

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

10. Instalación fotovoltaica.

10.1. Generalidades.

En el presente capítulo se describen las características de la instalación de paneles solares fotovoltaicos de la planta (para la generación de energía eléctrica y su posterior vertido a la red), haciendo hincapié en los distintos materiales a utilizar y en las condiciones a cumplir por dicha instalación.

La descripción de la instalación se redacta de conformidad con lo dispuesto en el vigente Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red y Código Técnico de la Edificación (CTE) dentro de su Documento Básico de Ahorro de Energía.

10.2. Justificación de implantación de la instalación fotovoltaica.

El marco legal vigente y la futura legislación en materias de energía renovables, favorecen la instalación de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red en cubiertas de naves industriales, con el objetivo de producir energía eléctrica para su posterior venta a la compañía eléctrica correspondiente.

La implantación, explotación y mantenimiento de este tipo de instalaciones en la cubierta de la nave industrial no afecta en ningún caso a la actividad habitual que se desarrolla en su interior, reportando al propietario unos ingresos extraordinarios derivados de la venta de energía eléctrica que están garantizados por ley durante al menos 25 años y que dotan a estas inversiones de una elevada rentabilidad, entre el 8 y el 12% dependiendo de la ubicación y orientación de la nave.

Por otro lado, la creciente concienciación social acerca del uso de energías renovables para la producción de energía eléctrica como medida paliativa del cambio climático, otorga a las compañías que poseen este tipo de instalaciones un valor añadido a su imagen como empresa respetuosa con el medio ambiente. Además, no emite ruidos, vibraciones, radiaciones, reflejos, residuos sólidos, líquidos, gaseosos.... Es una actividad completamente inocua. El impacto paisajístico es mínimo debido a la posibilidad de integración de la instalación en los edificios o cubiertas de naves industriales.

Por último, la tecnología fotovoltaica es de una sencillez y fiabilidad extraordinarias, con unas garantías de funcionamiento de varias décadas y un mantenimiento mínimo en tiempo, costes y especialización profesional.

10.3. Configuración y descripción de la instalación.

Una instalación solar fotovoltaica conectada a la red es una minicentral eléctrica que inyecta **kWh verdes** a la red de la empresa distribuidora de energía eléctrica, para su consumo allí donde sean demandados. Para que estas instalaciones sean técnicamente viables, se debe cumplir, en todos los casos:

- Cercanía a la instalación solar fotovoltaica de una línea de distribución de energía eléctrica, para poder verter a la misma la energía eléctrica producida por la instalación.
- Tener definido el punto de conexión a la red eléctrica, facilitado por la compañía distribuidora.
- Se realizará la instalación, con equipos de generación y distribución de primera calidad, con las debidas protecciones, debidamente verificadas y garantizadas por los fabricantes, acordes con la legislación vigente.

- La instalación debe ser realizada por una empresa instaladora acreditada por la Administración competente.

10.3.1. Componentes del sistema solar fotovoltaico.

Grosso modo, el sistema está formado por los siguientes componentes:

Los **módulos solares fotovoltaicos** son la parte fundamental de la instalación. Convierten la radiación solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Los módulos fotovoltaicos se asocian entre sí conectándose en serie, y varias series en paralelo (generador fotovoltaico), para alcanzar los valores de tensión e intensidad deseados.

El **inversor** se encarga de transformar la corriente continua (CC) generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna (CA) para poder inyectarla a la red eléctrica de distribución, de manera que esta energía es consumida en el propio lugar de generación y en sus alrededores.

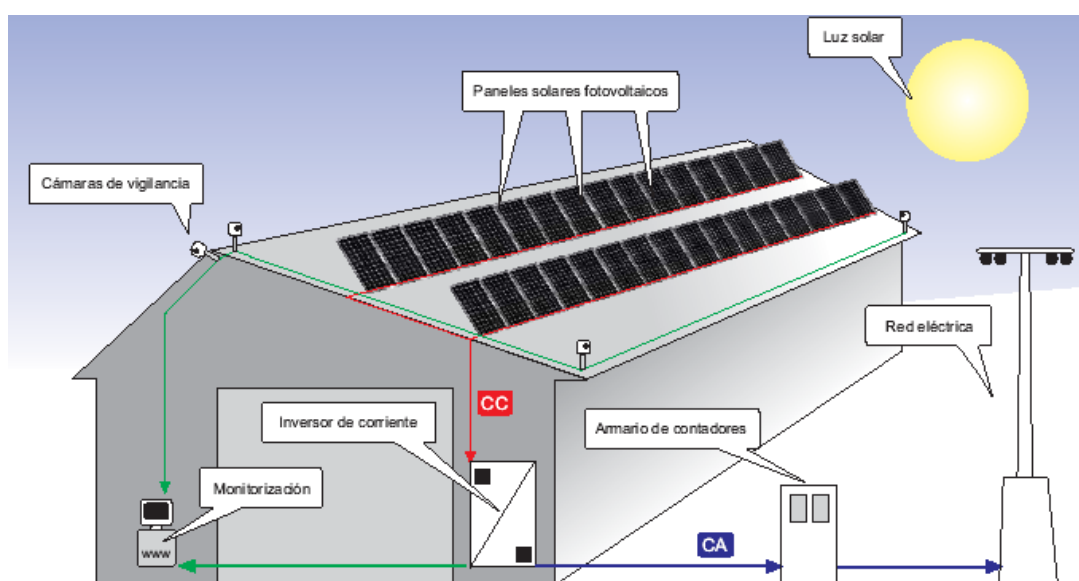
El **cableado** y las **protecciones** eléctricas, tanto de corriente continua (CC) como de corriente alterna (CA), correctamente dimensionados, minimizarán las pérdidas energéticas, y protegerán tanto a la instalación como a las personas.

La **estructura soporte** asegura el anclaje y sujeción de los módulos fotovoltaicos. Las estructuras normalmente utilizadas sobre naves industriales están formadas por perfiles metálicos de aluminio o acero galvanizado en caliente, además de los correspondientes elementos de unión. Éstas se anclan a los elementos resistentes de la cubierta, generalmente las correas de la estructura, quedando fijas en orientación e inclinación. En el montaje de la estructura se debe asegurar la estanqueidad de la cubierta mediante la utilización de elementos de impermeabilización.

Asimismo, se debe realizar un estudio de cargas que permita determinar si la estructura de la nave y la estructura soporte cumplen con la normativa vigente.

Por último, la **monitorización** del sistema permite realizar el seguimiento y análisis de los parámetros principales de la planta fotovoltaica. De esta manera, se pueden detectar anomalías en el correcto funcionamiento de la planta, permitiendo una rápida actuación sobre cualquier incidencia.

De forma esquemática el sistema descrito puede observarse en la siguiente figura:



Potencia “pico” (kWp) hace referencia a la potencia instalada en módulos fotovoltaicos. Se le denomina potencia pico porque es la potencia máxima que pueden alcanzar los módulos en condiciones estándar (1000W/m² de radiación y 25°C de temperatura). Normalmente, la potencia pico se sobredimensiona entre un 10% - 15% respecto a la potencia nominal del inversor.

Potencia nominal (kWn ó kW): La potencia nominal de la instalación hace referencia a la potencia del inversor en corriente alterna en el punto de conexión a la red eléctrica.

10.3.2. Diseño del generador fotovoltaico.

El panel fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 4.2. (Componentes y materiales de los sistemas generadores fotovoltaicos).

Todos los paneles que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen paneles no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla siguiente. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos ellos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

En nuestro caso particular la integración arquitectónica de los paneles fotovoltaicos se clasifica como elementos de sombreado, es decir, los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en la cubierta de la misma.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (en adelante PCT) se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, y podrán ser utilizados por el IDAE para su verificación.

Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III de PCT.

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

10.3.3. Diseño del sistema de monitorización.

El sistema de monitorización, cuando se instale de acuerdo a la convocatoria, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

10.4. Componentes y materiales.

10.4.1 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 necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

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

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

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

10.4.2. Sistemas generadores fotovoltaicos.

Todos los paneles deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para paneles de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El panel fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán paneles que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDAE:

- Los paneles deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un panel resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 10 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier panel que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

10.4.3. Estructura soporte.

La estructura soporte de paneles ha de resistir, con los paneles instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el vigente Código Técnico de la Edificación (en adelante CTE).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los paneles, 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 paneles superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de panel.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo el CTE. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los paneles a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de paneles y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los paneles.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los paneles, tanto sobre superficie plana (terrazza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 3.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá lo especificado por el CTE para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

10.4.4. Inversores.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

10.4.5. Cableado.

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

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

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

10.4.6. Conexión a red.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

10.4.7. Medidas.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

10.4.8. Protecciones.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

10.4.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

10.4.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

10.5. Diseño de la instalación.

10.5.1. Diseño del sistema generador.

Al tratarse de una instalación de energía eléctrica solar fotovoltaica conectada a la red, toda la energía producida será inyectada a la red en el punto de conexión indicado por la compañía eléctrica con la que se concrete el acuerdo de venta. Por tanto, el fundamento en el dimensionado del generador es el de conseguir la máxima producción de energía eléctrica en todo momento, intentando optimizar el espacio disponible en la colocación de los paneles y reduciendo al máximo las posibles pérdidas.

10.5.1.1. Características del módulo fotovoltaico utilizado.

El tipo de panel fotovoltaico que formará los distintos módulos que componen el sistema generador, deberá tener las siguientes características o similares:

Datos eléctricos típicos en Condiciones Estándar de Medida (CEM)	Potencia pico P_{max}	230 Wp
	Tensión nominal U_{mpp}	29 V
	Intensidad cortocircuito I_{mpp}	7,95 A
	Tensión circuito abierto U_{cc}	36,70 V
	Intensidad circuito abierto I_{sc}	8,55 A
	Eficiencia	14,02%
	Tolerancia valores eléctricos	$\pm 3 \%$
Coefficientes de temperaturas típicos	Potencia	-0,44 %/k
	Intensidad de cortocircuito	0,05 %/k
	Tensión de circuito abierto	-0,35 %/k
Parámetros del circuito típicos	Tensión máxima del sistema:	1000 V
	Tipo de protección IP:	IP 65
Datos mecánicos del módulo	Longitud	1640 mm
	Anchura	1000 mm
	Altura	42 mm
	Vidrio	ESG 4 mm estructurado
	Células	60 piezas Si policristalino 156x156 mm
	Incorporación de células	EVA (etil-acetato de vinilo)
	Dorso	Hoja compuesta
	Caja de conexión	1 caja de conexión con 3 diodos bypass y cable fotovoltaico de 4 mm ² con 90 cm de largo, preconfeccionado con conectores MC-3.
	Marco	Aluminio anodizado
Condiciones operativas permitidas	Peso	23,5 Kg
	Rango de temperatura	-40 °C a + 85 °C
	Carga de prueba	Conforme a IEC 61215 hasta 5400 Pa (prueba ampliada, SKL II)

10.5.1.2. Superficie disponible para la instalación.

La superficie disponible para la instalación se corresponde con una zona de la superficie de la cubierta de la nave, de dimensiones 32.1x20.60 m. Ahora bien, debido a las tareas de mantenimiento, a la posible sombra proyectada por los cerramientos laterales sobresalientes, otras instalaciones

ubicadas en la cubierta, etc., la superficie útil para la disposición de los paneles se ve reducida a un área de 485 m² (ver plano de Instalación Fotovoltaica).

De acuerdo con las dimensiones del área útil y la correcta orientación e inclinación de los paneles, se obtiene un sistema generador formado por 14 módulos distribuidos de la siguiente manera (ver plano de Instalación Fotovoltaica):

ALA IZQUIERDA		ALA DERECHA	
Módulo 1	10 paneles	Módulo 7	10 paneles
Módulo 2	10 paneles	Módulo 8	10 paneles
Módulo 3	10 paneles	Módulo 9	10 paneles
Módulo 4	10 paneles	Módulo 10	10 paneles
Módulo 5	10 paneles	Módulo 11	10 paneles
Módulo 6	10 paneles	Módulo 12	10 paneles
		Módulo 13	10 paneles

En total se instalarán 130 paneles de 230 Wp.

10.5.1.3. Orientación, inclinación y mínima distancia entre paneles.

10.5.1.3.1. Orientación.

Con el objetivo de minimizar pérdidas y obtener el mayor rendimiento posible, se ha optado por disponer los paneles orientados en la dirección óptima recomendada, es decir, orientados hacia el sur (ángulo azimut nulo $\alpha = 0$), de manera que las pérdidas por orientación serán nulas en nuestra instalación (ver plano de Instalación Fotovoltaica).

10.5.1.3.2. Inclinación.

La inclinación óptima recomendada se encuentra entre 5° o 10° menos que la latitud del lugar donde se ubique la instalación. En nuestro caso, apoyados por la siguiente expresión, indicada en el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a la Red, para comprobar si las pérdidas por orientación e inclinación son aceptables:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

[Nota: α , β , Φ se expresan en grados, siendo Φ la latitud del lugar]

Donde se observa que la inclinación que minimiza las pérdidas sería:

$$\beta - \Phi + 10 = 0 \rightarrow \beta = \Phi - 10$$

Teniendo en cuenta que la latitud de Carmona es $\Phi = 37.5^\circ$, se obtiene una inclinación óptima para nuestros paneles de $\beta = \Phi - 10 = 27.5^\circ$.

Por lo tanto, con una disposición de los paneles tal que la orientación sea hacia el sur ($\alpha = 0$) y la inclinación sea de $\beta = 27.5^\circ$, apoyados en la expresión anterior comprobamos que la pérdidas por orientación e inclinación son nulas.

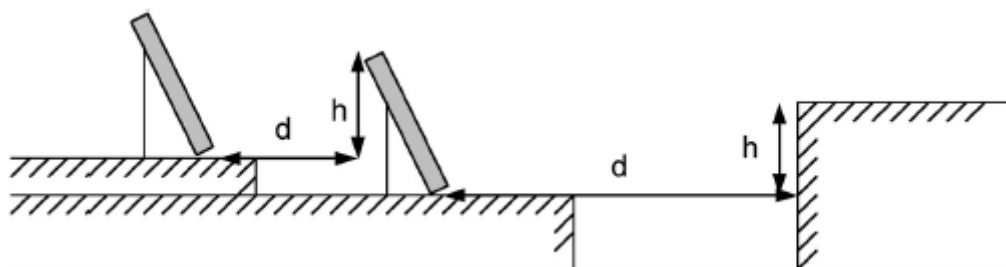
10.5.1.3.3. Distancia mínima entre paneles.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de paneles obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol entorno 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 .

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.

En nuestro caso particular, de acuerdo a las dimensiones de nuestro panel y a la inclinación dada tenemos:

$$h = L_{\text{panel}} \times \sin(\beta) = 1.64 \times \sin(27.5) = 0.76 \text{ m}$$

$$d = h / \tan(61^\circ - \Phi) = 0.76 / \tan(23.5) = 1.75 \text{ m}$$

10.5.1.4 Pérdidas en el sistema generador.

Los valores de las distintas pérdidas a utilizar para el cálculo del rendimiento total serán los indicados por los fabricantes de los diferentes componentes y del cálculo de las pérdidas en los conductores o, en caso de no disponer de ellos, los indicados como valores típicos.

10.5.1.4.1. Pérdidas por orientación e inclinación.

De acuerdo con lo expuesto en los apartados precedentes, con una disposición de los paneles tal que la orientación sea hacia el sur ($\alpha = 0$) y la inclinación sea de $\beta = 27.5^\circ$, se consigue que la pérdidas por orientación e inclinación sean nulas.

10.5.1.4.2. Pérdidas por sombras.

Si orientamos e inclinamos correctamente el panel, pero tenemos delante un obstáculo que proyecta su sombra sobre él, la eficacia del sistema puede llegar a ser nula. Por ello nos aseguraremos

de que la disposición y distribución de nuestros paneles sea la adecuada para que no se proyecten sombras sobre el sistema generador (ver plano Instalación Fotovoltaica).

10.5.1.4.3. Pérdidas por suciedad.

Las pérdidas por suciedad se pueden evitar de forma relativamente fácil, pero son inevitables sino limpiamos con cierta frecuencia los paneles, especialmente en ubicaciones de difícil acceso o en climas en los que se deposite polvo o suciedad con facilidad. Para simplificar tomaremos como valor por defecto para las pérdidas por suciedad el 5% de la energía captada, valor bastante aceptable ya que las tareas de mantenimiento de la instalación fotovoltaica proyectada se ven favorecidas por la disposición elegida para los paneles y el fácil acceso a la cubierta. Para cálculos posteriores consideraremos que se capta solamente el 0,95 por uno de la energía captable por el panel debido a la suciedad.

10.5.1.4.4. Pérdidas por tolerancia en los valores de potencia nominal.

Las pérdidas por tolerancia en los valores de potencia en paneles solares fotovoltaicos oscila entre 0 y 5%. Para considerar estas pérdidas, de acuerdo al tipo de panel elegido, tomaremos como valor el especificado por el fabricante, que en nuestro caso particular se corresponde con un 3% de la energía captada. Para cálculos posteriores consideraremos que se capta solamente el 0,97 por uno de la energía captable por el panel debido a los factores mencionados.

10.5.1.4.5. Pérdidas por incremento de la temperatura.

Los fabricantes, en las características técnicas de sus módulos, para realizar los cálculos prácticos, ofrecen un coeficiente de pérdida de la potencia de salida que en nuestro caso toma el valor del 0,44%/°C, para cada grado por encima de los 25 °C. Para los cálculos prácticos, en el caso de que no podamos calcular la temperatura del módulo (como es el caso de la elaboración del proyecto), tomaremos la temperatura de trabajo como 20 °C por encima de la temperatura ambiente. De acuerdo con esto, la expresión para calcular las pérdidas por incremento de temperatura es:

$$P_{Temp} = 0.44 \cdot (T_{Trab} - 25)$$

$$T_{Trab} = T_{amb} + 20$$

Utilizando estas expresiones para cada mes del año se tienen unas pérdidas mensuales por incremento de temperatura de:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
T_{ambiente} (°C)	6,5	8,5	11	13,5	16	22
T_{trabajo} (°C)	26,5	28,5	31	33,5	36	42
P_{temperatura} (%)	0,66	1,54	2,64	3,74	4,84	7,48
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
T_{ambiente} (°C)	24,5	24	21	14,5	9	7
T_{trabajo} (°C)	44,5	44	41	34,5	29	27
P_{temperatura} (%)	8,58	8,36	7,04	4,18	1,76	0,88

10.5.1.4.6. Pérdidas por conexiones eléctricas, protecciones, etc.

Las pérdidas por conexiones eléctricas, elementos de protección, caídas de tensión debidas a la interconexión de los módulos, etc., vienen a representar un 3% de pérdidas en el generador. Por tanto,

para posteriores cálculos consideraremos que se capta solamente el 0,97 por uno de la energía captable por el panel debido a estos efectos.

10.5.1.5. Rendimiento del sistema generador.

El rendimiento del sistema generador vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$R_{SG} = 1 - P_{Totales}$$

Donde las pérdidas totales vienen dadas por la acumulación de las distintas pérdidas expuestas en los apartados precedentes:

$$P_{Totales} = P_{suc} \cdot P_{toler} \cdot P_{\Delta T} \cdot P_{Conex}$$

De acuerdo con estas expresiones, las pérdidas totales mensuales, los rendimientos mensuales de la instalación y el rendimiento global del sistema generador vienen expuestos en la siguiente tabla:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
P_{total_mensual} (%)	11,20	11,99	12,97	13,96	14,94	17,30
R_{total_mensual} (%)	88,80	88,01	87,03	86,04	85,06	82,70
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
P_{total_mensual} (%)	18,28	18,09	16,91	14,35	12,19	11,40
R_{total_mensual} (%)	81,72	81,91	83,09	85,65	87,81	88,60
R_{total_anual} (%) = 85,53						

10.5.2. Diseño del Inversor.

De acuerdo a los resultados obtenidos hasta ahora, debemos elegir un inversor que proporcione una potencia tal que $P_{inversor} \geq R_{total_anual} \times P_{SG} = 0.8554 \times (130 \times 230) = 25577$ Wp. Este valor se corresponde con la máxima potencia que podrá generar nuestra instalación, y sólo será alcanzable bajo ciertas condiciones, ya que en condiciones distintas la potencia generada será otra. Para obtener un mayor rendimiento del inversor se ha optado por realizar la conversión de corriente continua a corriente alterna mediante dos inversores colocados en paralelo de 10 y 20 KW respectivamente, logrando así una potencia nominal en el grupo inversor de 30 KW (mayor que 25.6 KW) y una cierta selectividad de funcionamiento para distintas potencias producidas. Así, la idea es que cuando la potencia generada sea 1 kW ($\approx 10\% P_{nominal_inversor}$) $\leq P_{generada} \leq 10$ kW actúe sólo el inversor de 10 kW de potencia nominal, para $10 \text{ kW} < P_{generada} \leq 20$ kW actúe sólo el inversor de 20 kW de potencia nominal, y para $20 \text{ kW} < P_{generada} \leq 30$ kW actúen sendos inversores, de manera que se genera un funcionamiento en cascada que favorece que cada inversor funcione lo más cerca posible de su potencia nominal, que es cuando el rendimiento alcanzado se hace máximo. La ubicación de los inversores se localiza dentro de la sala de metrología (ver detalle en plano de Instalación Fotovoltaica).

Por otro lado, de acuerdo con la normativa vigente, al tratarse de una instalación fotovoltaica conectada a la red de más de 5 kW, la energía eléctrica producida se verterá en el punto indicado por la compañía de suministro eléctrico a través de una línea trifásica.

Con esto, y teniendo en cuenta las especificaciones indicadas en el apartado 4.4 de este documento, los inversores elegidos son los siguientes:

INVERSOR 10 kW		
Entrada DC	Rango de tensión MPP	330 - 750Vdc
	Máxima tensión	900Vdc
	Máxima corriente (Amp)	36
Salida AC	Potencia nominal (Kw)	9,9
	Potencia máxima (Kw)	11
	Máxima corriente eficaz (A)	15
	Tensión frecuencia nominal	3 x 400 Vac. 50/60 Hz
	Distorsión armónica	<3% (THD)
	Cos(φ)	1 (seleccionable 0,9 - 1)
	Eficiencia máxima	>96%
Características generales	Interface del usuario	LEDS indicadores de estado
	Temperatura ambiente	-10°C a +50°C
	Humedad ambiente máxima	90% sin condensación
	Grado de protección	IP20 (Opcional IP23)
	Dimensiones	0,54 x 1,0 x 0,54
	Peso (Kg)	190
Protecciones	Contra polarización inversa.	
	Contra sobretensiones transitorias en la entrada y la salida.	
	Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.	
	Contra fallos de aislamiento.	
	Sobrettemperatura en el equipo.	
	Protección Anti-Isla.	
	Armario de conexiones adicional para albergar las conexiones del campo fotovoltaico y los elementos de protección y control desde el circuito DC.	

INVERSOR 20 kW		
Entrada DC	Rango de tensión MPP	330 - 750Vdc
	Máxima tensión	900Vdc (1)
	Máxima corriente (Amp)	59
Salida AC	Potencia nominal (Kw)	20
	Potencia máxima (Kw)	22
	Máxima corriente eficaz (A)	32
	Tensión frecuencia nominal	3 x 400 Vac. 50/60 Hz
	Distorsión armónica	<3% (THD)
	Cos(φ)	1 (seleccionable 0,9 - 1)
	Eficiencia máxima	>96%
Características generales	Interface del usuario	LEDS indicadores de estado
	Temperatura ambiente	-10°C a +50°C
	Humedad ambiente máxima	90% sin condensación
	Grado de protección	IP20 (Opcional IP23)
	Dimensiones	0,54 x 1,0 x 0,54
	Peso (Kg)	250

INVERSOR 20 kW	
Protecciones	Contra polarización inversa.
	Contra sobretensiones transitorias en la entrada y la salida.
	Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
	Contra fallos de aislamiento.
	Sobrettemperatura en el equipo.
	Protección Anti-Isla.
	Armario de conexiones adicional para albergar las conexiones del campo fotovoltaico y los elementos de protección y control desde el circuito DC.

La suma de intensidades que pueden circular por los inversores (al estar colocados en paralelo) da como resultado $I_{\text{inversores}} = I_{10 \text{ kW}} + I_{20 \text{ kW}} = 36 + 59 = 95 \text{ A}$.

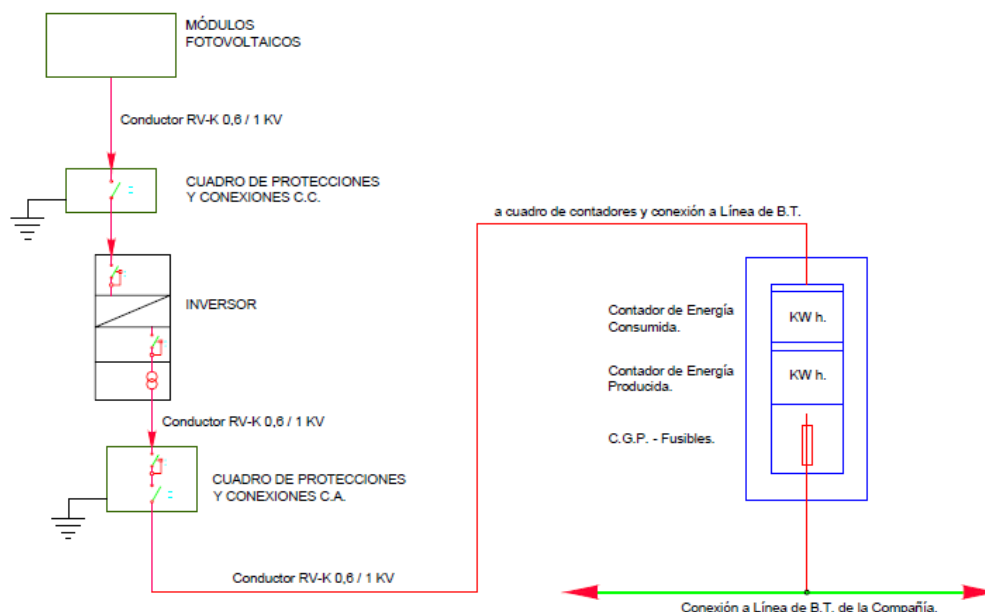
Por otro lado la intensidad que llegará a los inversores será:

$$P_{\text{real}} = R_{SG_anual} \cdot P_{G_m\acute{a}x} = 0.8554 \cdot 29900 = 25577 \text{ Wp}$$

$$I_{\text{real}} = \frac{P_{\text{real}}}{U_{n_ramal}} = \frac{25577}{290} = 88.20 \text{ A} < 95 \text{ A} \quad (\text{CUMPLE})$$

10.5.4. Esquema unifilar generalizado de la instalación.

El esquema unifilar generalizado para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red según la Resolución de 31 de mayo de 2001 es el siguiente:



De acuerdo la tipología expuesta en el esquema unifilar presentado procedemos a dimensionar las distintas líneas y protecciones de nuestra instalación fotovoltaica.

10.5.5. Dimensionado del cableado.

Una vez establecidas las características generales a cumplir por los cables de la instalación en el apartado 4.5 de este documento, procedemos a continuación al dimensionado de los mismos.

10.5.5.1. Cableado de corriente continua.

10.5.5.1.1. Cableado de cada ramal.

De acuerdo a la distribución elegida para nuestros paneles fotovoltaicos (consultar plano de Instalación Fotovoltaica), los ramales formados se componen de 10 paneles en serie de 29 V de tensión nominal y 230 Wp cada uno. Con estos valores se obtienen los siguientes resultados:

$$P_{\text{ramal}} = 10 (\text{paneles}) \cdot 230 (\text{Wp}) = 2300 \text{ Wp}$$

$$P_{\text{ramal}} = U_{n_ramal} \cdot I_{n_ramal} \Rightarrow I_{\text{diseño}} = \frac{I_{n_ramal}}{F_c} = \frac{P_{\text{ramal}}}{F_c \cdot U_{n_ramal}} = \frac{2300}{0.9 \cdot 10 \cdot 29} = 8.81 \text{ A}$$

$F_c \equiv$ factor de corrección por exposición directa al sol (0.9).

Con este valor de la $I_{\text{diseño}}$ y según de la ITC_BT 19, optamos por un cable de las siguientes características $2 \times 2,5 \text{ mm}^2$ (sección mínima para instalaciones de fuerza/alimentación). Escogemos dos cables unipolares (2 polos) y la toma a tierra debe ser, según la ITC-BT 18, de una sección mínima del mismo valor de los conductores.

La comprobación de caída de tensión exige que dicha caída no sea mayor del 1.5% de la tensión nominal del ramal:

$$\Delta V \leq 1.5\% \cdot U_n = 0.015 \cdot 290 = 4.35 \text{ V}$$

$$L_{\text{polo}} = 13.12 \text{ m}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I_{\text{diseño}}}{C \cdot S} = \frac{2 \cdot 13.12 \cdot 8.81}{56 \cdot 2,5} = 1.65 \text{ V} < 4.35 \text{ V}$$

10.5.5.1.2. Línea principal.

La línea principal transporta el total de la energía generada hasta los inversores. Para su diseño, poniéndonos del lado de la seguridad, no consideraremos las distintas pérdidas y obtendremos la intensidad de diseño de la máxima potencia posible de generar.

$$P_{G_máx} = 130 (\text{paneles}) \cdot 230 \text{ Wp} = 29900 \text{ Wp}$$

$$P_{G_máx} = U_{n_ramal} \cdot I_{n_máx} \Rightarrow I_{\text{diseño}} = \frac{I_{n_máx}}{F_c} = \frac{P_{G_máx}}{F_c \cdot U_{n_ramal}} = \frac{29900}{0.9 \cdot 290} = 114.6 \text{ A}$$

Con este valor de la $I_{\text{diseño}}$ y según de la ITC_BT 19, optamos por un cable de las siguientes características $2 \times 16 \text{ mm}^2$. Escogemos dos cables unipolares (2 polos).

La comprobación de caída de tensión exige que dicha caída no sea mayor del 1.5% de la tensión nominal del ramal:

$$\Delta V \leq 1.5\% \cdot U_n = 0.015 \cdot 290 = 4.35 \text{ V}$$

$$L_{\text{polo}} = 35.32 \text{ m}$$

$$P_{\text{real}} = R_{SG_anual} \cdot P_{G_m\acute{a}x} = 0.8554 \cdot 29900 = 25577 \text{ Wp}$$

$$I_{\text{real}} = \frac{P_{\text{real}}}{U_{n_ramal}} = \frac{25577}{290} = 88.20 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I_{\text{real}}}{C \cdot S} = \frac{2 \cdot 35.32 \cdot 88.20}{56 \cdot 16} = 6.95 \text{ V} > 4.35 \text{ V (NO CUMPLE)}$$

Como puede observarse para una sección de 16 mm² no se cumple la restricción de caída de tensión, luego tomamos una sección mayor y comprobamos:

$$S = 25 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I_{\text{real}}}{C \cdot S} = \frac{2 \cdot 35.32 \cdot 88.20}{56 \cdot 25} = 4.13 \text{ V} < 4.35 \text{ V}$$

10.5.5.1. Cableado de corriente alterna.

Para dimensionar la línea de corriente alterna obtendremos la intensidad de diseño a partir de la potencia que entrega la instalación a la red:

$$\left. \begin{array}{l} \eta_{\text{inversor}} = 96\% \\ R_{SG_anual} = 85.54\% \\ P_{G_m\acute{a}x} = 29900 \text{ Wp} \end{array} \right\} P_{\text{Red}} = \eta_{\text{inversor}} \cdot R_{SG_anual} \cdot P_{G_m\acute{a}x} = 24553 \text{ W}$$

$$I_{\text{diseño}} = \frac{P_{\text{Red}}}{\sqrt{3} \cdot F_t \cdot V_L \cdot \cos \varphi} = \frac{24553}{\sqrt{3} \cdot 0.8 \cdot 400 \cdot 0.98} = 45.2 \text{ A}$$

$F_t \equiv$ factor de corrección por canalización enterrada (0.8)

Con este valor de la $I_{\text{diseño}}$ y según la ITC_BT 19, optamos por un cable de las siguientes características $3 \times 6 \text{ mm}^2 + TT \times 6 \text{ mm}^2$. Escogemos un cable tripolar ya que se desea conseguir una tensión de 400 V (fase-fase), y la toma a tierra debe ser, según la ITC-BT 18, de una sección mínima del mismo valor de los conductores de fase.

Como no sabemos el punto designado por la compañía eléctrica para el vertido de la energía eléctrica generada, no podemos determinar la longitud de la línea de transporte en corriente alterna de nuestra instalación fotovoltaica. No obstante, a continuación mostramos los cálculos correspondientes a la longitud máxima que cumple con la restricción de caída de tensión:

$$\Delta V = 2.5\% \cdot U_L = 0.025 \cdot 400 = 10 \text{ V}$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{\text{diseño}}}{C \cdot S} \cdot \cos \varphi \Rightarrow L_{\text{m\acute{a}x}} = \frac{\Delta V_{\text{m\acute{a}x}} \cdot C \cdot S}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{diseño}} \cdot \cos \varphi} = \frac{10 \cdot 56 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 45.2 \cdot 0.98} = 43.79 \text{ m}$$

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i> <i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

10.5.6. Cálculo de protecciones.

10.5.6.1. Protecciones del lado de corriente alterna.

En el lado de alterna las distintas protecciones necesarias vendrán incluidas en los inversores, ya que éstos cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Por otro lado, el Interruptor de Control de Potencia (ICP) a la salida de los inversores estará constituido por un elemento de corte y protección con las siguientes características:

- Intensidad nominal: $I_n \geq I_{\text{diseño}} = 45.2 \text{ A}$
- Poder de corte: $\text{PdC} \geq I_{cc}$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot U_L}{R} = \frac{0.8 \cdot 400}{0.13} = 2462 \text{ A}$$

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = 0.018 \cdot \frac{43.79}{6} = 0.13 \Omega$$

Un interruptor magneto-térmico de $I_n = 50 \text{ A}$, $\text{PdC} = 25 \text{ kA}$ y curva de disparo C, cumplirá con las especificaciones requeridas.

10.5.6.2. Protecciones del lado de corriente continua.

Las protecciones de continua deberán proteger tanto las líneas de los distintos ramales, así como a la línea principal DC de transporte. Las primeras protecciones mencionadas irán ubicadas en las cajas de conexión de cableado dispuestas en cada ramal. Las protecciones de la línea principal irán alojadas en el armario de conexiones adicional para albergar las conexiones del campo fotovoltaico y los elementos de protección y control desde el circuito DC, que posee el tipo de inversor elegido.

10.5.6.2.1. Protecciones cableado de ramales.

Las protecciones de los cables de los distintos ramales estarán constituidas por interruptores automáticos de las siguientes características:

- Intensidad nominal: $I_n \geq I_{\text{diseño}} = 8.81 \text{ A}$

- Poder de corte: $PdC \geq I_{cc}$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot U_n}{R} = \frac{0.8 \cdot 290}{0.095} = 2442 \text{ A}$$

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = 0.018 \cdot \frac{13.12}{2.5} = 0.095 \Omega$$

Un interruptor magneto-térmico por polo de $I_n = 10 \text{ A}$, $PdC = 25 \text{ kA}$ y curva de disparo C, cumplirá con las especificaciones requeridas.

10.5.6.2.2. Protecciones línea principal de transporte en DC.

Las protecciones de la línea principal en DC estarán constituidas por interruptores automáticos de las siguientes características:

- Intensidad nominal: $I_n \geq I_{diseño} = 114.1 \text{ A}$
- Poder de corte: $PdC \geq I_{cc}$

Intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot U_n}{R} = \frac{0.8 \cdot 290}{0.025} = 9280 \text{ A}$$

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = 0.018 \cdot \frac{35.32}{25} = 0.025 \Omega$$

Un interruptor magneto-térmico de $I_n = 125 \text{ A}$, $PdC = 25 \text{ kA}$ y curva de disparo C, cumplirá con las especificaciones requeridas.

10.6. Estudio económico de la instalación.

Según el nuevo “*Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica*”, se instituye en España la clasificación para el establecimiento de tarifas en la producción de energía eléctrica en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.

Los valores de las tarifas que serán de aplicación para la convocatoria del cuarto trimestre de 2010 según el registro de pre-asignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas son los siguientes:

Subtipo I.1: 32,1967 c€/kWh

Subtipo I.2: 28,6844 c€/kWh

Tipo II: 25,8602 c€/kWh

De acuerdo con la clasificación expuesta y teniendo en cuenta que nuestra instalación fotovoltaica verte a la red una potencia 24.6 kW, debemos realizar el estudio de rentabilidad económica con la tarifa siguiente:

Instalaciones de potencia > 20 kW → Subtipo I.2 → 28,6844 c€/kWh

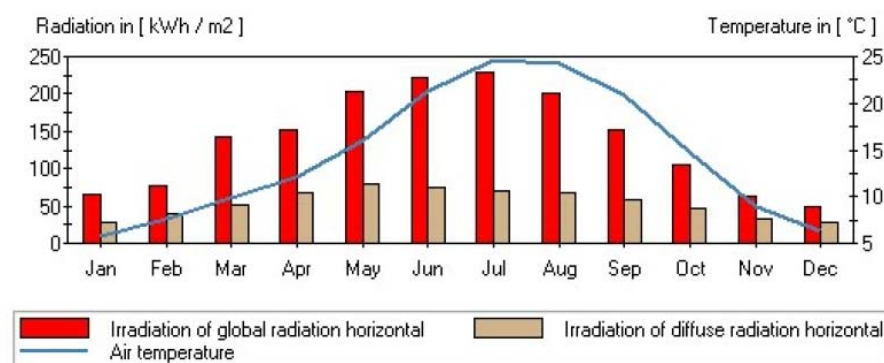
De forma general, las ecuaciones que permiten realizar el estudio de rentabilidad de una instalación fotovoltaica son las siguientes:

PRODUCCIÓN (KWh) = Radiación (KWh/m²) x Rend. de la instalación (%) x Pot. pico instalada (KWp)

INGRESOS (€) = Tarifa aplicable (€/KWh) x Producción (KWh).

10.6.1. Estimación de la producción anual en kWh.

La radiación solar media sobre una superficie horizontal en el municipio de Carmona según la base de datos meteorológica Meteonorm (versión 5.1) es la siguiente:



De acuerdo con los valores reflejados en esta tabla, la radiación global anual sobre superficie horizontal en la zona valorada es de 1.740 KWh/m².

Dado el tipo de instalación realizada y la composición de los módulos fotovoltaicos, consideraremos que dicho valor se corresponderá aproximadamente con los niveles de la radiación captada, y lo usaremos para los cálculos pertinentes.

Como ya hemos expuesto en apartados precedentes, teniendo en cuenta las distintas pérdidas típicas de una instalación fotovoltaica, la energía eléctrica vertida a la red desde nuestra instalación viene dada por:

$$P_{RED} = \eta_{inversor} \cdot R_{SG_anual} \cdot P_G = 0.96 \cdot 0.8554 \cdot 29900 = 24553 \text{ Wp}$$

Aceptando el valor de la radiación global anual sobre superficie horizontal encontrado como el correspondiente al número de horas equivalentes de sol, se tiene la siguiente producción de energía útil vertida en kWh:

$$P_{\text{Útil}} (\text{kWh}) = N^{\circ} _ Equ _ \text{Horas de sol} (h) \cdot P_{RED} (W) = 1740 \cdot 24553 = 42722.2 \text{ kWh anuales}$$

	<i>Proyecto Básico y de Ejecución de la Edificación y</i>	<i>Autor: Antonio García López</i>	
	<i>Nuevas Instalaciones de REPUESTALIA S.L.</i>	<i>Dpto. Ingeniería del Diseño</i>	
	<i>E.T.S. Ingenieros Industriales. Universidad de Sevilla.</i>	<i>Tutor: Emilio Romero Rueda</i>	

10.6.2. Estimación de los ingresos anuales en €.

De acuerdo con la clasificación expuesta al inicio de este apartado para la instalación diseñada y con la tarifa señalada para la misma según el registro de pre-asignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas, se obtienen los siguientes ingresos anuales (durante el periodo que dure la convocatoria de pre-asignación establecida):

$$\text{Ingresos (€)} = 0.286844 \times 42722.2 = 12.254,61 \text{ €/año}$$

10.6.3. Estimación del plazo de amortización de la instalación.

Si estimamos el coste de la instalación de acuerdo a un precio común típico de este tipo de proyectos estimado en 6 €/Wp instalado, el coste de nuestra instalación será de:

$$C_{\text{fotovoltaica}} = 6 \text{ (€/Wp)} \times 130 \text{ (paneles)} \times 230 \text{ (Wp)} = 179.400 \text{ €}$$

Si consideramos los costes anuales de mantenimiento como 0.5 cEuro/kWh, y descotamos este valor a la tarifa establecida para el tipo de instalación diseñada, se obtienen unos ingresos de:

$$\text{Ingresos (€)} = (0.2868 - 0.005) \times 42722.2 = 12.039 \text{ €/año}$$

$$C_{\text{mantenimiento}} = 0.005 \times 42722.2 = 214 \text{ €/año}$$

Con estos valores, la amortización de la instalación fotovoltaica proyectada será de:

$$A(\text{años}) = \frac{C_{\text{fotovoltaica}}}{I_{\text{anuales}}} = \frac{179.400}{12.039} = 14.9 \text{ años}$$

10.6.4. Beneficio esperado.

Asumiendo una vida útil de la instalación de 25 años (plazo más que garantizado por los fabricantes de paneles), el beneficio esperado para nuestra instalación vendrán dado por:

$$B \text{ (25 años vida útil)} = 17,490 \times (25 - 14.9) = 121.594 \text{ €}$$

Este valor esperado para el beneficio representa un 68% de beneficio sobre el valor invertido en la instalación.

10.6.5. Plan Anual de Mantenimiento de una Instalación Fotovoltaica.

Se ha establecido un plan anual de mantenimiento preventivo en base a la experiencia de otras plantas, estableciéndose la máxima prioridad en los puntos 1, 4 y 5 de la siguiente tabla, que constituyen la base de la instalación fotovoltaica. Como se puede observar en el plan anual de mantenimiento, se ha establecido una frecuencia de 3 a 4 meses para puntos que no son críticos e incluso 1 año en algunos casos.

Equipos	Actividad	Frec.	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.MATRIZ FOTOVOLTAICA														
1.1 Paneles Inspeccionar	limpiar manchas y sustituir	1 M												
1.2 Estructura	Inspeccionar , revisar aprietes, comprobar que no existe coorosi3n	6M												
1.3 Paneles Termografía	Buscar puntos callientes y diodos bypass On	4M												
1.4 ConectoresTermografía	Buscar altas resistencias, reapretar	4M												
1.5 Paneles	Limpiar con agua osmotizada	6M												
2.CUADRO PROTECCIÓN DC														
2.1 Strings	Medir y analizar Intensidades	3M												
2.2 Interior del cuadro	Inspeccionar, buscar anomalías	4M												
2.3 Termografías del cuadro	Buscar puntos calientes y altas resistencias	4M												
2.4 Reapriete	Reapretar con dinamométrica	1A												
2.5 Silicagel	Cambiar silicagel si procede	1A												
3. CABLEADO DC Y AC														
3.1 Uniones	Comprobar estanqueidad de bandejas, sellar.	6M												
3.2 Sujeción	Visualizar soportación, apriete.	6M												
4. CUADRO PROTECCIÓN AC														
4.1 Visual general	Inspeccionar estado genral	1 S												
4.2 Interior del cuadro	Inspeccionar, buscar anomalías	4M												
4.3 Termografía del cuadro	Buscar puntos calientes y altas resistencias	4M												
4.4 Reapriete	Reapretar con dinamométrica	1A												
4.5 Silicagel	Cambiar silicagel si procede	1A												
4.6 Estado protecciones Probar	Probar diferencial	3M												
5.INVERSORES														
5.1 Estado general general	Inspeccionar estado general, estado exterior, sujeción, bornas de DC y AC	1S												
5.2 Internos termografía	Buscar puntos calientes y altas resistencias	6M												
5.3 Electrónica	Soplar con aire seco	1A												
5.4 Reapriete	Reapretar con dinamométrica todos las Bornas	1A												
5.5 Silicagel	Cambiar silicagel si procede	1A												
5.6 Filtros	Limpiar/Cambiar	6M												
5.7 Limpieza General	Control de polvo, suciedad, humedad, etc, en el interior del cuadro	6M												
5.9 Interruptores de Potencia	Comprobación de los interruptores internos de protección	1A												
6. CUADRO GENERAL DE PROTECCIÓN														
6.1 Visual general	Inspeccionar estado genral, estado exterior, sujeción, bornas de AC	4M												
6.2 Comprobación protecciones	Comprobar interruptor de corte omnipolar	6M												

Nota: (nM frecuencia cada n meses, nS frecuencia cada n semanas, nA frecuencia cada n años).