los flujos netos de caja por diferencia entre ambos.

Anejo 08 – Evaluación Económico-Financiera del Proyecto

IPC	2,0%	Costes O&M	5,0%
INVERSIÓN INICIAL	203.043,8 €	Alquiler	0,0%
Impuesto Sociedades	15,0%	Seguro	3,0%

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Ingresos V Eléctrica	32.398 €	32.787 €	33.180 €	33.578 €	33.981 €	34.389 €	34.802 €	35.219 €	35.642 €	36.070 €	36.503 €	36.941 €	37.384 €	37.833 €	38.287 €	38.746 €	39.211 €	39.681 €	40.158 €	40.640 €	41.127 €	41.621 €	42.120 €	42.626 €	43.137 €	
Alquiler Techos	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Costes O&M	-1.620 €	-1.639 €	-1.659 €	-1.679 €	-1.699 €	-1.719 €	-1.740 €	-1.761 €	-1.782 €	-1.803 €	-1.825 €	-1.847 €	-1.869 €	-1.892 €	-1.914 €	-1.937 €	-1.961 €	-1.984 €	-2.008 €	-2.032 €	-2.056 €	-2.081 €	-2.106 €	-2.131 €	-2.157 €	
Seguro	-972 €	-984 €	-995 €	-1.007 €	-1.019 €	-1.032 €	-1.044 €	-1.057 €	-1.069 €	-1.082 €	-1.095 €	-1.108 €	-1.122 €	-1.135 €	-1.149 €	-1.162 €	-1.176 €	-1.190 €	-1.205 €	-1.219 €	-1.234 €	-1.249 €	-1.264 €	-1.279 €	-1.294 €	
COSTES TOTALES	-2.592 €	-2.623 €	-2.654 €	-2.686 €	-2.719 €	-2.751 €	-2.784 €	-2.818 €	-2.851 €	-2.886 €	-2.920 €	-2.955 €	-2.991 €	-3.027 €	-3.063 €	-3.100 €	-3.137 €	-3.175 €	-3.213 €	-3.251 €	-3.290 €	-3.330 €	-3.370 €	-3.410 €	-3.451 €	
EBITDA	29.806 €	30.164 €	30.892 €	31.263 €	31.638 €	32.018 €	32.402 €	32.791 €	33.184 €	33.582 €	33.985 €	34.393 €	34.806 €	35.224 €	35.646 €	36.074 €	36.507 €	36.945 €	37.388 €	37.837 €	38.291 €	38.751 €	39.216 €	39.686 €	39.686 €	
Amortiz. Equipos	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	-10.152 €	0 €	0 €	0 €	
BENEFICIO ECONÓM.	29.806 €	20.012 €	20.740 €	21.111 €	21.486 €	21.866 €	22.250 €	22.639 €	23.032 €	23.430 €	23.833 €	24.241 €	24.654 €	25.071 €	25.494 €	25.922 €	26.355 €	26.793 €	27.236 €	27.685 €	38.291 €	38.751 €	39.216 €	39.686 €	39.686 €	
Intereses Préstamo	-11.370 €	-10.547 €	-9.667 €	-8.725 €	-7.717 €	-6.638 €	-5.484 €	-4.248 €	-2.927 €	-1.513 €																
BENEFICIO AN IMP	18.436 €	9.464 €	10.707 €	12.015 €	13.394 €	14.848 €	16.382 €	18.001 €	19.712 €	21.519 €	23.430 €	24.241 €	24.654 €	25.071 €	25.494 €	25.922 €	26.355 €	26.793 €	27.236 €	27.685 €	38.291 €	38.751 €	39.216 €	39.686 €	39.686 €	
Imp Sociedades	1.419,6 €	-2.765,4 €	1.802,3 €	2.009,1 €	2.227,2 €	2.457,3 €	2.700,2 €	2.956,7 €	3.227,9 €	3.514,5 €	3.815,0 €	4.126,2 €	4.448,1 €	4.780,7 €	5.124,1 €	5.478,1 €	5.842,3 €	6.216,2 €	6.600,9 €	6.996,4 €	7.402,7 €	7.820,7 €	8.250,2 €	8.691,2 €	9.142,9 €	
Deducción Int	1.705,6 €	1.582,1 €	1.308,7 €	1.157,5 €	995,7 €	822,5 €	637,3 €	439,0 €	226,9 €																	
Deud Mediosamb	369,1 €	417,6 €	468,6 €	522,4 €	579,1 €	638,9 €	702,0 €	768,8 €	839,2 €	913,8 €																
BENEFICIO NETO	17.376 €	9.996 €	10.968 €	11.990 €	13.065 €	14.196 €	15.386 €	16.640 €	17.963 €	19.357 €	20.829 €	20.258 €	20.605 €	20.956 €	21.311 €	21.670 €	22.034 €	22.402 €	22.774 €	23.151 €	23.532 €	32.547 €	32.938 €	33.333 €	33.733 €	
BN ACUMULADO	17.376 €	27.372 €	50.330 €	63.395 €	77.591 €	92.977 €	109.617 €	127.580 €	146.937 €	167.767 €	188.025 €	208.630 €	229.586 €	250.896 €	272.566 €	294.600 €	317.002 €	339.775 €	362.926 €	386.458 €	419.006 €	451.944 €	485.277 €	519.010 €	519.010 €	

PLAZO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.



Los resultados en cuanto a rentabilidad, liquidez y periodo de recuperación de la inversión se muestran a continuación:

VAN	6.503,30 €
TIR	7,31%
PayBack	12 años, 9 meses

4. CONCLUSIÓN

Vistos los aspectos fundamentales que definen el proyecto desde el punto de vista económico-financiero, se extraen las siguientes conclusiones:

Anejo 08 – Evaluación Económico-Financiera del Proyecto

- La inversión garantiza una elevada rentabilidad, si bien es la propia legislación vigente quien incentiva la producción de electricidad mediante fuentes renovables.
- Pese al crecimiento del mercado en lo referente a energía solar fotovoltaica, los costes de la instalación, y en especial de los paneles fotovoltaicos, hacen que la inversión inicial sea elevada.
- El hecho anterior conlleva un plazo de recuperación de la inversión largo. Los ingresos obtenidos por la producción eléctrica, si bien están asegurados, se esperan a medio plazo.
- Pese al Pay-Back a medio plazo, la elevada rentabilidad del proyecto de inversión lo hacen muy aconsejable desde el punto de vista económico. Resulta una opción interesante si el objeto es acometer una inversión con riesgo bajo, que además sea medioambientalmente favorable y socialmente aceptada.

DOCUMENTO N° 2:

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

ÍNDICE.

1.	INTRODUCCION	- 3 -
2.	CONDICIONES TÉCNICAS DE CARÁCTER GENERAL	- 3 -
3.	CONDICIONES ESPECÍFICAS DE INTERCONEXIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A LA RED DE BAJA TENSIÓN.	- 3 -
4.	COMPONENTES Y MATERIALES	- 4 -
4.1.	GENERALIDADES	- 4 -
4.2.	SISTEMAS DE GENERACIÓN	- 4 -
4.3.	SISTEMAS DE CONEXIÓN A RED	- 4 -
5.	PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN	-11-
6.	IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPAMIENTO	-12-
7.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MATERIAL	-13-
7.1.	CRITERIOS DE CALIDAD	- 4 -
7.2.	CRITERIOS Y CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	- 4 -
8.	CONTROL Y PRUEBAS DE LAS INSTALACIONES.	-17-

1. INTRODUCCION

El objeto del presente Pliego de Condiciones es determinar los requisitos técnicos y las condiciones a que se deben ajustar las instalaciones de referencia.

2. CONDICIONES TÉCNICAS DE CARÁCTER GENERAL.

Como condiciones técnicas de carácter general se establecen las siguientes prescripciones:

- En particular, el funcionamiento de la instalación fotovoltaica no deberá provocar en la red pública averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por los Reglamentos o Normativas en vigor y que afecten a los demás usuarios. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no dará origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- En el caso de que la línea de interconexión se quede sin tensión, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la compañía distribuidora, o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

Las condiciones de conexión a la red pública se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, para evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles. Por otra parte, para establecer el punto de conexión a la red se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea y la potencia instalada en los centros de transformación y distribuciones en diferentes fases de generadores fotovoltaicos provistos de inversores monofásicos.

3. CONDICIONES ESPECÍFICAS DE INTERCONEXIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS A LA RED DE BAJA TENSIÓN.

En la conexión de la instalación fotovoltaica, se deberá respetar que la caída de tensión provocada por la conexión y desconexión de la Instalación Fotovoltaica sea, como máximo el 5 por 100 y

no deberá provocar en ningún usuario de los conectados a la red la superación de los límites indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El factor de potencia de la energía suministrada a la compañía distribuidora será lo más próximo posible a la unidad. Las instalaciones fotovoltaicas conectadas en paralelo con la red tomarán las medidas necesarias para ello o llegar a acuerdos con la compañía distribuidora.

En el caso de incumplimiento reiterado y justificado de la reglamentación en vigor relativa a la emisión de armónicos y de la susceptibilidad electromagnética de la instalación se comunicara a la administración competente que resolverá sobre la posible desconexión.

4. COMPONENTES Y MATERIALES.

Los componentes de la instalación se dividirán en los siguientes sistemas:

1. Sistema de generación
2. Sistema de conexión a red

4.1. GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores) como a materiales conductores, cajas y armarios de conexión, exceptuando el cableado de continua que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. Sistemas generadores fotovoltaicos.

4.2. SISTEMA DE GENERACIÓN

4.2.1. Módulos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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 $\pm 5\%$ 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.

Los módulos estarán probados para su correcto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de temperatura entre -40°C y $+90^{\circ}\text{C}$, y soportando velocidades de viento de hasta 180 Km./hora. Los módulos estarán dotados de la certificación CE.

4.2.2. Estructura

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

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

La estructura del generador se conectará a tierra.

4.2.3. Cableado

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte DC

deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior de 1,5% y los de la parte AC para que la caída de tensión sea inferior del 1% teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable DC y AC. 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 adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.2.4. Inversores

El inversor debido será instalado en un lugar cerrado y equipado con sistema de ventilación forzada para mantener la temperatura ambiente dentro del rango de trabajo del inversor.

El inversor concreto proyectado dispone de la certificación CE y cumple la normativa aplicable, entre ellas las relativas el RD 1663/2000.

- Certificado "CE".
- Directiva 73/23 EEC para aparatos eléctricos de baja tensión.
- Directiva 89/336/EEC de compatibilidad electromagnética.
- Estándares europeos: EN 50 178, EN 50 081-1, EN 50 082-2, EN 61 000-3-2 + A14.
- Real Decreto 436/2004 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- "Directrices para la operación en paralelo de instalaciones de generación fotovoltaica con la red de baja frecuencia de la compañía de abastecimiento de electricidad", publicada por la Asociación de Empresas Eléctricas de Alemania.
- "Requisitos de seguridad para instalaciones de generación de energía fotovoltaica" (ÖNORM/ÖVE E2750), en la medida en la que estas directrices conciernen a los inversores de corriente.

El inversor va equipado con un sistema de protección contra faltas de red:

- Protección contra fallos de aislamiento: El inversor monitoriza la conexión a tierra de la parte fotovoltaica y muestra un mensaje de error si hay un error de aislamiento.
- Protección contra sobrecorriente a la salida.
- Protección contra inversión de polaridad en la parte DC. El inversor está protegido contra inversiones de polaridad desde los paneles.
- Protección contra sobrecalentamientos: El inversor dispone de unos ventiladores que regulan su velocidad según la temperatura interna del mismo para evitar sobrecalentamientos que puedan destruir el equipo.
- Protección contra sobrecarga de paneles: Si se han instalado demasiados paneles para un solo inversor, el inversor se protegerá produciendo menos energía a la salida.
- Protecciones contra el funcionamiento en modo isla: Siguiendo las directrices marcadas por el RD1663/2000 el inversor se desconecta cuando detecta que esta funcionando en modo isla (sin apoyo de la red de baja tensión) para evitar daños sobre las personas que puedan estar trabajando en dicha red.

Asimismo cuenta con

- Interruptor de interconexión interno para la desconexión automática.
- Protección interna de máxima y mínima frecuencia (49- 50 Hz) según normativa española.
- Protección interna de máxima y mínima tensión (340-440 Vac) según normativa española.
- Relé de bloqueo de protecciones. Este relé es activado por las protecciones de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia, con la posibilidad de rearme automático a los dos minutos de la normalización.
- Transformador de separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red de baja tensión.

4.3. SISTEMA DE CONEXIÓN A RED

4.3.1. Cableado AC

Los conductores de baja tensión serán de sección adecuada a la intensidad a transportar, y la sección mínima del conductor de tierra será la fijada por la MIE BT 004, 007 y 017. El aislamiento será de

polietileno reticulado (XLPE) para un nivel de 0,6/1 KV. y recubrimiento de PVC color negro. Deberán llevar grabada, de forma indeleble, la identificación del conductor y nombre del fabricante. Los empalmes se realizarán a base de manguito metálico con unión a presión de la parte conductora, sin debilitamiento de sección ni producción de vacíos superficiales. Todos los conductores estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor, reflejándose en planos de cableado.

Los conductores serán de cobre o aluminio, según se indica en los esquemas unifilares que se adjuntan.

Las características básicas de los conductores a emplear, que responderán a las especificaciones que establecen las normas internacionales en vigor, de acuerdo con la tensión y condiciones de servicio a que vayan destinados, son las siguientes:

- Nivel de aislamiento 0,6/1kV.
- Material de aislamiento XLPE
- Cubierta PVC

Pruebas a realizar por el fabricante:

1. Prueba de tensión a frecuencia industrial.
2. Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
3. Medida de la resistencia de aislamiento.
4. Medida de espesores de aislamiento y cubiertas.
5. Comprobación de la reticulación del aislamiento.

El Contratista realizará, en campo, los siguientes ensayos:

1. Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
2. Medida de resistencia de aislamiento (montado).
3. Prueba de continuidad.
4. Ensayo de rigidez dieléctrica.

El Contratista realizará, en campo, los siguientes ensayos para cada cable:

1. Prueba de continuidad.
2. Ensayo de tensión.

Todos los ensayos se realizarán de acuerdo con la NORMA UNE 21-123 y serán efectuados en presencia de un inspector designado al efecto por la Ingeniería. Las actas correspondientes estarán firmadas por las partes.

4.3.2. Cuadro de medida

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/1400 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida se encontrarán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la compañía distribuidora. En caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la compañía eléctrica; siendo en este caso obligatorio informar a la compañía distribuidora de inmediato.

La colocación de los contadores y las condiciones de seguridad se realizarán de acuerdo a la ITC-BT-16.

Los puestos de los contadores se deberán señalar de forma indeleble de manera que la asignación a cada cliente quede patente sin lugar a confusión. Además se indicará, para cada cliente, si es un contador de entrada de energía procedente de la compañía distribuidora o un contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica.

Los contadores se ajustarán a las características especificadas en las normas UNE 14.439, 21.310 y 21.311y, para la activa, como mínimo a las de clase de precisión 2 regulada por el R.D. 875/84.

Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo, tal como se especifica en el artículo 48 del Reglamento de Verificaciones Eléctricas.

Los equipos de medida deberán cumplir todo lo establecido en el Reglamento de Puntos de Medida así como la reglamentación particular de la compañía eléctrica.

El contador que se instale será un contador estático digital multi-función y multi-energía con precisión CI-2 (activa) y CI-2 (reactiva) con medida bidireccional de Activa y Reactiva en los 4 cuadrantes.

4.3.3. Cuadro de distribución

La distribución y protección en baja tensión se dispondrá en bastidor independiente del de medida y en embarrado tripolar de cobre adecuado a la intensidad nominal e intensidad de cortocircuito del punto de conexión. El embarrado principal tendrá, como mínimo, la misma capacidad de carga que el interruptor principal.

Los elementos de protección y maniobra se alojarán en unidades modulares y prefabricadas construidas en chapa electrozincada, protegida y pasivada de 15/10 mm. de espesor mínimo con revestimiento de pintura epoxi y poliéster. Todos los fondos, techos y paredes laterales serán elementos separados, extraíbles y dotados de juntas de estanqueidad, y permitirán ampliación por extensión de sus armaduras.

Donde quiera que haya una unión entre barras, éstas estarán plateadas y atornilladas de acuerdo con normas DIN. Todos los embarrados, cables, terminales y conexiones estarán diseñados para una capacidad de 1,5 veces la del interruptor principal a plena carga.

Los interruptores automáticos serán aparatos de instalación fija y accionamiento automático con cierre y apertura manual, de corte omnipolar y con las siguientes características:

Tensión nominal.....440 V.

Tensión de aislamiento.....1.000 V.

Normas.....UNE-CEI

El sistema de protecciones deberá cumplir lo exigido por la reglamentación vigente así como las normas de la compañía eléctrica distribuidora. El sistema será regulado de tal manera que sea selectivo con el sistema de protección de la compañía eléctrica distribuidora.

Los aparatos de medida analógica se suministrarán en cada caso en la forma, dimensiones y características que se especifiquen. Serán empotrables, de forma cuadrada o rectangular, con suficiente sensibilidad, y provistos de amortiguadores. Podrán ser de precisión o industriales, de acuerdo con cada aplicación en concreto. Los aparatos de precisión con fuerza antagonista mecánica, deberán estar dotados de un dispositivo que permita la corrección del índice "0" en reposo.

Todo el material comprendido en este apartado, deberá haber sido sometido a las pruebas de tensión, aislamiento, resistencia al calor y mecánica, fusión y cortocircuitos exigidas a esta clase de material en las normas V.D.E. y recomendaciones de la A.E.E.

Los materiales deberán ser productos normales de fabricantes de reconocida solvencia. Cuando se requieran dos o más unidades de un mismo material, deberán ser producto de un mismo fabricante.

Todos los elementos y piezas necesarias del montaje van incluidos en los correspondientes módulos de racores, regletas, mando, control y embarrado de conexión de aparellaje y disyuntores.

5. PUESTA A TIERRA DE LA INSTALACIÓN.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/1400 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

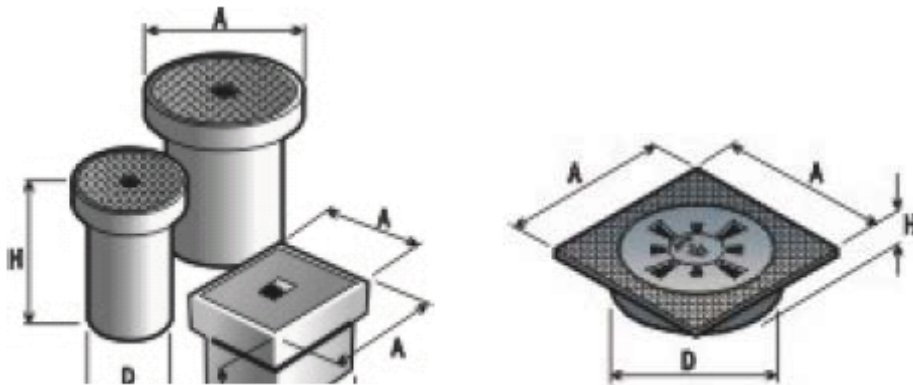
Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Las picas a utilizar para la conexión de puesta a tierra cumplirán las siguientes características:

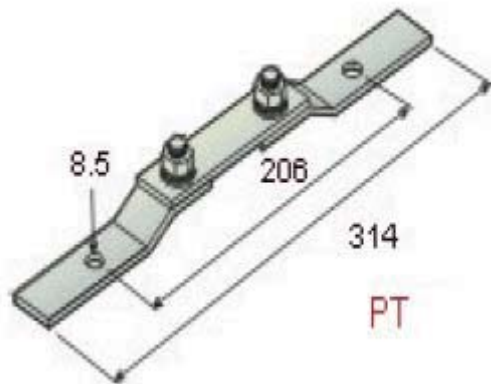
1. irán con la marca troquelada en uno de los extremos de la pica.
2. El diámetro de la pica se medirá sobre la capa de cobre, con una tolerancia de +0,2/-0,1 mm.
3. En la longitud de la pica se admitirá una tolerancia de 5 mm. en más o menos.
4. La operación de roscado se efectuará, después del cobreado, por el procedimiento de laminado en frío, sin arranque de viruta.
5. La rosca no deberá tener ningún punto en el que se haga visible el acero.
6. El alma de la pica estará constituido por acero fino al carbono de dureza Brinell comprendida entre 180 y 220 H. Su contenido en fósforo y azufre no excederá del 0,04%.
7. El revestimiento será de cobre electrolítico del tipo definido en la norma UNE 20 003.

8. El espesor medio de la capa de cobre en cualquier sección de las picas será, como mínimo, de 300 micras (0,3 mm.), y en ningún punto el espesor efectivo será inferior a 270 micras (0,27 mm.).

Se proveerá de arquetas de registro de tipo circular o cuadrado según la figura:



Para la unión a la pica se utilizarán pletinas de cobre y tortillería de latón electro galvanizado



6. IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPAMIENTO.

Cada inversor, módulo, y, donde sea aplicable, cada caja de conexiones, estará identificado de forma única con un número de etiqueta que se muestra en el diagrama unifilar eléctrico, el plano de disposición general del equipamiento, o el programa del equipamiento según sea apropiado. Se deben proveer y colocar etiquetas permanentes en estos ítems del equipamiento por parte del contratista del montaje durante el mismo.

Cada cable será identificado de forma única con el número de cable que figura en los esquemas de cableado. Los cables deben ser identificados con marcadores para cada cable en cada extremo, y donde sea necesario en posiciones intermedias apropiadas por el contratista del montaje durante el mismo.

7. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MATERIAL

Por lo general, al seleccionar el material para este proyecto debe de sopesarse de alguna manera tres criterios muy ligados, que son:

1. Técnico y de calidad.
2. Económicos.
3. Estético ó decorativos.

Por orden de importancia, el primero será el de mayor importancia. El material debe de cumplir con todas las exigencias que la normativa vigente obliga y que éste pliego de condicione impone, para lograr el nivel de calidad óptimo de ésta instalación. Por tanto, para aplicar con conocimiento de causa éste criterio, se deben conocer perfectamente todas las condiciones de trabajo y de funcionamiento del material y exigir al fabricante, las garantías suficientes para conseguir su fiabilidad y conocer la reglamentación que obliga a cada elemento a cumplir unas condiciones mínimas de seguridad y de funcionamiento, con las limitaciones que cada uno tenga.

De toda la información, es preciso destacar lo que son las características técnicas básicas del elemento de que se trate, y sopesar sus valores en relación a las exigencias de la instalación.

El segundo criterio enunciado, el económico, es desgraciadamente uno de los más influyentes en la selección del material, lo que ocurre es que pocas veces es estudiado con poca visión de futuro, olvidando lo que puede ser una adquisición inicial económica, puede que no lo sea tanto al cabo del tiempo (por su poca durabilidad, exceso de mantenimiento y en definitiva vida corta), por ello, a la hora de aplicar éste criterio es muy importante hacer una valoración del mismo, en el que se tengan en cuenta no sólo el factor de importe de adquisición, sino su amortización en el plazo estipulado, los costes de mantenimiento y entretenimiento, los daños ocasionados por las averías que pueda producir, los costos de reposición y sustitución, etc.; lo que hace que predomine más la calidad del producto, que el costo de adquisición.

El tercer factor considerado, (estético) no está reñido con los anteriores, pero de ninguna manera deberá prevalecer sobre el primero, ya que por lo general las características innovadoras del material eléctrico (visible) buscan en muchas ocasiones la justificación de un encarecimiento del mismo, por razones estéticas, olvidando las trabajo del mismo maniobra (interruptores, pulsadores, etc.).

No hay por qué olvidar el aspecto decorativo, el cual también tiene su importancia, pero siempre que no vaya en detrimento de las características técnicas del material en éste proyecto.

7.1. CRITERIOS DE CALIDAD.

La calidad en sentido general para este proyecto, la podemos definir diciendo que es el grado en que un bien o servicio satisface las necesidades del consumidor del mismo.

Aplicando éste, será pues el grado o nivel en que su utilización satisface al usuario, dependiendo lógicamente de que mantenga un funcionamiento correcto y duradero.

Esta satisfacción del usuario, tiene que ser adecuada en el tiempo (que la instalación no tenga averías frecuentes) midiendo siempre este valor en un funcionamiento a largo plazo (por ejemplo, diez años) y estimado las averías normales en este periodo, y también debe ser adecuada en su extensión (que cumpla con las necesidades y de una forma idónea en toda su amplitud).

No cabe duda, de que la calidad de las instalaciones eléctricas se basa en tres puntos principales:

- a) Elección adecuada del material.
- b) Instalación adecuada y correcta de los mismos.
- c) Regulación precisa de sus elementos.

Ni que decir tiene que, para conseguir que estos tres puntos funcionen independientemente y en su conjunto se requiere un control de esa calidad, basado en la fiabilidad exigida al material para conseguir su funcionamiento sin fallo, durante el tiempo previsto y en las condiciones establecidas. Un control de la calidad mínima que se debe exigir al material está por lo general definido en la reglamentación y normativa legal vigente y corresponde al técnico cualificado el control y la exigencia de esta calidad.

Muchas veces el material cumple con estas exigencias de calidad pero falla el factor humano; el instalador debe tener la formación necesaria para ejercer su profesión y no se olvide que en cuanto a instalaciones eléctricas se refiere, debe ser un instalador autorizado, según el REBT.

Por último, la regulación precisa de todos los elementos de control de la instalación, son fundamentales para conseguir el nivel de calidad exigido en cada caso.

7.2. CRITERIO TÉCNICO Y CARACTERÍSTICAS BÁSICAS.

Ya se ha dicho anteriormente la importancia de estos criterios sobre todos los demás, para que la instalación puede alcanzar su grado de calidad exigido; por ello, conviene destacar las características básicas de los materiales, sobre todas las demás y que de una manera general podemos resumir en las siguientes:

CONDUCTORES ELÉCTRICOS

- Resistencia del material.
- Conductividad térmica del material.
- Resistencias mecánicas.
- Resistencias a la corrosión y al envejecimiento
- Nivel de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aislamiento, etc.

APARATOS DE MANIOBRA

- Número de polos.
- Intensidad nominal.
- Poder de la ruptura.
- Nivel de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aislamiento, etc.

APARATOS DE PROTECCIÓN

- Número de polos protegidos.
- Tensión nominal.
- Intensidad nominal.
- Poder de ruptura.

- Nivel de aislamiento.
- Grado de regulación.
- Sensibilidad.
- Tipo de accionamiento.

APARATOS DE SEÑALIZACIÓN Y CONTROL

- Tensión nominal.
- Intensidad nominal.
- Nivel de aislamiento.
- Grado de regulación.
- Sensibilidad.
- Tipo de accionamiento.

APARATOS DE SEÑALIZACIÓN Y CONTROL

- Tensión nominal
- Intensidad nominal.
- Nivel de aislamiento.
- Precisión.
- Regulación.
- Tipo de medición, etc. 0

RECEPTORES ELÉCTRICOS

- Potencia eléctrica.
- Tensión nominal.
- Consumo.
- Grado de protección.
- Grado de aislamiento.
- Características de funcionamiento, etc.

8. CONTROL Y PRUEBAS DE LAS INSTALACIONES.

Dentro del ámbito del control de la calidad de la instalación eléctrica, entra la realización de las pruebas y controles no sólo del propio material sino de la instalación en sí, ya que se requiere una puesta a punto al finalizar el montaje, e inmediatamente unas pruebas de control antes de la puesta en servicio definitiva. Estos controles los podemos dividir en dos grandes grupos:

- a) Control de cumplimiento de la normativa y reglamentación.
- b) Control y verificación del funcionamiento.

No es que exista una separación entre ambos controles ya que éstos pueden ser simultáneos y de hecho en muchos casos lo son, pero sí queremos distinguir lo que es una simple inspección de un precepto reglamentario de lo que es una prueba o verificación.

Así al primer grupo, corresponde prever una revisión de toda la normativa legal vigente y extraer de la misma los puntos más significativos a comprobar.

Este cumplimiento se ha debido de ir vigilando en todo el proceso de la instalación, pero no olvidemos que esto no es más que una comprobación de que todos estos puntos están cumplidos.

Los puntos a verificar son los siguientes:

- Nivel o grado de electrificación.
- Volúmenes de prohibición y protección de cuartos de baño.
- Identificación de conductores.
- Tipo de instalación en cada local.
- Dotación de dispositivos de seguridad.
- Características de los mecanismos.
- Formas de conexiones eléctricas.
- Secciones y aislamiento de conductores.
- Disposición de cuadros.
- Red de tierras.
- Redes equipotenciales.

- Diámetro de los tubos.
- Tipo de lámparas.
- Tipo de material en general, etc.

Sobre el control y verificación del funcionamiento, destacaremos los siguientes:

- Verificación de la polaridad.
- Comprobación de aislamiento (rigidez dieléctrica).
- Comprobación de aislamientos (resistencia).
- Comprobación de la resistencia, de la puesta a tierra.
- Comprobación de continuidades.
- Comprobación del reparto de cargas.
- Verificación de caídas de tensión admisibles.
- Comprobación del calentamiento de líneas.
- Comprobación y medición del factor de potencia.
- Comprobación del disparo de las protecciones.
- Comprobación de los niveles de iluminación.

La verificación de la polaridad se realiza con un buscapolos, debiendo ir conectados los mecanismos a los hilos activos y los receptores al neutro.

La comprobación de la rigidez dieléctrica de los aislamientos se verifica con un medidor de aislamiento (megóhmetro), manteniendo constante la tensión de prueba durante el tiempo estipulado.

La medida de la resistencia de aislamientos se realiza con un megóhmetro, haciendo la medición de aislamiento entre conductores entre sí y con respecto a tierra; el valor obtenido en ningún caso será inferior a 250.000 Ohmios.

La medición de la resistencia de puesta a tierra, se verifica comprobando en la arqueta de registro de puesta a tierra.

La comprobación de continuidad, se refiere a líneas y conductores de protección. Estas se pueden realizar comprobando el funcionamiento de los receptores con tensión, o mediante un ohmímetro, desconectando previamente la tensión de las líneas.

La comprobación del reparto de cargas, se realiza por medio de una medición de la intensidad de consumo de cada fase, en la cabecera de línea, simultaneando el uso de los receptores que abastecen. Para esta medición se pueden utilizar aparatos registradores o bien amperímetros de pinza.

Se comprobará midiendo la tensión al principio y al final de líneas en consumo, si las caídas de tensión máximas están dentro de los valores admisibles.

La comprobación del calentamiento de líneas se realiza con un termómetro digital con sonda de contacto sobre conductores, cuando las líneas trabajen a plena carga. A veces, por esta comprobación se detectan los contactos flojos o defectuosos, en cajas o bornes de empalme o conexión.

El factor de potencia se comprobará, o bien mediante las lecturas de los contadores de energía activa y reactiva, o bien mediante un fasímetro.

La comprobación del disparo de las protecciones se realizará aumentando las cargas, hasta sobrepasar por la simultaneidad de usos los consumos nominales, o provocando la sobreintensidad con un generador independiente. El disparo de los diferenciales, se comprobará provocando una derivación a tierra del valor de su sensibilidad, al mismo tiempo que se comprobará previamente con su botón de prueba.

La comprobación de los niveles de iluminación, se realiza por medio de un luxómetro, procurando hacer las mediciones en los planos de trabajo.

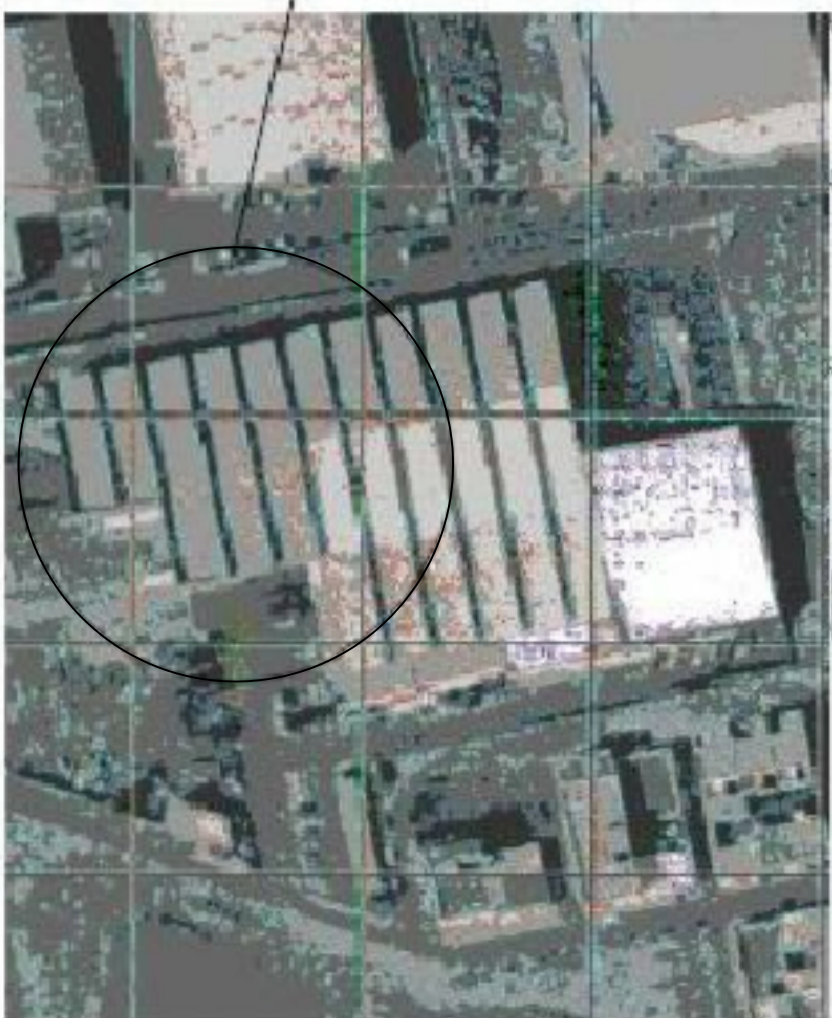
En Almería, a Septiembre de 2012
El Alumno

Antonio J. Alarcón Rodríguez
PROYECTO FIN DE CARRERA

DOCUMENTO N° 3:


PLANOS

3					
2					
1					
Rev.	Fecha	Dibujado	Comprobado	Modificación	Aprobado SE

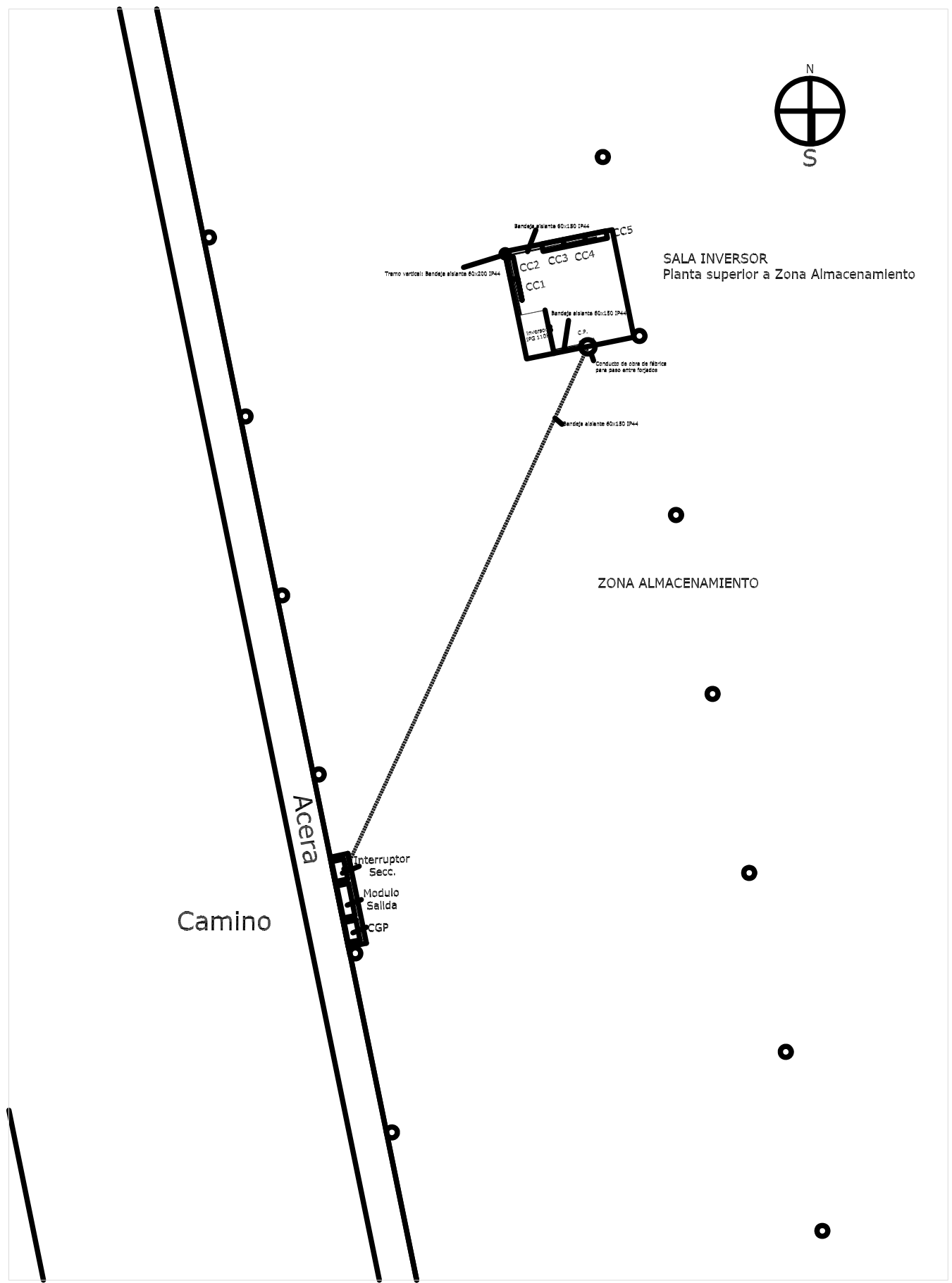


EMPLAZAMIENTO

Localidad: La Mojonera (Almería)
 Situación: Polígono 18, Parcela 9021
 Latitud: 36°47'25"N
 Longitud: 2°42'30"W
 Altitud: 90 m

	Escala	-
	Fecha	Septiembre/2012
Provincia	ALMERÍA	
Proyecto	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 116,025 kWp (100 kWp)	

Plano de :	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO
El Alumno	
Fdo: Antonio Alarcón Rodríguez	
Plano Nº	1



3					
2					
1					
Rev.	Fecha	Dibujado	Comprobado	Modificación	Aprobado SE



Escala
1/100

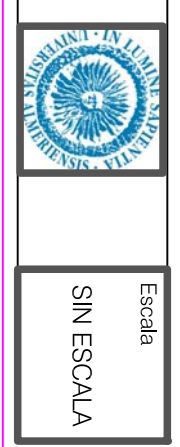
Fecha
Septiembre/2012
Provincia
ALMERÍA

Proyecto
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
116,025 kWp (100 kWp)

Plano de :
DISTRIBUCIÓN EN PLANTAS INTERIORES

El Alumno
Fdo: Antonio Alarcón Rodríguez
Plano Nº
3

Rev:	Fecha:	Dibujado:	Comprobado:	Modificado:	Aprobado DC:



Escala: SIN ESCALA

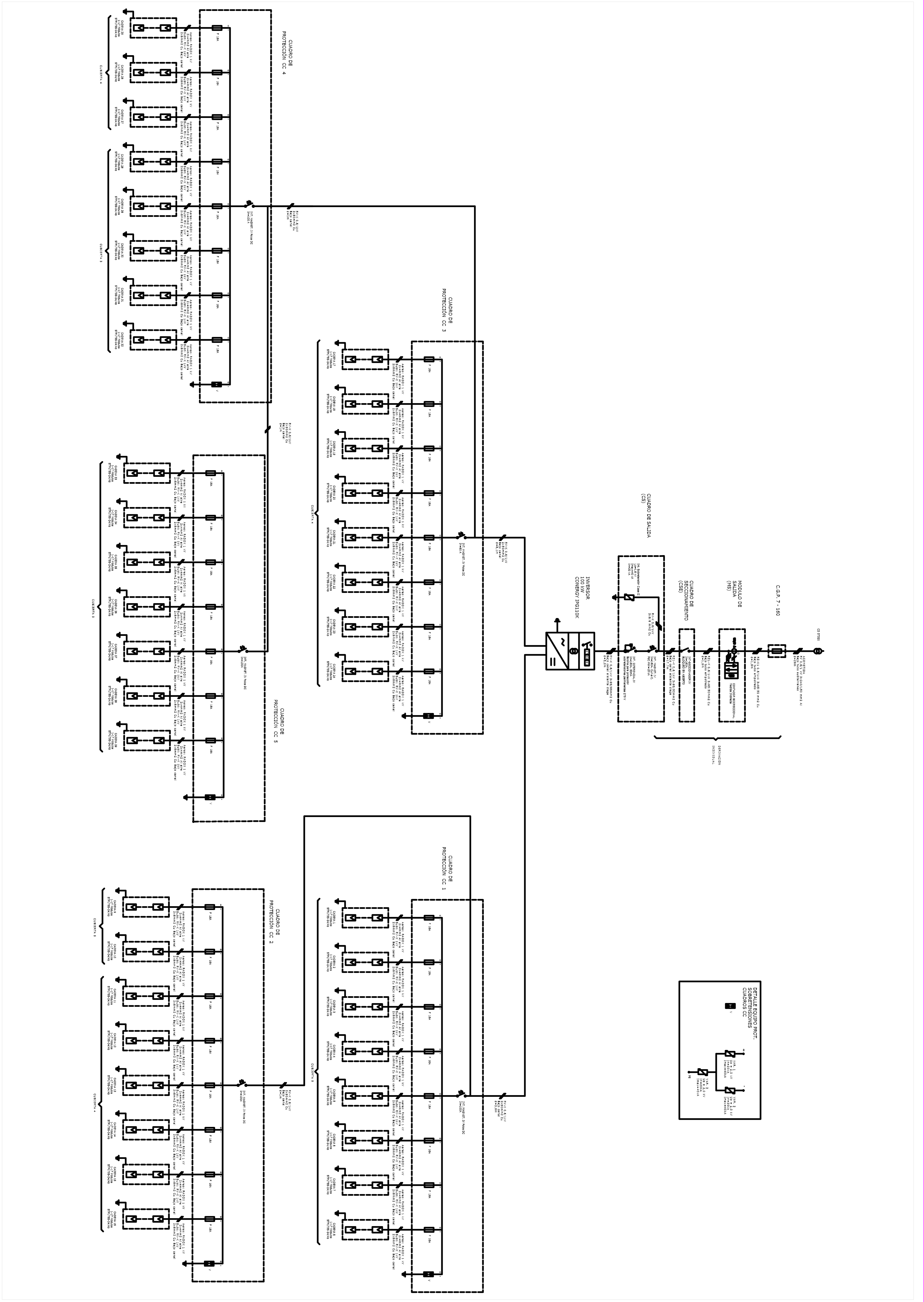
Fecha: Septiembre/2012
 Provincia: ALMERIA

Proyecto: INSTALACION FOTOVOLTAICA
 116,025 kWp (100 kWp)

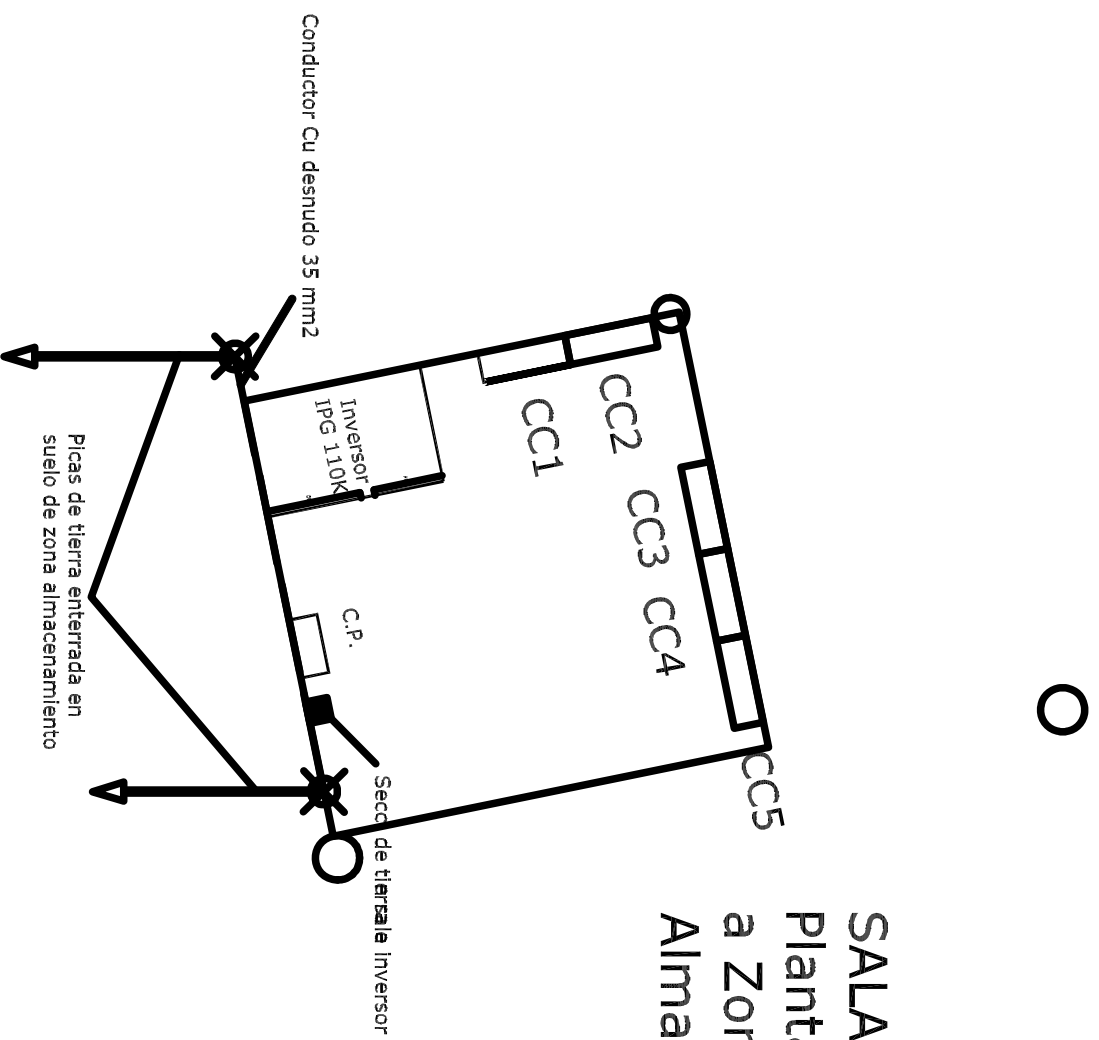
Plano de: ESQUEMA UNIFILAR

Fco. Antonio Alarcón Rodríguez

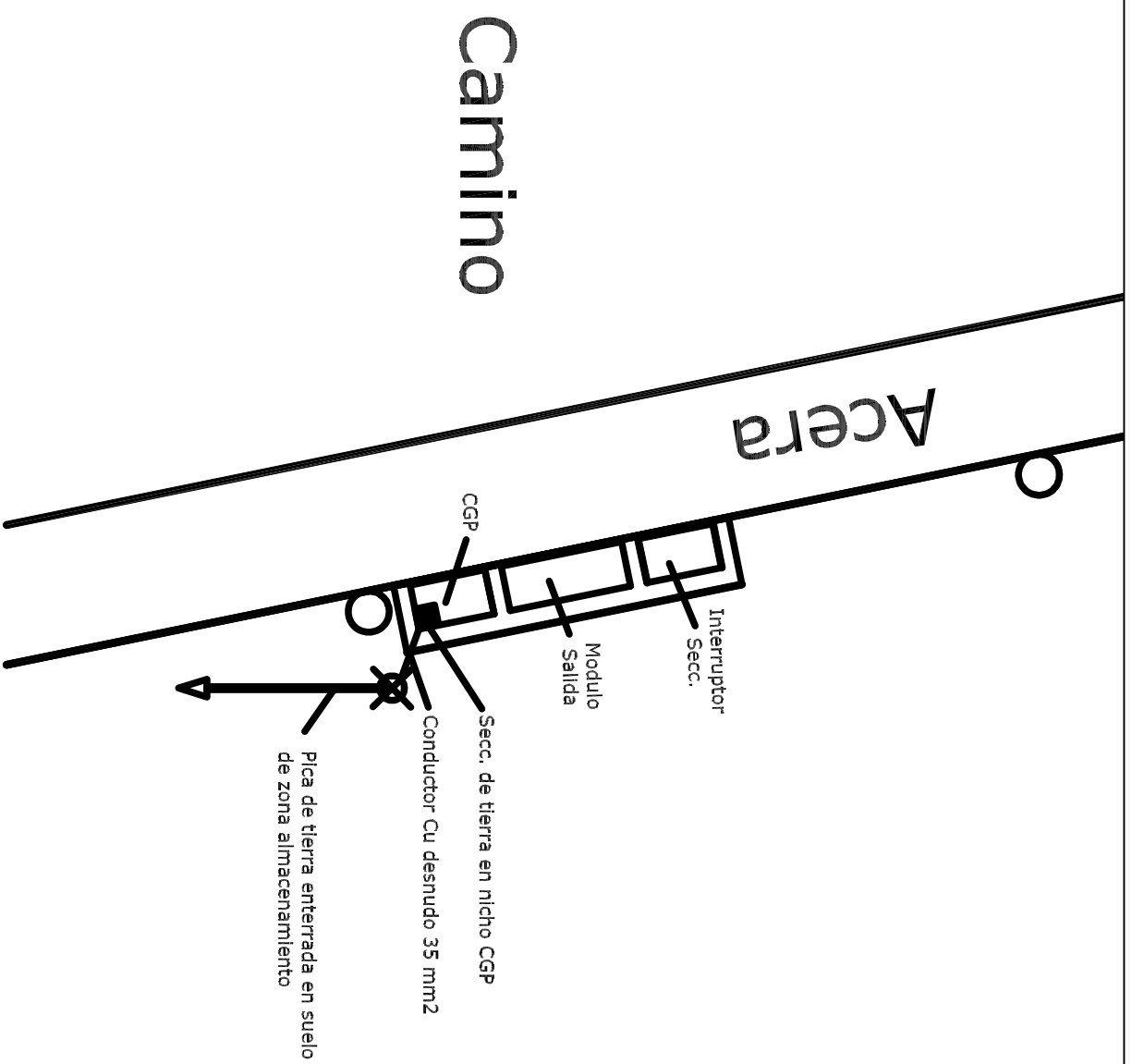
Folio nº: 4



3					
2					
1					
Rev.	Fecha	Dibujado	Comprobado	Modificación	Aprobado SE

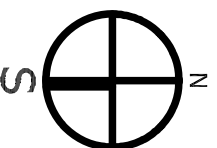


SALA INVERSOR Planta superior a Zona Almacenamiento



Notas:

- 1.- La instalación de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica está compuesta por:
 - 1.1.- Puesta a tierra con pica independiente y seccionador de puesta a tierra en interior de sala de Inversor
 - 1.2.- Conductor de tierra de 35 mm2 Cu interconectando todas las picas de tierra.
 - 1.4.- Conductor de protección de aislamiento 0,6/1 kV, que interconecta las masas con el seccionador de puesta a tierra.
- 2.- La instalación de puesta a tierra de los equipos de conexión a red está compuesta por:
 - 2.1.- Toma de tierra independiente mediante pica de 1,5 m
 - 2.2.- Conductor de tierra de 35 mm2 Cu.
 - 2.3.- Seccionador de puesta a tierra en interior de hornacina
 - 2.4.- Conductor de protección de aislamiento 750 V, que interconecta las masas y secundarios de transformadores de intensidad con seccionador
- 2.- Se verificará la resistencia de tierra de la instalación en cada borna accesible. En caso de obtener un valor inferior a 10 ohmios se aumentará el número de picas de la instalación según determine la Dirección Facultativa de Obra.



LEYENDA

- SECCIONADOR DE PAT
- ⌋ PICA DE TIERRA (LONGITUD 1,5M)
- CABLE DESNUDO 35mm2 Cu



Escala

1/50

Fecha

Septiembre/2012

Provincia

ALMERÍA

Proyecto

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
116,025 kWp (100 kWp)

Plano de :

INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

El Alumno

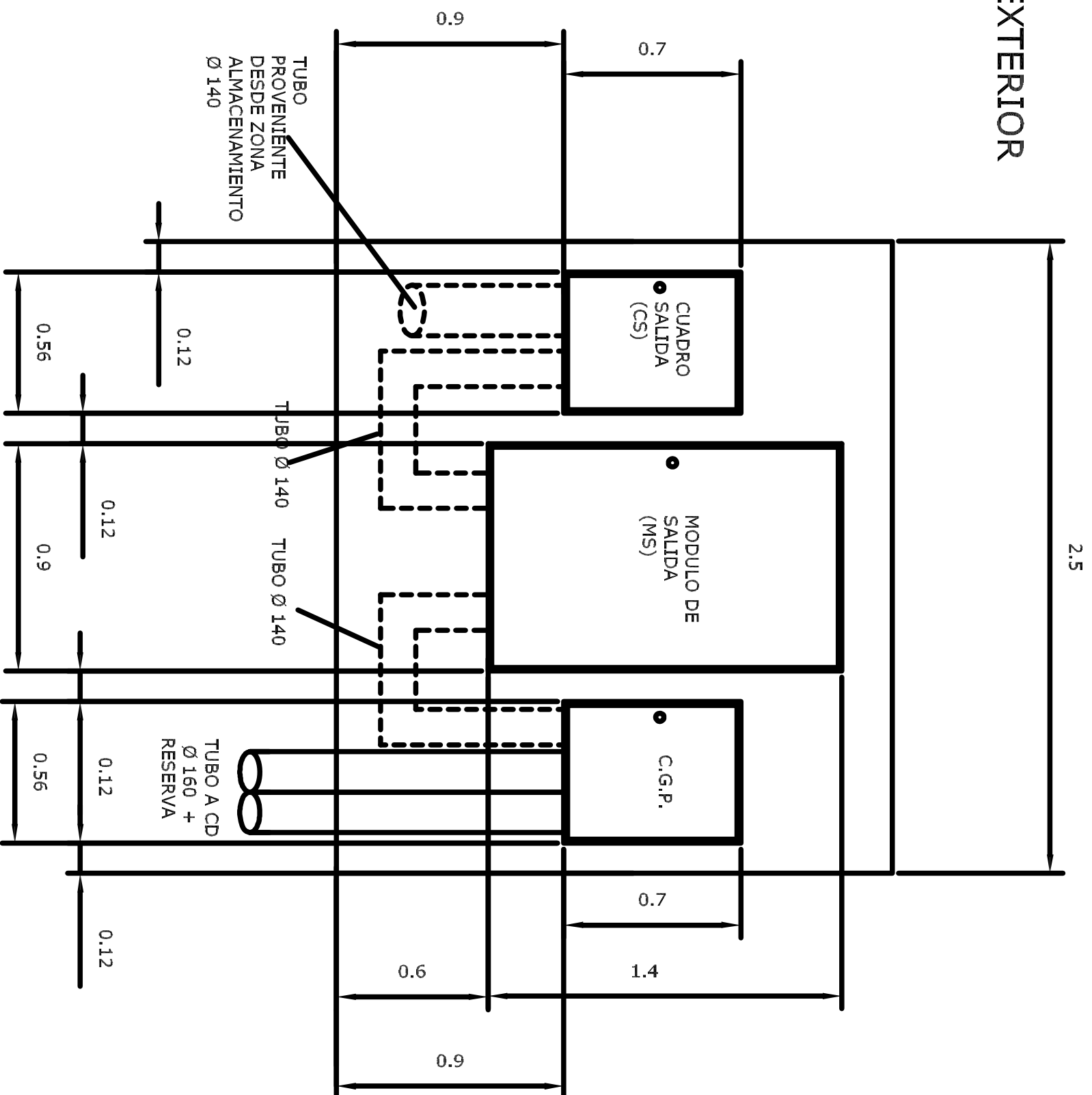
Fdo: Antonio Alarcón Rodríguez

Plano Nº

5

3					
2					
1					
Rev.	Fecha	Dibujado	Comprobado	Modificación	Aprobado SE

VISTA DESDE EL CAMINO EXTERIOR



Escala
1/200

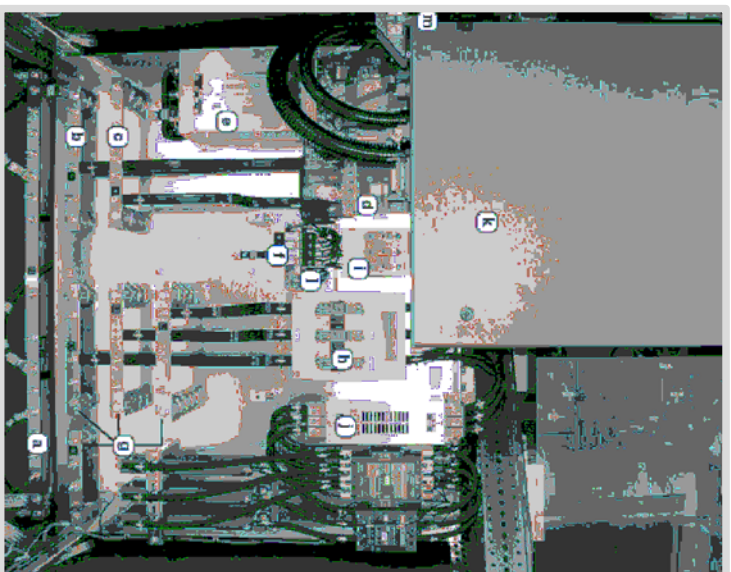
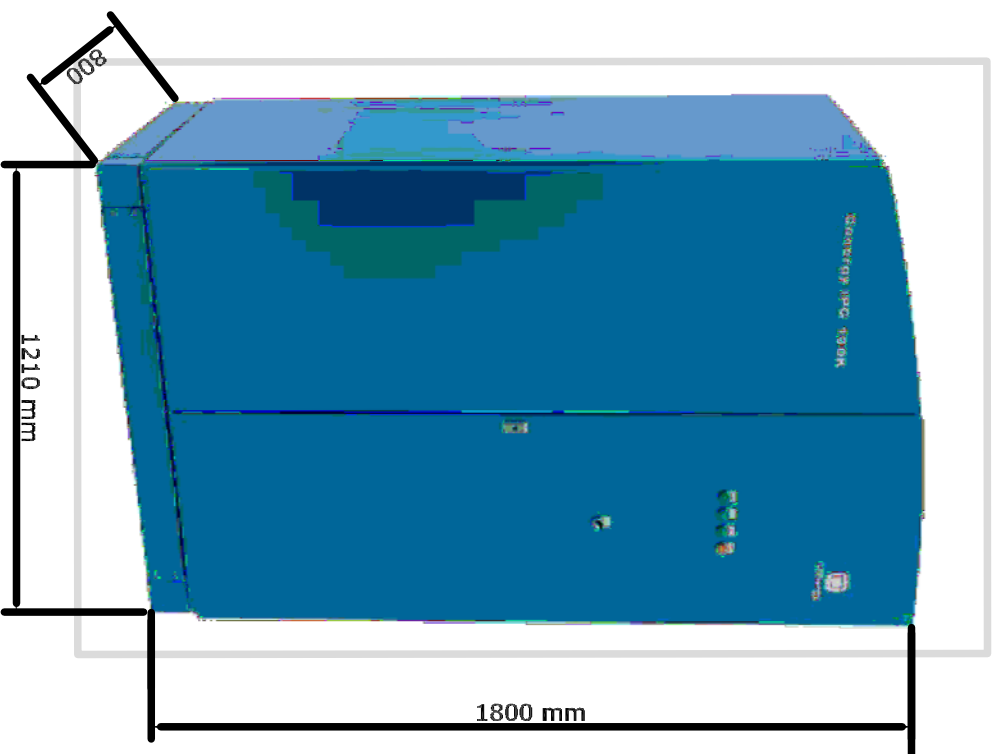
Fecha
Septiembre/2012
Provincia
ALMERÍA

Proyecto
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
116,025 kWp (100 kWp)

Plano de :
EQUIPOS DE CONEXIÓN A RED

El Alumno
Fdo: Antonio Alarcón Rodríguez

Plano Nº
6



Interior inductor IPG110K:

- a. Embarrado TT
- b. Embarrado CC polo negativo
- c. Embarrado CC polo positivo
- d. Interruptor de potencia CC (Q01)
- e. Filtro CEM para CC. Compatibilidad Electromagnética
- f. Protección contra sobretensiones AC
- g. Conexiones AC. L1, L2, L3 & N.
- h. Separador NH AC.
- i. Fusible de protección NH
- j. Filtro CEM para AC.
- k. Unidad de control
- l. Filtro de alimentación auxiliar
- m. Elemento de fijación

Características Técnicas Inversor IPG110K

Carga recomendada del generador solar: 110kWp
 Potencia de Salida AC: 100kW
 Eficiencia máxima: 96,0%
 Eficiencia europea: 95,2%
 Rango de voltaje: $V_{pmin}=493$ Vcc hasta $V_{ocmax}=965$ Vcc
 Corriente de entrada: 203 Acc
 Rango de frecuencia: 49,8 a 50,2 Hz
 Standby: 49W
 Salidas AC: 5 (L1,L2,L3,N y TT)
 Entradas CC: 4
 Protección IP20
 Caudal de ventilación: 1.385 m³/h
 Peso: 1.040 Kg
 Dimensiones de las conexiones:
 L1,L2,L3,N,SG+,SG- Terminales 35-95 mm²
 TT Tornillos de conexión M10
 Alimentación AUX Terminales 1,5-2,5 mm²

Nota: Todos los inversores cumplen los requisitos del R.D. 1663/2000 sobre " la conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión" en cuanto a:

- 1_ Protección de aislamiento de c.c. o fallo de aislamiento (<1 M ohmios)
- 2_ Protección de frecuencia. (49-51 Hz).
- 3_ Protección de tensión. (0,85 x Unom - 1,1 x Unom).
- 4_ Protección de desconexión de la red.

Estas protecciones no están accesibles al usuario.

3					
2					
1					
Rev.	Fecha	Dibujado	Comprobado	Modificación	Aprobado SE



Escala
1/20

Fecha
Septiembre/2012
Provincia
ALMERÍA

Proyecto
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
116,025 kWp (100 kWp)

Plano de :
DETALLE INVERSOR IPG110K COMPACT

El Alumno
Fdo: Antonio Alarcón Rodríguez

Plano Nº
7

DOCUMENTO N° 4:

PRESUPUESTO

MEDICIONES

Mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 1 EQUIPOS									
1.1	Ud PANEL FOTOVOLTAICO MODELO STP175S-24/Ab Panel fotovoltaico modelo STP175S-24/Ab o similar equivalente, compuesto por 72 células mono-cristalinas de alto rendimiento, Pmpp (STC) : 175 Wp, marco de aluminio anodinado y dimensiones 1580 x 808 x 35 mm (L/A/F)							663,00	
1.2	Ud INVERSOR DE INTERIOR CONERGY MODELO IPG 110 K Inversor de interior con rango de tensión mpp 493-780 V y tensión de entrada máxima de 963 V. Potencia de salida 100 kW. Marca Conergy Modelo IPG 110K o similar equivalente						1,00		
1.3	Ud SOPORTE FOTOVOLTAICO CONERGY Estructura de soporte de modulos fotovoltaicos marca Conergy modelo SolarFamulusSTG80 o similar equivalente, de aluminio y tornilleria de acero inoxidable							116,03	
1.4	Ud CUADRO DE CONEXIÓN MARCA GAK Cuadro de conexión para corriente continua de 8 cadenas maximo, marca GAK o similar equivalente, dotado de fusibles por cada cadena, varistores e interruptor magnetotermico							5,00	
TOTAL CAPÍTULO 1 EQUIPOS									

Mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 2 OBRA CIVIL									
2.1	M3 ZANJA PARA CIMIENTOS, CANALIZACIONES Y ARQUETAS Ejecución de zanja para cimentaciones, canalizaciones, arquetas, etc. de profundidad máxima 1 metro, de cualquier sección, por medios mecánicos (Incluido relleno de arena de río y zahorra)						10,00		
2.2	Ud SALA DE INVERSOR DE 3x3 M Sala de inversor de dimensiones 3x3m, incluido solado y tabiquería totalmente terminada. Incluye suministro de puerta metálica de 1,2x2m						1,00		
2.3	Ud INSTALACION DE CUADRO DE CONEXIÓN A RED Instalación de cuadros de conexión a red (CGP, Medida y Seccionamiento) en pared existente, incluyendo corte de hormigón y fábrica de ladrillo en zona interior.						1,00		
2.4	M TUBO CORRUGADO DE DOBLE CAPA DE DIAMETRO EXTERIOR 160 Tubo corrugado de doble capa de diametro exterior 160						24,00		
2.5	M TUBO CORRUGADO DE DOBLE CAPA DE DIAMETRO EXTERIOR 140 Tubo corrugado de doble capa de diametro exterior 140						2,50		
TOTAL CAPÍTULO 2 OBRA CIVIL									

Mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 3 INSTALACIONES ELECTRICAS									
SUBCAPÍTULO 3.1 SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA									
3.1.1	M CABLE RADOX 1 KV UNIPOLAR 1x4 MM2 Cu						600,00		
3.1.2	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x6 MM2 Cu						4.250,00		
3.1.3	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x50 MM2 Cu						26,00		
3.1.4	PA PEQUENO MATERIAL ELECTRICO PARA CONEXIONES						1,00		
TOTAL SUBCAPÍTULO 3.1 SISTEMA DE CORRIENTE									
SUBCAPÍTULO 3.2 SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA									
3.2.1	Ud CUADRO ELECTRICO DE PROTECCION DEL INVERSOR Cuadro eléctrico protección de inversor, constituido por interruptor magnetotérmico tetrapolar de 160 A, interruptor						1,00		
3.2.2	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x95 MM2 Cu						13,00		
3.2.3	M CABLE RZ1-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x95 MM2 Cu						63,00		
3.2.4	M CABLE RZ1-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x50 MM2 Cu						21,00		
3.2.5	M CABLE RV 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x240 MM2 Al						87,00		
3.2.6	M CABLE RV 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x150 MM2 Al						29,00		
3.2.7	Ud CUADRO DE SECCIONAMIENTO Cuadro de seccionamiento, constituido por interruptor seccionador de 160 A						1,00		
3.2.8	Ud MODULO DE SALIDA Modulo de salida constituido por equipo de medida indirecta, contador trifásico electrónico y elementos auxiliares								

Mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
							1,00		
3.2.9	Ud CAJA GENERAL DE PROTECCION Caja general de protección tipo 7-160						1,00		

TOTAL SUBCAPÍTULO 3.2 SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA

SUBCAPÍTULO 3.3 INSTALACIÓN DE PUESTA TIERRA

3.3.1	Ud PUESTA A TIERRA PUENTES DE MEDIDA Instalación de puesta a tierra, constituida por 2 picas de cobre de 1,5 m, cable desnudo de cobre de 35 mm ² , puentes para medida en cada toma de tierra y elementos auxiliares.						1,00		
3.3.2	Ud PUESTA A TIERRA CUADROS DE CONEXIÓN						1,00		

TOTAL SUBCAPÍTULO 3.3 INSTALACIÓN DE PUESTA TIERRA

SUBCAPÍTULO 3.4 CANALIZACIONES

3.4.1	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 30x100						88,00		
3.4.2	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 30x150						60,00		
3.4.3	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 60x200						25,00		
3.4.4	Ud CANAL AISLANTE CIEGA CON TAPA AEMSA POLINORMA 60x150						28,00		
3.4.5	Ud CANAL AISLANTE CIEGA CON TAPA AEMSA POLINORMA 60x200						2,00		

TOTAL SUBCAPÍTULO 3.4 CANALIZACIONES

TOTAL CAPÍTULO 3 INSTALACIONES ELECTRICAS.....

Mediciones

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 4 SEGURIDAD Y SALUD									
4.1	Ud SEGURIDAD Y SALUD DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA						1,00		
TOTAL CAPÍTULO 4 SEGURIDAD Y SALUD.....									
TOTAL									

PRECIOS DESCOMPUESTOS 1

Cuadro de Precios 1

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 1 EQUIPOS				
1.1	Ud PANEL FOTOVOLTAICO MODELO STP175S-24/Ab Panel fotovoltaico modelo STP175S-24/Ab o similar equivalente, compuesto por 72 células monocristalinas de alto rendimiento, Pmpp (STC) : 175 Wp, marco de aluminio anodinado y dimensiones 1580 x 808 x 35 mm (L/A/F)			230,00
		DOSCIENTOS TREINTA	EUROS	
1.2	Ud INVERSOR DE INTERIOR CONERGY MODELO IPG 110 K Inversor de interior con rango de tensión mpp 493-780 V y tensión de entrada máxima de 963 V. Potencia de salida 100 kW. Marca Conergy Modelo IPG 110K o similar equivalente			22.500,00
		VEINTIDOS MIL QUINIENTOS	EUROS	
1.3	Ud SOPORTE FOTOVOLTAICO CONERGY Estructura de soporte de modulos fotovoltaicos marca Conergy modelo SolarFamulusSTG80 o similar equivalente, de aluminio y tornilleria de acero inoxidable			115,00
		CIENTO QUINCE	EUROS	
1.4	Ud CUADRO DE CONEXIÓN MARCA GAK Cuadro de conexión para corriente continua de 8 cadenas maximo, marca GAK o similar equivalente, dotado de fusibles por cada cadena, varistores e interruptor magnetotermico			700,00
		SETECIENTOS	EUROS	

Cuadro de Precios 1

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 2 OBRA CIVIL				
2.1	M3 ZANJA PARA CIMENTOS, CANALIZACIONES Y ARQUETAS Ejecución de zanja para cimentaciones, canalizaciones, arquetas, etc. de profundidad máxima 1 metro, de cualquier sección, por medios mecánicos (Incluido relleno de arena de río y zahorra)		QUINCE EUROS	15,00
2.2	Ud SALA DE INVERSOR DE 3x3 M Sala de inversor de dimensiones 3x3m, incluido solado y tabiquería totalmente terminada. Incluye suministro de puerta metálica de 1,2x2m		DOS MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS	2.359,90
2.3	Ud INSTALACION DE CUADRO DE CONEXIÓN A RED Instalación de cuadros de conexión a red (CGP, Medida y Seccionamiento) en pared existente, incluyendo corte de hormigón y fábrica de ladrillo en zona interior.		SEISCIENTOS EUROS	600,00
2.4	M TUBO CORRUGADO DE DOBLE CAPA DE DIAMETRO EXTERIOR 160 Tubo corrugado de doble capa de diametro exterior 160		UN EUROS con OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS	1,85
2.5	M TUBO CORRUGADO DE DOBLE CAPA DE DIAMETRO EXTERIOR 140 Tubo corrugado de doble capa de diametro exterior 140		UN EUROS con SESENTA CÉNTIMOS	1,60

Cuadro de Precios 1

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 3 INSTALACIONES ELECTRICAS				
SUBCAPÍTULO 3.1 SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA				
3.1.1	M CABLE RADOX 1 KV UNIPOLAR 1x4 MM2 Cu	CERO	EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS	0,45
3.1.2	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x6 MM2 Cu	CERO	EUROS con TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS	0,38
3.1.3	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x50 MM2 Cu	TRES	EUROS con VEINTE CÉNTIMOS	3,20
3.1.4	PA PEQUENO MATERIAL ELECTRICO PARA CONEXIONES	DOSCIENTOS	EUROS	200,00
SUBCAPÍTULO 3.2 SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA				
3.2.1	Ud CUADRO ELECTRICO DE PROTECCION DEL INVERSOR Cuadro eléctrico protección de inversor, constituido por interruptor magnetotérmico tetrapolar de 160 A, interruptor	SEISCIENTOS CINCUENTA	EUROS	650,00
3.2.2	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x95 MM2 Cu	CINCO	EUROS con VEINTICINCO CÉNTIMOS	5,25
3.2.3	M CABLE RZ1-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x95 MM2 Cu	OCHO	EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	8,50
3.2.4	M CABLE RZ1-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x50 MM2 Cu	CINCO	EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	5,50
3.2.5	M CABLE RV 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x240 MM2 Al	DOS	EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	2,50
3.2.6	M CABLE RV 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x150 MM2 Al	UN	EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS	1,90
3.2.7	Ud CUADRO DE SECCIONAMIENTO Cuadro de seccionamiento, constituido por interruptor seccionador de 160 A	CUATROCIENTOS CINCUENTA	EUROS	450,00
3.2.8	Ud MODULO DE SALIDA Modulo de salida constituido por equipo de medida indirecta, contador trifásico electrónico y elementos auxiliares	SEISCIENTOS	EUROS	600,00
3.2.9	Ud CAJA GENERAL DE PROTECCION Caja general de protección tipo 7-160	CIENTO CINCUENTA	EUROS	150,00

Cuadro de Precios 1

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
SUBCAPÍTULO 3.3 INSTALACIÓN DE PUESTA TIERRA				
3.3.1	Ud PUESTA A TIERRA PUENTES DE MEDIDA Instalación de puesta a tierra, constituida por 2 picas de cobre de 1,5 m, cable desnudo de cobre de 35 mm ² , puentes para medida en cada toma de tierra y elementos auxiliares.			250,00
		DOSCIENTOS CINCUENTA	EUROS	
3.3.2	Ud PUESTA A TIERRA CUADROS DE CONEXIÓN			225,00
		DOSCIENTOS VEINTICINCO	EUROS	
SUBCAPÍTULO 3.4 CANALIZACIONES				
3.4.1	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 30x100			6,00
		SEIS	EUROS	
3.4.2	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 30x150			6,30
		SEIS	EUROS con TREINTA CÉNTIMOS	
3.4.3	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 60x200			8,00
		OCHO	EUROS	
3.4.4	Ud CANAL AISLANTE CIEGA CON TAPA AEMSA POLINORMA 60x150			7,00
		SIETE	EUROS	
3.4.5	Ud CANAL AISLANTE CIEGA CON TAPA AEMSA POLINORMA 60x200			7,50
		SIETE	EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	

Cuadro de Precios 1

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 4 SEGURIDAD Y SALUD				
4.1	Ud SEGURIDAD Y SALUD DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA	MIL DOSCIENTOS CINCUENTA	EUROS	1.250,00

PRECIOS DESCOMPUESTOS 2

Cuadro de Precios 2

Nº	CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO EN LETRA	IMPORTE
0001	1.1	Ud	Panel fotovoltaico modelo STP175S-24/Ab o similar equivalente, compuesto por 72 células monocristalinas de alto rendimiento, Pmpp (STC) : 175 Wp, marco de aluminio anodinado y dimensiones 1580 x 808 x 35 mm (L/A/F)	DOSCIENTOS TREINTA EUROS	230,00
0002	1.2	Ud	Inversor de interior con rango de tensión mpp 493-780 V y tensión de entrada máxima de 963 V. Potencia de salida 100 kW. Marca Conergy Modelo IPG 110K o similar equivalente	VEINTIDOS MIL QUINIENTOS EUROS	22.500,00
0003	1.3	Ud	Estructura de soporte de módulos fotovoltaicos marca Conergy modelo SolarFamulusSTG80 o similar equivalente, de aluminio y tornillería de acero inoxidable	CIENTO QUINCE EUROS	115,00
0004	1.4	Ud	Cuadro de conexión para corriente continua de 8 cadenas máximo, marca GAK o similar equivalente, dotado de fusibles por cada cadena, bastidores e interruptor magneto térmico	SETECIENTOS EUROS	700,00
0005	2.1	M3	Ejecución de zanja para cimentaciones, canalizaciones, arquetas, etc. de profundidad máxima 1 metro, de cualquier sección, por medios mecánicos (Incluido relleno de arena de río y zahorra)	QUINCE EUROS	15,00
0006	2.2	Ud	Sala de inversor de dimensiones 3x3m, incluido solado y tabiquería totalmente terminada. Incluye suministro de puerta metálica de 1,2x2m	DOS MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS	2.359,90
0007	2.3	Ud	Instalación de cuadros de conexión a red (CGP, Medida y Seccionamiento) en pared existente, incluyendo corte de hormigón y fábrica de ladrillo en zona interior.	SEISCIENTOS EUROS	600,00
0008	2.4	M	Tubo corrugado de doble capa de diámetro exterior 160	UN EUROS con OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS	1,85
0009	2.5	M	Tubo corrugado de doble capa de diámetro exterior 140	UN EUROS con SESENTA CÉNTIMOS	1,60
0010	3.1.1	M	Cable Radox 1 kV unipolar 1x4 mm2 Cu	CERO EUROS con CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS	0,45
0011	3.1.2	M	Cable RV-K 0,6/1 KV unipolar 1x6 mm2 Cu	CERO EUROS con TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS	0,38
0012	3.1.3	M	Cable RV-K 0,6/1 KV unipolar 1x50 mm2 Cu	TRES EUROS con VEINTE CÉNTIMOS	3,20
0013	3.1.4	PA	Pequeño material eléctrico para conexiones	DOSCIENTOS EUROS	200,00
0014	3.2.1	Ud	Cuadro eléctrico protección de inversor, constituido por interruptor magnetotérmico tetrapolar de 160 A, interruptor	SEISCIENTOS CINCUENTA EUROS	650,00
0015	3.2.2	M	Cable RV-K 0,6/1 KV unipolar 1x95 mm2 Cu	CINCO EUROS con VEINTICINCO CÉNTIMOS	5,25
0016	3.2.3	M	Cable RZ1-K 0,6/1 KV unipolar 1x95 mm2 Cu		8,50

Cuadro de Precios 2

Nº	CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO EN LETRA OCHO EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	IMPORTE
0017	3.2.4	M	Cable RZ1-K 0,6/1 KV unipolar 1x50 mm2 Cu	CINCO EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	5,50
0018	3.2.5	M	Cable RV 0,6/1 KV unipolar 1x240 mm2 Al	DOS EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	2,50
0019	3.2.6	M	Cable RV 0,6/1 KV unipolar 1x150 mm2 Al	UN EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS	1,90
0020	3.2.7	Ud	Cuadro de seccionamiento, constituido por interruptor seccionador de 160 A	CUATROCIENTOS CINCUENTA EUROS	450,00
0021	3.2.8	Ud	Modulo de salida constituido por equipo de medida indirecta, contador trifásico electrónico y elementos auxiliares	SEISCIENTOS EUROS	600,00
0022	3.2.9	Ud	Caja general de protección tipo 7-160	CIENTO CINCUENTA EUROS	150,00
0023	3.3.1	Ud	Instalación de puesta a tierra, constituida por 2 picas de cobre de 1,5 m, cable desnudo de cobre de 35 mm2 , puentes para medida en cada toma de tierra y elementos auxiliares.	DOSCIENTOS CINCUENTA EUROS	250,00
0024	3.3.2	Ud	Puesta a tierra puentes de medida	DOSCIENTOS VEINTICINCO EUROS	225,00
0025	3.4.1	Ud	Canal metálica con tapa aemsa metalnorma 30x100	SEIS EUROS	6,00
0026	3.4.2	Ud	Canal metálica con tapa aemsa metalnorma 30x150	SEIS EUROS con TREINTA CÉNTIMOS	6,30
0027	3.4.3	Ud	Canal metálica con tapa aemsa metalnorma 60x200	OCHO EUROS	8,00
0028	3.4.4	Ud	Canal aislante ciega con tapa aemsa polinorma 60x150	SIETE EUROS	7,00
0029	3.4.5	Ud	Canal aislante ciega con tapa aemsa polinorma 60x200	SIETE EUROS con CINCUENTA CÉNTIMOS	7,50
0030	4.1	Ud	Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra	MIL DOSCIENTOS CINCUENTA EUROS	1.250,00

PRESUPUESTO

Presupuesto Ejecución Material

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 1 EQUIPOS				
1.1	Ud PANEL FOTOVOLTAICO MODELO STP175S-24/Ab Panel fotovoltaico modelo STP175S-24/Ab o similar equivalente, compuesto por 72 células mono-cristalinas de alto rendimiento, Pmpp (STC) : 175 Wp, marco de aluminio anodinado y dimensiones 1580 x 808 x 35 mm (L/A/F)	663,00	230,00	152.490,00
1.2	Ud INVERSOR DE INTERIOR CONERGY MODELO IPG 110 K Inversor de interior con rango de tensión mpp 493-780 V y tensión de entrada máxima de 963 V. Potencia de salida 100 kW. Marca Conergy Modelo IPG 110K o similar equivalente	1,00	22.500,00	22.500,00
1.3	Ud SOPORTE FOTOVOLTAICO CONERGY Estructura de soporte de módulos fotovoltaicos marca Conergy modelo SolarFamulusSTG80 o similar equivalente, de aluminio y tortillería de acero inoxidable	116,03	115,00	13.343,45
1.4	Ud CUADRO DE CONEXIÓN MARCA GAK Cuadro de conexión para corriente continua de 8 cadenas máximo, marca GAK o similar equivalente, dotado de fusibles por cada cadena, varistores e interruptor magnetotérmico	5,00	700,00	3.500,00
TOTAL CAPÍTULO 1 EQUIPOS				191.833,45

Presupuesto Ejecución Material

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 2 OBRA CIVIL				
2.1	M3 ZANJA PARA CIMIENTOS, CANALIZACIONES Y ARQUETAS Ejecución de zanja para cimentaciones, canalizaciones, arquetas, etc. de profundidad máxima 1 metro, de cualquier sección, por medios mecánicos (Incluido relleno de arena de río y zahorra)	10,00	15,00	150,00
2.2	Ud SALA DE INVERSOR DE 3x3 M Sala de inversor de dimensiones 3x3m, incluido solado y tabiquería totalmente terminada. Incluye suministro de puerta metálica de 1,2x2m	1,00	2.359,90	2.359,90
2.3	Ud INSTALACION DE CUADRO DE CONEXIÓN A RED Instalación de cuadros de conexión a red (CGP, Medida y Seccionamiento) en pared existente, incluyendo corte de hormigón y fábrica de ladrillo en zona interior.	1,00	600,00	600,00
2.4	M TUBO CORRUGADO DE DOBLE CAPA DE DIAMETRO EXTERIOR 160 Tubo corrugado de doble capa de diámetro exterior 160	24,00	1,85	44,40
2.5	M TUBO CORRUGADO DE DOBLE CAPA DE DIAMETRO EXTERIOR 140 Tubo corrugado de doble capa de diámetro exterior 140	2,50	1,60	4,00
TOTAL CAPÍTULO 2 OBRA CIVIL				3.158,30

Presupuesto Ejecución Material

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 3 INSTALACIONES ELECTRICAS				
SUBCAPÍTULO 3.1 SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA				
3.1.1	M CABLE RADOX 1 KV UNIPOLAR 1x4 MM2 Cu	600,00	0,45	270,00
3.1.2	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x6 MM2 Cu	4.250,00	0,38	1.615,00
3.1.3	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x50 MM2 Cu	26,00	3,20	83,20
3.1.4	PA PEQUENO MATERIAL ELECTRICO PARA CONEXIONES	1,00	200,00	200,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 3.1 SISTEMA DE CORRIENTE				2.168,20
SUBCAPÍTULO 3.2 SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA				
3.2.1	Ud CUADRO ELECTRICO DE PROTECCION DEL INVERSOR Cuadro eléctrico protección de inversor, constituido por interruptor magnetotérmico tetrapolar de 160 A, interruptor	1,00	650,00	650,00
3.2.2	M CABLE RV-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x95 MM2 Cu	13,00	5,25	68,25
3.2.3	M CABLE RZ1-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x95 MM2 Cu	63,00	8,50	535,50
3.2.4	M CABLE RZ1-K 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x50 MM2 Cu	21,00	5,50	115,50
3.2.5	M CABLE RV 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x240 MM2 Al	87,00	2,50	217,50
3.2.6	M CABLE RV 0,6/1 KV UNIPOLAR 1x150 MM2 Al	29,00	1,90	55,10
3.2.7	Ud CUADRO DE SECCIONAMIENTO Cuadro de seccionamiento, constituido por interruptor seccionador de 160 A	1,00	450,00	450,00
3.2.8	Ud MODULO DE SALIDA Modulo de salida constituido por equipo de medida indirecta, contador trifásico electrónico y elementos auxiliares	1,00	600,00	600,00
3.2.9	Ud CAJA GENERAL DE PROTECCION Caja general de protección tipo 7-160	1,00	150,00	150,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 3.2 SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA.....				2.841,85

Presupuesto Ejecución Material

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
SUBCAPÍTULO 3.3 INSTALACIÓN DE PUESTA TIERRA				
3.3.1	Ud PUESTA A TIERRA PUENTES DE MEDIDA Instalación de puesta a tierra, constituida por 2 picas de cobre de 1,5 m, cable desnudo de cobre de 35 mm ² , puentes para medida en cada toma de tierra y elementos auxiliares.	1,00	250,00	250,00
3.3.2	Ud PUESTA A TIERRA CUADROS DE CONEXIÓN	1,00	225,00	225,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 3.3 INSTALACIÓN DE PUESTA TIERRA				475,00
SUBCAPÍTULO 3.4 CANALIZACIONES				
3.4.1	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 30x100	88,00	6,00	528,00
3.4.2	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 30x150	60,00	6,30	378,00
3.4.3	Ud CANAL METÁLICA CON TAPA AEMSA METALNORMA 60x200	25,00	8,00	200,00
3.4.4	Ud CANAL AISLANTE CIEGA CON TAPA AEMSA POLINORMA 60x150	28,00	7,00	196,00
3.4.5	Ud CANAL AISLANTE CIEGA CON TAPA AEMSA POLINORMA 60x200	2,00	7,50	15,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 3.4 CANALIZACIONES				1.317,00
TOTAL CAPÍTULO 3 INSTALACIONES ELECTRICAS.....				6.802,05

Presupuesto Ejecución Material

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 4 SEGURIDAD Y SALUD				
4.1	Ud SEGURIDAD Y SALUD DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA	1,00	1.250,00	1.250,00
	TOTAL CAPÍTULO 4 SEGURIDAD Y SALUD.....			1.250,00
	TOTAL			203.043,80

RESUMEN PRESUPUESTO

Resumen Presupuesto Ejecución Material

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	
1	EQUIPOS.....	191.833,45	94,48
2	OBRA CIVIL.....	3.158,30	1,56
3	INSTALACIONES ELECTRICAS.....	6.802,05	3,35
4	SEGURIDAD Y SALUD.....	1.250,00	0,62
		<hr/>	
		TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	203.043,80

Asciende el presupuesto a la cantidad de DOSCIENTOS TRES MIL CUARENTA Y OCHO EUROS con OCHENTA CÉNTIMOS.

En Almería, a Septiembre de 2012
El Alumno

Antonio J. Alarcón Rodríguez
PROYECTO FIN DE CARRERA