



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL  
**PIRHUA**

# SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED EN EL CENTRO MATERNO INFANTIL DE LA UNIVERSIDAD DE PIURA

Héctor Armando Cornejo Lalupú

Piura, octubre de 2013

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

Cornejo, H. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura*. Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura.



Esta obra está bajo una [licencia](#)  
[Creative Commons Atribución-](#)  
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

**U N I V E R S I D A D D E P I U R A**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**



“Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura”

Tesis para optar el Título de  
Ingeniero Mecánico – Eléctrico

Héctor Armando Cornejo Lalupú

Asesor: Dr. Ing. Mario Daniel Marcelo Aldana

Piura, Octubre de 2013

A Dios, a mi familia,  
por su apoyo, y por  
hacer posible todo  
lo que soy. ¡Gracias!

## Prólogo

Un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica de distribución, es una forma de incrementar la electricidad en nuestro medio influyendo en el desarrollo y mejora de la calidad de vida de las personas, porque genera una energía limpia que no produce gases de efecto invernadero. En este tipo de instalaciones toda la energía que se produce se vierte a la red eléctrica general, vendiéndose a la correspondiente compañía eléctrica distribuidora. Su instalación en otros países está motivada, es el caso de España donde existen financiaciones y ayudas tanto a nivel nacional como a nivel regional. También existe un desarrollo legal y técnico casi completo, es el caso del REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de Septiembre, (ACTUALIZADO CON EL REAL DECRETO 2/2013 DE 1º DE FEBRERO), donde se establece la retribución en la actividad eléctrica de las instalaciones fotovoltaicas, los periodos de prescripción y las convocatorias anuales de las mismas.

El presente informe ha sido elaborado con el fin de ser una guía para el dimensionamiento, diseño e instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red, conformado por módulos fotovoltaicos, inversor y un medidor o contador de energía.

Un eterno agradecimiento a todos los que han hecho posible este trabajo, el cual permitirá concluir mi carrera universitaria. A mi esposa, a mis hijos y a mis Padres ejemplos de perseverancia y superación.

Finalmente a mi asesor Dr. Ing. Mario Daniel Marcelo Aldana por su apoyo y paciencia constante brindado durante la elaboración de esta tesis.

## Resumen

Un sistema fotovoltaico de conexión a red es un tipo de instalación en la que intervienen tres elementos: los paneles fotovoltaicos, el inversor y la línea eléctrica de la red. El generador fotovoltaico se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través del inversor, inyectando la energía producida en esta. Esta tesis estudia el dimensionamiento, diseño, instalación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red convencional, para alimentar parte de la demanda de carga del Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura.

Esta tesis se divide en cinco capítulos: En el primer capítulo se describe el sistema fotovoltaico de conexión a red y cada uno de sus componentes. El propósito de esta descripción es conocer los parámetros que determinan el funcionamiento de los componentes para hacer una correcta selección de los mismos en el diseño y dimensionamiento y para poder cubrir las necesidades del usuario y los requerimientos de funcionalidad del sistema.

En el segundo capítulo se describe la instalación del sistema, la elección de los equipos, el cableado, la puesta a tierra, las protecciones y el cálculo de la energía anual generada.

En el capítulo tres se estudia la rentabilidad de la instalación fotovoltaica, el presupuesto de la instalación, el cálculo del COE y la recuperación de la inversión

En el cuarto capítulo se describen las opciones para mejorar la rentabilidad del proyecto, los bonos de carbono y las primas o incentivos del ministerio o de la empresa distribuidora.

En el quinto capítulo se describe el mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

## Índice

Prólogo.....	i
Resumen.....	ii
Índice.....	iii
Introducción.....	1
<b>Capítulo 1.....</b>	<b>9</b>
Sistemas fotovoltaicos conectados a red.....	9
1.1  Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.....	9
1.1.1  Definición de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	9
1.1.2  Tipos de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.....	10
1.1.2.1  Sistemas fotovoltaicos en edificios.....	11
1.1.2.2  Huertos o centrales eléctricas fotovoltaicas.....	11
1.1.3  Formas de conectarse a la red.....	13
1.1.3.1  Tarifa fotovoltaica.....	13
1.1.3.2  Facturación neta.....	13
1.2  Descripción de un sistema fotovoltaico.....	14
1.2.1  Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.....	14
1.2.1.1  Paneles solares.....	14
1.2.1.2  Inversor.....	22

1.2.1.2.1	Características de los inversores para instalaciones conectadas a red.....	23
1.2.1.2.2	Rendimiento del inversor.....	29
1.2.1.3	Bloque de cableado.....	30
1.2.1.4	Bloque de control.....	30
1.2.1.4.1	Sistemas manuales.....	31
1.2.1.4.2	Sistemas computarizados.....	31
1.2.1.5	Bloque de carga.....	33
1.3	Estructura soporte del generador fotovoltaico.....	33
1.3.1	Seguimiento del punto de máxima potencia.....	36
1.3.2	Rendimiento de una instalación fotovoltaica.....	37
1.3.3	Pérdidas energéticas.....	40
1.3.4	Protecciones eléctricas.....	41
1.3.5	Posibles defectos en una instalación fotovoltaica.....	42
1.3.6	Aparatos de maniobra.....	44
1.4	Estructura soporte.....	47
	<b>Capítulo 2.....</b>	<b>48</b>
	Memoria del proyecto.....	48
2.1	Emplazamiento de la instalación.....	50
2.2	Descripción general de la instalación.....	51
2.3	Elección de los paneles fotovoltaicos.....	52
2.3.1	Orientación de los paneles.....	52
2.3.2	Inclinación de los paneles.....	53
2.3.3	Distancia mínima entre filas de paneles.....	54
2.3.4	Cálculo del número de paneles.....	55
2.4	Elección de la estructura soporte.....	56
2.5	Elección del inversor.....	56

2.5.1	Tensión y corriente en el punto de máxima potencia.....	56
2.5.2	Corrección de la tensión y corriente debidas a la temperatura.....	57
2.5.3	Inversor elegido.....	60
2.6	Cableado.....	61
2.6.1	Tramos de cableado.....	63
2.7	Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica conectada a red.....	67
2.8	Protecciones y elementos de medida.....	70
2.8.1	Protecciones.....	70
2.8.1.1	Protecciones de corriente continua.....	71
2.8.1.2	Protecciones de corriente alterna.....	75
2.8.2	Elementos de medida.....	80
2.8.3	Caja general de protección.....	81
2.8.4	Ubicación del inversor, protecciones y contadores.....	81
2.9	Funcionamiento de la instalación fotovoltaica conectada a red.....	81
2.9.1	Fallo en la red eléctrica.....	82
2.9.2	Tensión fuera de rango.....	82
2.9.3	Frecuencia fuera de límites.....	82
2.9.4	Temperatura elevada.....	82
2.9.5	Tensión baja del generador fotovoltaico.....	82
2.9.6	Intensidad insuficiente del generador fotovoltaico.....	82
2.10	Sistema de adquisición de datos.....	83
2.11	Energía anual generada por la instalación fotovoltaica conectada a red.....	83
2.11.1	Calculo de la energía anual generada.....	83
<b>Capítulo 3</b>	<b>.....</b>	<b>86</b>
3.1	Estudio de rentabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red.....	86
3.2	Presupuesto de la instalación.....	86
3.3	Cálculo del COE.....	88

3.4 Recuperación de la inversión.....	91
<b>Capítulo 4.....</b>	<b>94</b>
4.1 Opciones para mejorar la rentabilidad del proyecto.....	94
4.1.1 Marco legal de las energías renovables.....	95
4.1.2 Marco institucional del sector eléctrico.....	95
4.2 Bonos de carbono.....	96
<b>Capítulo 5.....</b>	<b>101</b>
Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.....	101
5.1 Mantenimiento preventivo.....	101
5.2 Mantenimiento correctivo.....	101
5.3 Mantenimiento a cargo del usuario.....	102
5.4 Mantenimiento a cargo del servicio técnico.....	102
Conclusiones.....	103
Bibliografía.....	105
Anexo A:    Fotografías del Centro Materno Infantil de la UDEP.....	106
Anexo B:    Diagramas y tablas.....	115
Anexo C:    Tablas de radiación solar en Piura.....	119
Anexo D:    Datos técnicos de los equipos y protecciones .....	125
Anexo E:    Diagrama unifilar del sistema de conexión a red y planos eléctricos del Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura .....	131

## **Introducción**

En la actualidad, la utilización a gran escala de combustibles fósiles y nucleares es una de las principales características de lo que se conoce como una sociedad industrializada. El impacto ambiental ocasionado por la manipulación y transformación de las distintas fuentes de energía convencionales, ha generado un nuevo marco diferente al que se produjo durante la crisis energética del petróleo del año 1973: el calentamiento global de la tierra, el agujero de la capa de ozono, la lluvia ácida, la desertización, el almacenamiento de los residuos radiactivos, etc., han propiciado que las sociedades industrializadas tomen conciencia. En este sentido, los Gobiernos emiten y promulgan leyes en el sector energético, cada vez más restrictivas en cuanto a criterios ambientales, lo que permite pensar en un papel preponderante de las energías renovables como la esperada solución que debería conducir en el siglo XXI hacia lo que muchos han denominado como "desarrollo sostenible".

Se define como desarrollo sostenible "al desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades". En definitiva el desarrollo sostenible es aquel que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos

Parece impensable un mundo futuro en el cual aparezcan carencias del tipo energético como por ejemplo falta de suministro eléctrico, sobre todo si nos fijamos en lo presente que está la energía eléctrica en la actualidad. Nuestra visión para el futuro es que todos los países que están aún por desarrollar lleguen a un estatus similar al de los países ya

desarrollados con la utilización de los recursos disponibles en su entorno y además que los países que llamamos desarrollados controlen de alguna manera la forma de gestionar dichos recursos para que otros puedan utilizarlos en el futuro.

Resulta evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo.

Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales.

Para asegurar dicha sostenibilidad y el desarrollo sostenible se elaboró un convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático que acabó en la elaboración del conocido Protocolo de Kioto cuyos objetivos son tres; conseguir reducciones de emisiones al coste más efectivo posible, facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones y apoyar el desarrollo sostenible de los países en desarrollo a través de la transferencia de tecnologías limpias.

### **Las energías renovables**

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la del sol, son buenos ejemplos de ello.

Con el invento de la máquina de vapor por James Watt, se van abandonando estas formas de aprovechamiento, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizan cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

Hacia la década de 1970 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías alternativas. Actualmente muchas de estas energías son una realidad, no una alternativa, por lo que el nombre de alternativas ya no debería emplearse.

La principal ventaja de este tipo de energías es que son energías ecológicas, es decir, este tipo de energías son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. La primera ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables. Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Pero debemos tener en cuenta que este tipo de energías no carecen de inconvenientes, los más dignos de mención son; su naturaleza difusa, puesto que ciertas fuentes de energía renovable proporcionan una energía de una intensidad relativamente baja, distribuida sobre grandes superficies, son necesarias nuevos tipos de “centrales” para convertirlas en fuentes utilizables. Y la irregularidad, la producción de energía eléctrica permanente exige fuentes de

alimentación fiables o medios de almacenamiento. Así pues, debido al elevado coste del almacenamiento de la energía, un pequeño sistema autónomo resulta raramente económico, excepto en situaciones aisladas, cuando la conexión a la red de energía implica costos más elevados.

### **La energía solar**

Nuestro país es uno de los más afectados por el cambio climático, por la variedad de ecosistemas y climas que posee. Es un país mega diverso, tiene identificadas 84 zonas de vida de las 104 que existen en todo el mundo. Esto es un privilegio invaluable, que implica una seria responsabilidad compartida.

En los últimos 15 años hemos perdido el 22% de nuestros glaciales y además seguimos quemando nuestros limitados y no renovables recursos de gas natural y parte de nuestra amazonía.

Por estas razones, el Estado peruano ha decidido impulsar decididamente el uso y aplicación de las energías renovables: solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, biomasa, geotérmica, hidráulica. Que jugarán un rol central en el futuro bienestar de nuestra sociedad.

El estado ha definido una política energética que busca garantizar que todos los peruanos cuenten con energía a través de la promoción del uso de residuos sólidos y líquidos para la producción de energía. Asimismo, se implementarán medidas para la disminución de emisiones provenientes de las actividades energéticas.

En el nuevo escenario mundial muy pronto las llamadas energías no convencionales: la eólica, la geotérmica y las solares serán las principales generadoras de energía.

La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio peruano. En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar es bastante grande y bastante uniforme durante todo el año, comparado con otros países, lo que hace atractivo su uso. En términos generales, se dispone, en promedio anual, de 4-5 kWh/m<sup>2</sup>día en la costa y selva y de 5-6 kWh/m<sup>2</sup>día, aumentando de norte a sur. Esto implica que la energía solar incidente en pocos metros cuadrados es, en principio, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de una familia. El problema es transformar esta energía solar en energía útil y con un costo aceptable.

La inclusión de esta nueva tecnología (no sólo la solar, sino también el resto de energías renovables) fortalecería nuestra industria nacional, no solo por el aprovechamiento de la electricidad usando una fuente limpia. También porque ello implicaría desarrollar ingeniería local para la producción de los equipos requeridos. El talento nacional competente para desarrollar los proyectos en el campo de la nueva energía con rigor científico y tecnológico para la investigación, el desarrollo e innovación.

Para realizar una correcta inclusión de estas nuevas tecnologías, es fundamental desarrollar más infraestructura de transmisión y tener presente aspectos tales como la seguridad de abastecimiento futuro, garantía de suministro, sostenibilidad del sistema, garantía de potencia, dependencia energética, entre otros que debemos valorar.

Los costes resultantes de la electricidad y sus consecuencias en la competitividad de nuestros productos en el mercado mundial son de fundamental importancia. La energía más cara es la que no existe. Por lo tanto: energía, desarrollo y medio ambiente están ahora más vinculados que nunca. La modernización de nuestro país pasa por adoptar un modelo energético sostenible que garantice una economía sólida, saludable y duradera.

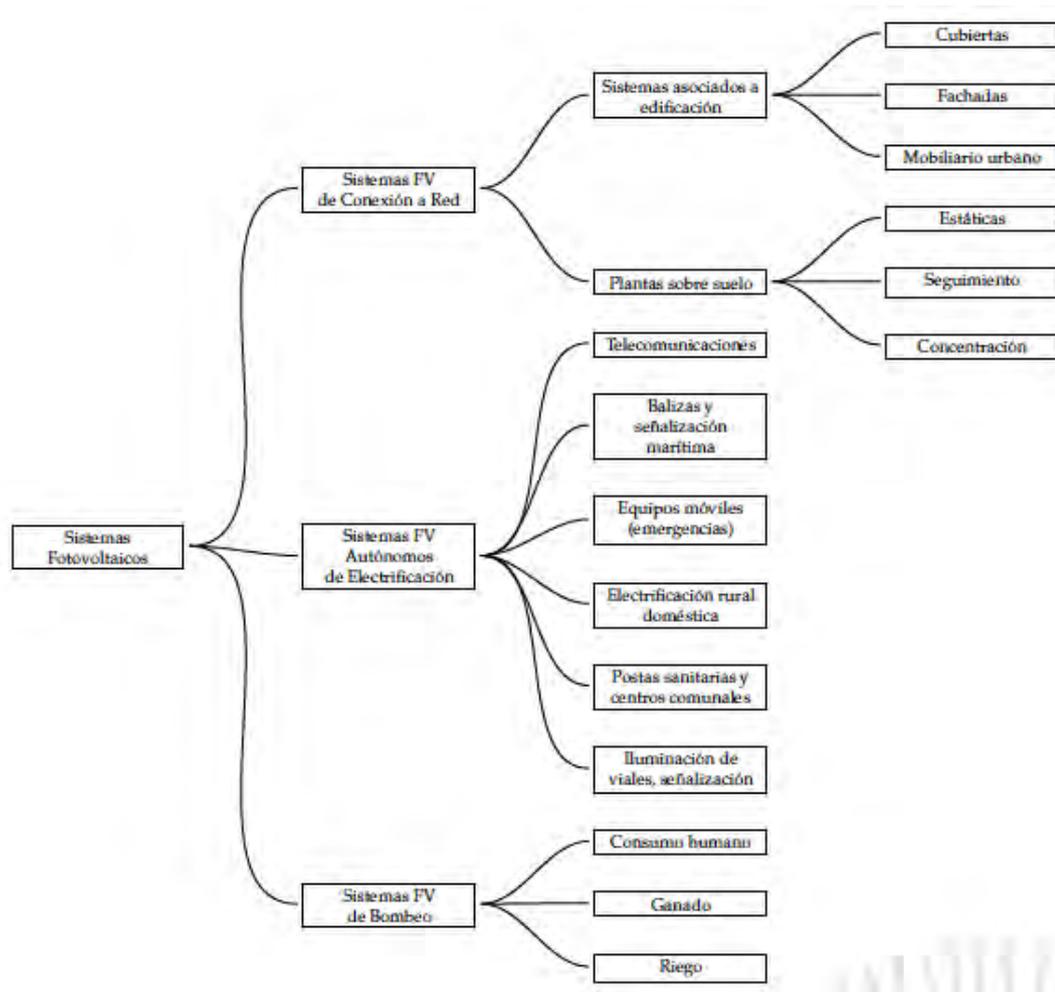
### **¿Qué es la energía solar fotovoltaica?**

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado “célula solar o panel solar”. La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como “efecto fotovoltaico”. Presenta características peculiares entre las que se destacan:

- Elevada calidad energética.
- Pequeño o nulo impacto ecológico.
- Inagotable a escala humana.

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc.) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, como se ve en la figura 1.

Figura 1: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.



Fuente: Libro de energía solar fotovoltaica (Abril de 2010) de Oscar Perpiñán Lamigueiro

Un punto importante que debemos destacar es que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1kg de CO<sub>2</sub>, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO<sub>2</sub> en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto citado anteriormente.

### **Descripción de un sistema solar fotovoltaico.**

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.

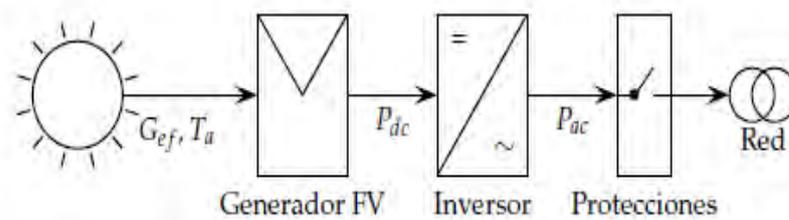
Las instalaciones fotovoltaicas aisladas pueden contar o no con sistemas de acumulación o baterías. Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías en un 90% corresponden a las estacionarias del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento

adecuado se adaptan perfectamente a los sistemas de generación. Se puede usar esta energía como tal (C.C.) o después transformarla a corriente alterna (C.A.) mediante un inversor.

Las conectadas a red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución, como se ve en la figura 2. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

Se describen las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, porque el proyecto consistirá en una instalación de este tipo.

Figura 2: Esquema de una instalación SFCR



Fuente: Libro de energía solar fotovoltaica (Abril de 2010) de Oscar Perpiñán Lamigueiro

### Instalaciones conectadas a la red eléctrica

Este tipo de instalaciones pueden ser descentralizadas y centralizadas, como se muestra en la figura 3; tiene varias aplicaciones fundamentales:

- **Instalaciones de energía fotovoltaica para edificación bioclimática.** Son edificaciones que tienen su propio sistema de generación eléctrica mediante módulos solares, y están conectados a la red. A pesar de tomar energía de la red eléctrica durante las horas en la que no hay generación propia, estos sistemas reducen la dependencia energética del exterior y el impacto ambiental del consumo energético de las viviendas e instalaciones donde se aplica. La integración arquitectónica (ver Fig. 4) de los módulos convierte a la energía fotovoltaica en el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en entornos urbanos sin provocar efectos ambientales adversos.
- **Instalaciones de energía fotovoltaica en edificios, para posterior suministro a la red eléctrica.** Son pequeñas centrales de producción de energía, ya que no se puede utilizar la

energía producida y verter a la red la energía sobrante, sino que debe volcarse toda la energía producida.

- **Centrales eléctricas fotovoltaicas o huertos solares.** Este tipo de instalaciones dispone de un sistema de seguimiento del sol en sus módulos, y vierte toda la energía eléctrica producida a la red. Su finalidad es producir energía para que sea consumida en otros lugares.

- **Instalaciones de energía fotovoltaica para refuerzo en finales de línea.** Se emplean para mejorar el suministro energético en las zonas de final de línea, donde la tensión puede ser más débil y puede sufrir variaciones en la frecuencia.

Figura 3: Esquema de aplicaciones fotovoltaicas en sistemas conectados a red



Fuente: Grupo de nuevas actividades profesionales. colegio de ingenieros de telecomunicaciones - España

Figura 4: Instalación fotovoltaica del Vaticano. 2400 módulos solares donados por SOLAR WORLD AG



Fuente: <http://www.voltimum.es/news/6971/cm/primera-instalacion-solar-fotovoltaica-en-el-vaticano.html>

## **Capítulo 1**

### **1. Sistemas fotovoltaicos conectados a red**

#### **1.1. Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red**

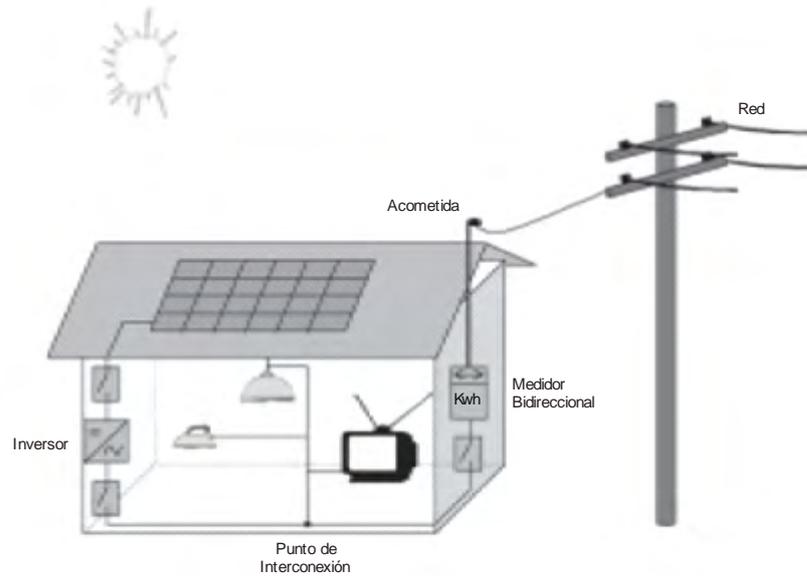
##### **1.1.1. Definición de un sistema fotovoltaico conectado a red**

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico, característico de este tipo de instalaciones. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la con la tensión de la red.

En la figura 1.1 se presenta el esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red:

Figura 1.1: Esquema sistema fotovoltaico conectado a red



Fuente: Boletín IIE, octubre – diciembre del 2003 sistemas fotovoltaicos conectados a red de Raúl Gonzáles G. Humberto R. Jiménez G. y Javier Lagunas M.

### 1.1.2 Tipos de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red

Como se ha venido comentando hasta ahora, existen dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: los sistemas aislados y los conectados a la red.

Aun conociendo la variedad de posibilidades que ofrece el primer tipo de instalaciones, es importante considerar los sistemas conectados a red, ya que pueden ofrecer una diferenciación en lugares (por ejemplo: Europa) donde los niveles de electrificación están llegando a un nivel de saturación.

La ventaja de esta tecnología fotovoltaica está en la posibilidad de crear una instalación a partir de un gran número de sistemas descentralizados, distribuidos en los puntos de consumo, frente a la instalación en grandes superficies, con lo que se consigue **eliminar las pérdidas por transporte**.

Se enumeraron anteriormente las aplicaciones de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: instalaciones de energía fotovoltaica para edificación bioclimática, en edificios para posterior suministro a la red eléctrica, para la creación de centrales eléctricas y para refuerzo a finales de línea. Todas estas aplicaciones pueden dividirse en dos grandes subgrupos: los sistemas fotovoltaicos en edificios y las centrales o huertos solares.

### 1.1.2.1 Sistemas fotovoltaicos en edificios.

Los edificios que integran sistemas fotovoltaicos se conocen como Sistemas Fotovoltaicos Integrados en Edificios (SFIE) o Edificios Fotovoltaicos Conectados a Red (EFCR) (Building Integrated Photovoltaic Systems, BIPV). Tienen como función específica entregar toda la energía generada por el sistema a la red eléctrica.

Los primeros EFCR instalados en Europa surgieron al final de los años 80 en Alemania, Austria y Suiza. En España, por ejemplo el primer edificio institucional que funcionó fue el Instituto Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, en 1994. A día de hoy, los edificios fotovoltaicos significan un 42% del total de la energía consumida en Europa. La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centro comerciales, naves industriales...) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera el aumento de instalaciones integradas en tejas y otros materiales de construcción. **Estos sistemas fotovoltaicos son de pequeño a mediano tamaño, lo que supone una potencia de 5 kW a 200 kW**, aunque a veces se supere este valor y se llegue al orden de los MW.

Otros sistemas pueden reemplazar a los componentes de las fachadas. Las fachadas fotovoltaicas son elementos muy fiables y aportan un diseño moderno e innovador al edificio mientras producen electricidad, como se aprecia en la figura 1.2.

Figura 1.2: Edificio con fachada fotovoltaica



Fuente: [www.saecsaenergiasolar.com](http://www.saecsaenergiasolar.com)

### 1.1.2.2 Huertos o centrales eléctricas fotovoltaicas

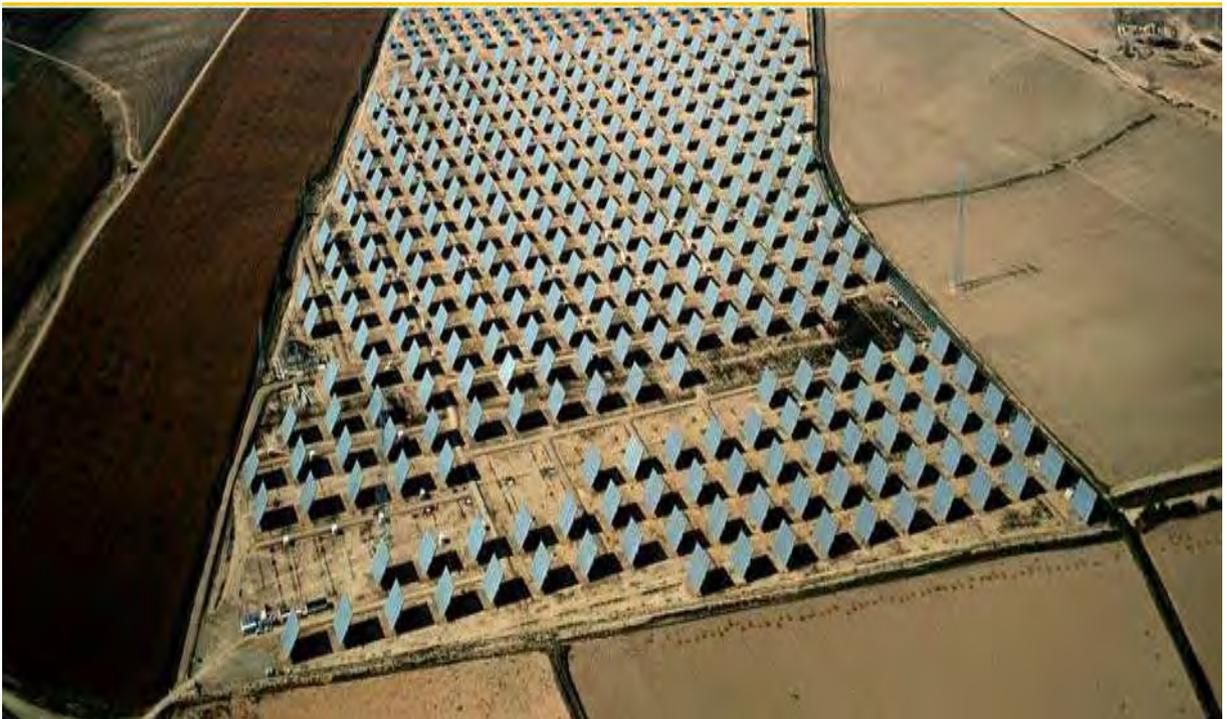
Los huertos fotovoltaicos son agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas individuales, pertenecientes a distintos titulares, situados en un terreno o parcela que reúne unas condiciones óptimas para producir energía fotovoltaica (ver figura 1.3).

Los huertos fotovoltaicos ofrecen varias ventajas como:

- El incremento de la rentabilidad del proyecto al abaratar costes en infraestructura, mantenimiento, limpieza, vigilancia y gestión administrativa.
- Los generadores fotovoltaicos se pueden adquirir a precios inferiores debido al volumen de unidades de compra.
- Los pocos efectos medioambientales negativos se concentran en zonas con escaso valor medioambiental.
- Se generan nuevos puestos de trabajo alrededor de las zonas de instalación.
- Permite la inversión en instalaciones fotovoltaicas de cualquier persona, aún sin disponer de un terreno propio adecuado.

Los elementos comunes en un huerto son los paneles fotovoltaicos, que pueden ser fijos o con rotores giratorios para seguir el movimiento del sol, lo cual permite un aumento en la capacidad de captación de la radiación. La mayoría de los fabricantes de paneles solares garantizan un 80% de producción de energía durante los primeros 25 años de vida. La electricidad generada por los paneles fotovoltaicos es corriente continua y debe convertirse en corriente alterna, para su vertido a la red, mediante el empleo de un inversor.

Figura 1.3: Huerto solar fotovoltaico



Fuente: Parques solares de Navarra - España

En cuanto a la rentabilidad económica que ofrecen los huertos solares, debe tenerse en cuenta que ésta dependerá de la cantidad de kWh inyectados a la red, concepto relacionado directamente con la radiación solar que recibe y recoge la instalación, en un determinado lugar. Por lo general, la rentabilidad aproximada oscila entre el 10 y el 12% anual, y está garantizada porque la fuente de energía, el Sol, es inagotable. El gobierno peruano a través de los siguientes decretos ha creado un marco legal de energías renovables:

- El decreto legislativo 1002 (02 de mayo de 2008): Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
- El decreto supremo 012 – 2011 (Marzo 2011): Reglamento de generación de electricidad con energías renovables.

Con lo dispuesto por el marco normativo de la promoción de recursos energéticos renovables (RER), el Perú ha optado por subastar la energía requerida en MWh/año (tecnologías biomasa, eólica, solar, geotérmica y mareomotriz) más un adicional de pequeñas hidroeléctricas (menores a 20MW). Estas subastas serán convocadas con una periodicidad no menor a 2 años.

### **1.1.3. Formas de conectarse a la red**

Tanto los sistemas fotovoltaicos en edificios como en los huertos, logran que la electricidad generada se consuma en el lugar de producción; sin embargo, financiera y administrativamente, podemos diferenciar dos formas de conectarse a la red:

#### **1.1.3.1. Tarifa fotovoltaica.**

En los países donde la legislación obliga a las compañías eléctricas a aceptar la generación que conecta a sus redes y existe una tarifa para recompensar el kWh de origen fotovoltaico, el sistema se suele conectar directamente a la red eléctrica, de modo que se inyecta el 100% de la energía producida.

#### **1.1.3.2. Facturación neta.**

Esta forma de conexión utiliza la electricidad fotovoltaica para consumo propio y los excedentes se inyectan a la red. El sistema fotovoltaico se conecta cerca del contador, en el lado del consumidor, reduciendo la necesidad de comprar electricidad, con ello disminuye la factura de la compañía eléctrica, ya que solo suministra la energía que no aportan los paneles. Cuando se produce un excedente, éste se vierte a la red y se puede recibir la tarifa fotovoltaica correspondiente, si lo contempla la regulación.

Llevando a cabo una comparación entre ambos casos, se concluye que la tarifa fotovoltaica, es mucho más eficaz para promover la fuente renovable, exige la emisión de una factura y deben llevarse una contabilidad y los trámites de una actividad económica, con la

independencia del tamaño de la instalación. En la facturación neta se obtiene un ahorro de consumo que no conlleva ninguna carga burocrática.

El sistema en estudio proviene de una fuente considerada inagotable y cuyo uso produce un mínimo impacto ambiental, es decir, que la generación de CO<sub>2</sub> es prácticamente nula.

En el año 1992 la Organización de las Naciones Unidas advirtió que la actividad humana está afectando la temperatura del planeta, debido al incremento en la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera (dióxido de carbono, metano y óxido nitroso).

Estos gases se producen naturalmente y son fundamentales para la vida; pues impiden que parte del calor solar regrese al espacio. Pero cuando su volumen aumenta considerablemente, provoca temperaturas artificialmente elevadas que modifican el clima. En un esfuerzo por frenar este problema, se estableció la convención marco de las Naciones Unidas para el cambio climático (UNFCCC), de la cual el Perú es miembro y posteriormente se suscribió el Protocolo de Kyoto, por medio del cual los países desarrollados y economías en transición se comprometieron a reducir las emisiones de GEI en un promedio de 5.2% con respecto a 1990, entre los años 2008 – 2012 (Periodo de compromiso).

La reducción de emisión de gases se cuantifica con los llamados “Bonos de Carbono”, que son muy bien pagados en un mercado que tiene como compradores a los países más desarrollados que están obligados a contar con determinada cantidad de bonos generados dentro o fuera de sus fronteras.

## **1.2 Descripción de un sistema fotovoltaico.**

### **1.2.1 Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.**

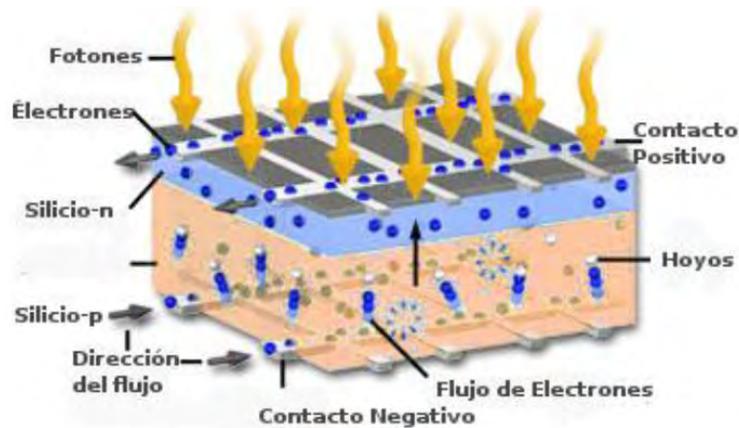
Dentro de una instalación solar fotovoltaica tenemos varios dispositivos o equipos que debemos dimensionar para que sea posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica que inyectamos a la red.

#### **1.2.1.1 Paneles solares**

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos. Cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre los bornes de una pila (ver figura 1.4).

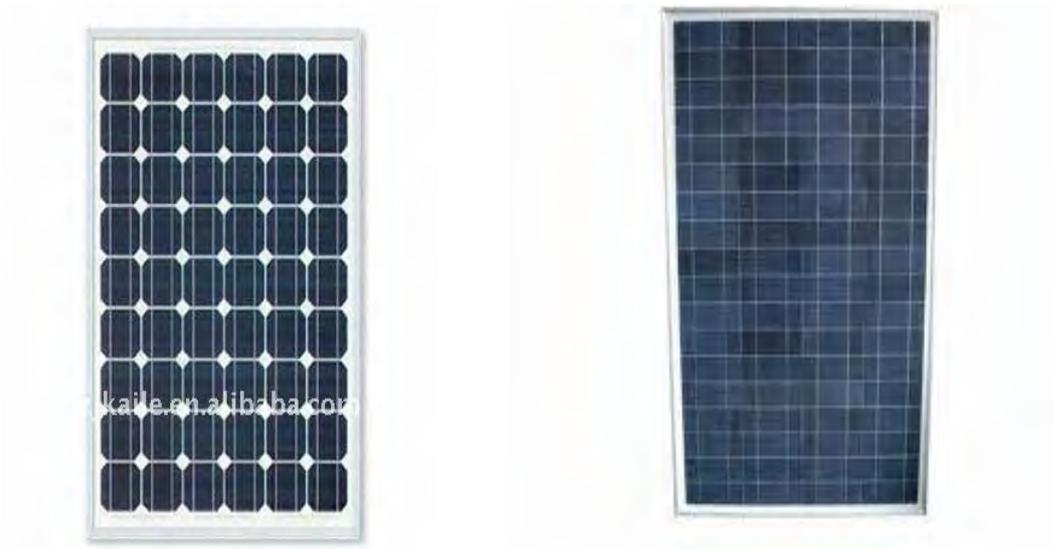
Figura 1.4: Efecto fotovoltaico.



[Fuente: Curso de especialización en energía solar fotovoltaica y térmica SENCICO - CARELEC](#)

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células son las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo este de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto coste, está empezando a utilizarse de forma masiva el silicio policristalino, mucho más barato de fabricar ya que está formado por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las células monocristalinas, en torno al 12% y 14%. Por último existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas pero aunque tienen un buen comportamiento ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior al de las células cristalinas, inferior al 10%.

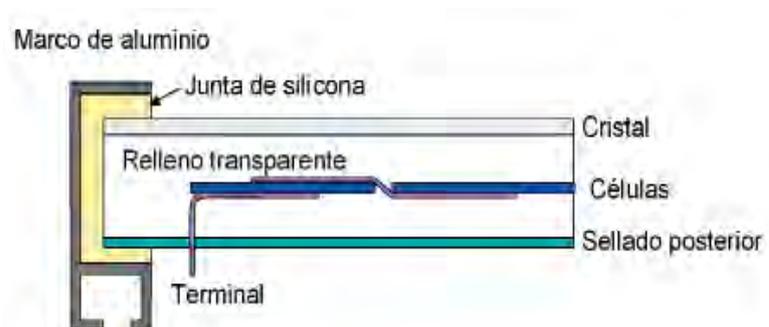
Figura 1.5: De izquierda a derecha; panel de silicio monocristalino, panel de silicio policristalino



Fuente: [www.isofoton.com](http://www.isofoton.com)

Un panel solar (figura 1.5) está constituido por varias células iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado (figura 1.6). Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian ramales de células en serie y en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.

Figura 1.6: Elementos de un panel fotovoltaico.



Fuente: [Grupo de nuevas actividades profesionales. Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación – España.](#)

A la hora de dimensionar la instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están comercialmente disponibles:

- **Punto de máxima potencia (PMP):** producto del valor de la tensión ( $V_m$ ) e intensidad ( $I_m$ ) máximas para los que la potencia entregada es máxima.

- **Factor de forma (FF):** cociente entre la potencia máxima que puede entregarse a una carga y el producto entre la tensión a circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Suelen ser habituales los valores comprendidos entre 0.7 y 0.8.

$$FF = \frac{I_m * V_m}{V_o * I_{cc}} \quad 1.1$$

- **Eficiencia de conversión energética:** cociente entre la potencia eléctrica máxima y la potencia dependiente de la irradiancia incidente ( $P_L$ ) sobre la célula.

$$\eta = \frac{P_m}{P_L} = \frac{I_m * V_m}{P_L} \quad 1.2$$

- **Temperatura:** Es importante considerar los efectos de la temperatura ya que influye en cada uno de los parámetros de la célula mencionados. A tener en cuenta, **a mayor temperatura:**

- ✓ Aumenta la intensidad de cortocircuito ( $I_{cc}$ )
- ✓ Disminuye la tensión a circuito abierto ( $V_o$ )
- ✓ Disminuye el factor de forma (FF)
- ✓ Decrece el rendimiento

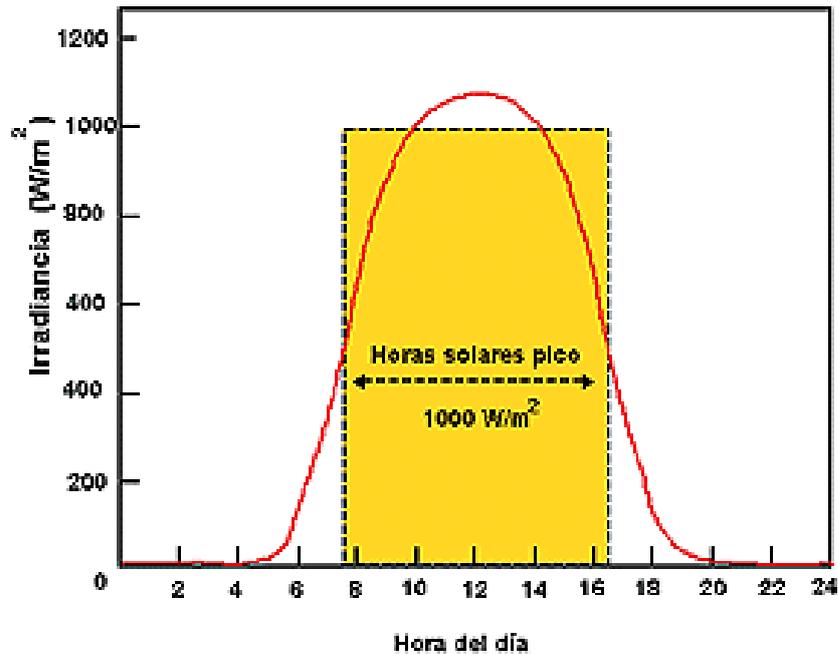
Esto se debe principalmente al calentamiento que sufren las células por su continuada exposición al sol, pudiéndose alcanzar temperaturas muy elevadas.

Por ello, este factor es determinante a la hora de diseñar los sistemas fotovoltaicos, principalmente los de concentración, contando siempre con sistemas de disipación del calor.

- **Intensidad de radiación.** La intensidad de corriente aumenta con la radiación mientras que la tensión permanece aproximadamente constante. Esto es importante ya que la radiación cambia a lo largo del día, en función de la posición del sol, por lo que es imprescindible una adecuada posición de los paneles. Encontrar la posición adecuada es el origen del seguimiento del punto de máxima potencia, del que se hablará más adelante.

La figura 1.7 muestra la variación de radiación a lo largo del tiempo, para un día típico.

Figura 1.7: Irradiancia a lo largo de un día



Fuente: [www.asades.org.ar](http://www.asades.org.ar)

Una vez determinados los parámetros fundamentales de la célula solar se podrán establecer los parámetros de un panel fotovoltaico.

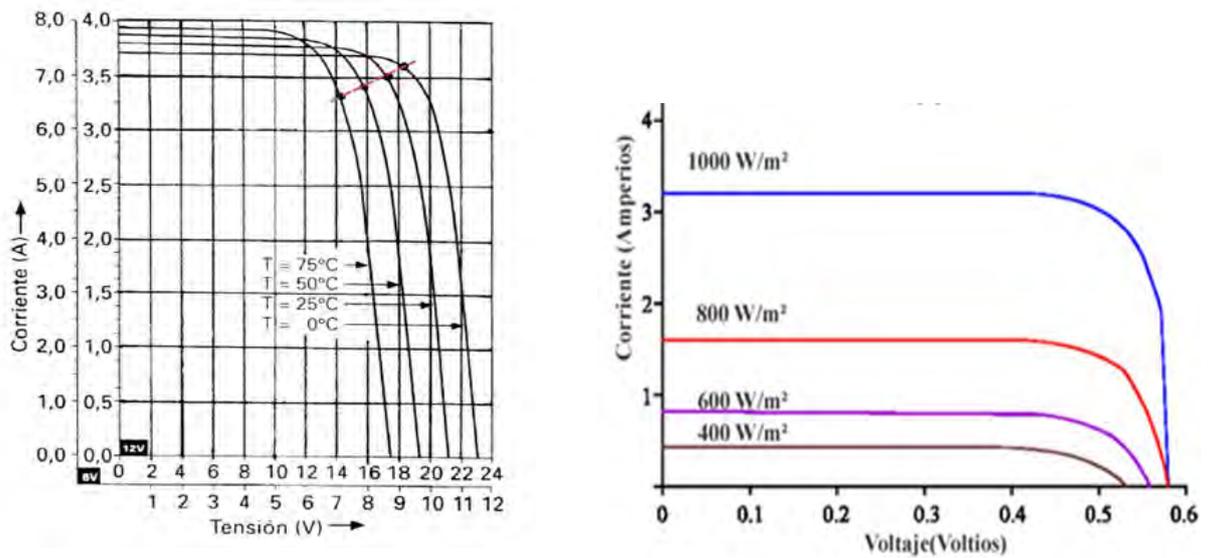
Un panel está constituido por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas de tal forma que se obtengan los valores de tensión y corriente deseados.

La asociación serie permite alcanzar el valor de tensión (V) requerido, mientras que la asociación paralelo lo consigue del valor de corriente (I).

**Es por esto que una de las características fundamentales de los paneles fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V**, también conocida como característica I-V. Tanto los valores de tensión como de corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada. Para comparar módulos, estos parámetros deberán ser homogéneos.

En la figura 1.8 se muestran las curvas I-V de un panel fotovoltaico, para distintos valores de temperatura y distintos valores de intensidad de radiación.

Figura 1.8: Curvas I-V características de un panel fotovoltaico para distintos valores de temperatura y distintos valores de intensidad de radiación.

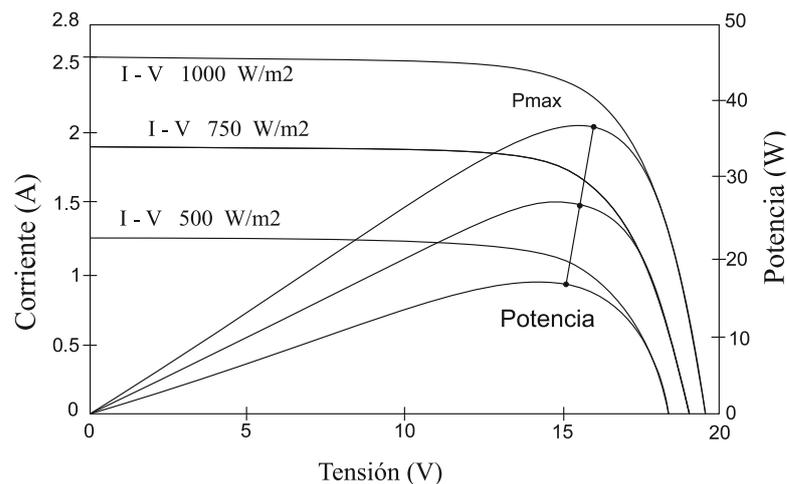


Fuente: La energía solar fotovoltaica y sus aplicaciones  
www.monografias.com

- **Tensión de circuito abierto (Voc):** al dejar los terminales del panel en circuito abierto (intensidad cero), la tensión que proporciona la radiación será máxima.
- **Corriente de cortocircuito (Icc):** al cortocircuitar los terminales del panel (tensión cero), la radiación solar proporcionara una corriente máxima. Dado que la potencia eléctrica viene definida como  $P=V*I$ , podemos distinguir:
- **Potencia pico (Pp):** potencia máxima (en vatios, W) que genera un módulo en condiciones normales de radiación. Es el producto de la tensión pico por la corriente pico.
- **Intensidad pico (Ip) y Tensión pico (Vp)** son los valores de intensidad y tensión que hacen máxima la potencia en condiciones normales.

Como se muestra en la figura 1.9, todos los parámetros de la curva I-V dan lugar a la formación del Punto de Máxima Potencia (PMP) o, Maximum Power Point (MPP).

Figura 1.9: MPPs en distintas curvas características I-V de paneles fotovoltaicos



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

La importancia de este parámetro eléctrico no reside en su valor numérico, sino en qué condiciones físicas y eléctricas deben cumplirse en todo momento para obtenerlo. Esto introduce el concepto de **Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP)** o Maximum Power Point Tracking (**MPPT**).

El seguimiento del punto de máxima potencia se realiza en dos bloques funcionales. En el bloque de generación, se realiza un seguimiento mecánico del sol, para obtener la máxima irradiancia al colocar los paneles fotovoltaicos perpendicularmente al sol. En el bloque de conversión, se realiza un MPPT electrónico llevado a cabo por los inversores, que permite entregar la máxima potencia bajo cualquier condición de carga, en todo momento.

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos. Debe tenerse en cuenta que estos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, estas condiciones son:

- Irradiancia: 1000W/m<sup>2</sup>
- A nivel del mar
- Temperatura de célula: 25°C

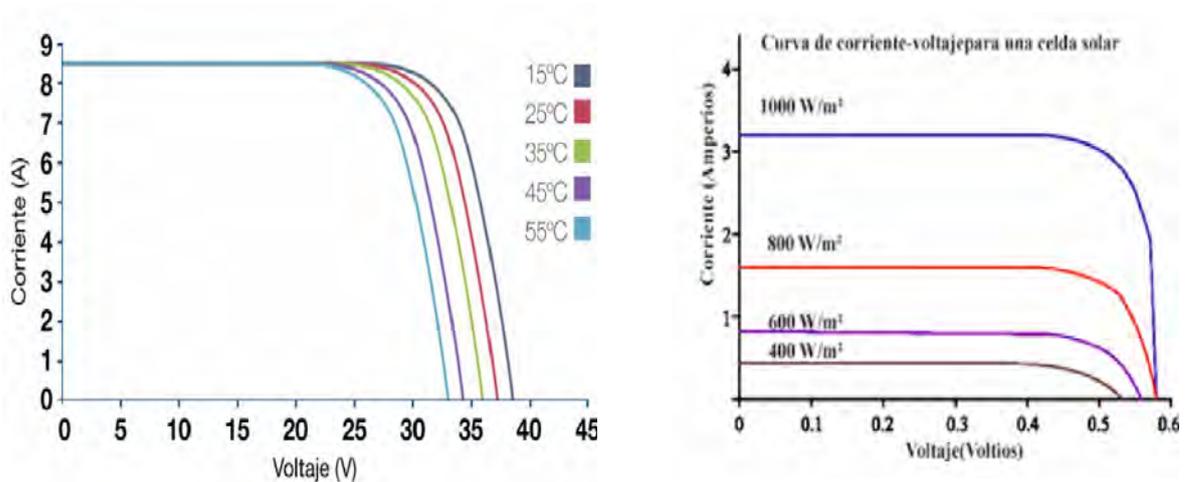
Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos

lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- **Coefficiente de temperatura VOC:** es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.
- **Coefficiente de temperatura ISC:** es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varia la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando cómo cambian la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. En la figura 1.10 se muestra como varía la curva “voltaje-corriente” para distintos valores de irradiancia y para distintos valores de temperatura.

Figura 1.10: Curvas I-V para diferentes irradiancias a 25°C y para diferentes temperaturas a una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup>. Fuente: Manual de módulos ISF-250 ISOFOTON



Fuente: <http://www.isofoton.com>

### 1.2.1.2 Inversor

En las instalaciones fotovoltaicas son los paneles fotovoltaicos los encargados de generar potencia a partir de la radiación solar captada. La potencia eléctrica generada es potencia continua, con unos valores de tensión y corrientes dependientes de la disposición de los paneles.

El inversor fotovoltaico es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial. Su función principal es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con unas características establecidas por la red: **220V de valor eficaz de tensión y una frecuencia de 60 Hz.**

Las partes fundamentales en un inversor son:

- **Control principal.** Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.
- **Etapas de potencia.** Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.
- **Control de red.** Es la interface entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.
- **Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).** Es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.
- **Protecciones.** De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.
- **Monitorización de datos.** Los inversores dispondrán de **microprocesadores** que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo).

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye.

Los principales parámetros habituales a tener en cuenta en un inversor son:

- **Tensión nominal (V).** Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.
- **Potencia nominal (VA).** Potencia que suministra el inversor de forma continuada.
- **Potencia activa (W).** Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- **Capacidad de sobrecarga.** Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- **Factor de potencia.** Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- **Eficiencia o rendimiento.** Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor.
- **Autoconsumo.** Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.
- **Armónicos.** Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.
- **Distorsión armónica.** La distorsión armónica total o THD (Total Harmonic Distortion) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.
- **Rizado de corriente.** Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA.

A continuación, se analizarán cuáles son los parámetros que caracterizan a un inversor fotovoltaico para una instalación fotovoltaica conectada a red.

#### 1.2.1.2.1 Características de los inversores para instalaciones conectadas a red

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal, según el RD 1699/2011 de la norma española, para aquellos inversores o suma de inversores cuya potencia nominal sea menor o igual a **5kW**, la conexión a red debe ser monofásica, mientras que si excede los 5kW de potencia nominal la conexión deberá ser trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a dicho valor.

La conexión trifásica puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores monofásicos.

Atendiendo a la forma de onda, los inversores en instalaciones conectadas a red deben presentar una onda senoidal pura. Esto es debido a que a la salida, la forma de onda debe ser prácticamente idéntica a la de la red eléctrica general, para permitir la conexión a la misma.

Atendiendo a la instrucción técnica complementaria para baja tensión ITC-BT-40 (<http://www.grupoprevenir.es/normativas/d/itc40.htm>) del reglamento eléctrico de baja tensión (REBT), para instalaciones en las que existe conexión a red, deben instalarse sistemas

de conmutación que impidan la conexión simultánea entre la instalación generadora y la red eléctrica (ver figura 1.11). Existen dos grupos:

- **Inversores conmutados por la red:** Tienen como principio básico un puente de tiristores. Se utilizan principalmente en automatización y son los más utilizados en grandes plantas fotovoltaicas.

Entre las ventajas de estos inversores destacan su sencillez de instalación, la fiabilidad que presentan, son más baratos que los auto conmutados, pueden trabajar con grandes potencias y sus desventajas pueden resolverse con sistemas de filtrado más sencillos.

Entre las desventajas están el nivel de corriente reactiva que presentan, lo que supone factores de potencia por debajo de la unidad, un alto nivel de distorsión armónica y presentan fallos de conmutación en caso de que se produzcan fallos de red.

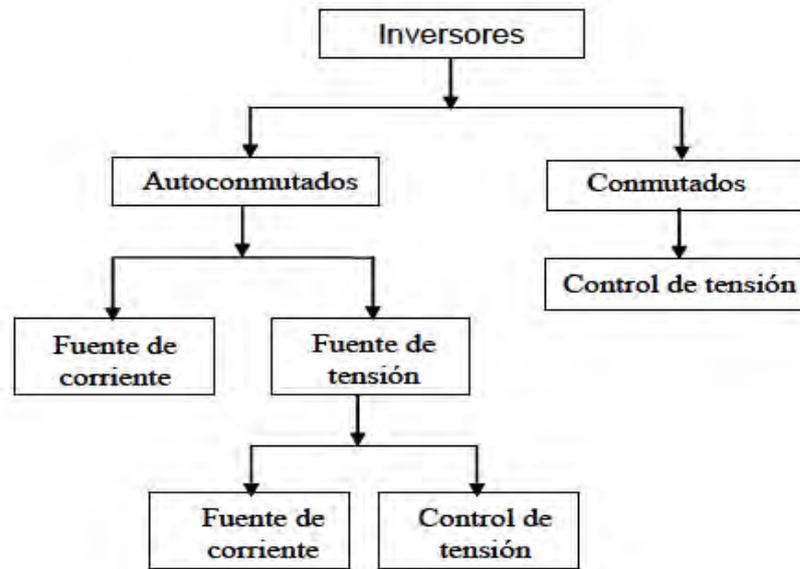
- **Inversores autoconmutados:** se basan en un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar. Tienen ventajas como su alta seguridad, ya que un cortocircuito a la salida no les afecta, la señal de salida es claramente sinusoidal, no precisa de grandes sistemas de filtrado de la señal, generan una tensión y una corriente totalmente en fase con la tensión de red y pueden compensar potencia reactiva, adelantando o retrasando la corriente respecto a la tensión de red.

Como inconvenientes están una potencia máxima menor, aunque pueden conectarse en paralelo, un rendimiento más pequeño, lo que supone mayores pérdidas, y son más caros que los anteriores.

Los inversores, además de proporcionar una frecuencia correcta, deben regular la tensión de salida, haciéndola coincidir con unos valores de trabajo determinados. Para ello, dependiendo de la potencia y el nivel de funcionamiento, se emplean convertidores CC/CC antes del inversor, sistemas que regulen las ondas senoidales mediante la modulación de ancho de pulso (PWM), o bien, utilizando un auto-transformador variable que ajuste el voltaje de salida. Todo esto es posible mediante la utilización de materiales semiconductores como:

- Mosfet: transistores de efecto de potencia,
- Transistores bipolares,
- GTO: tiristores desconectables de hasta 1K,
- IGBT: transistores bipolares de puerta aislada.

Figura 1.11: Clasificación de los Inversores



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

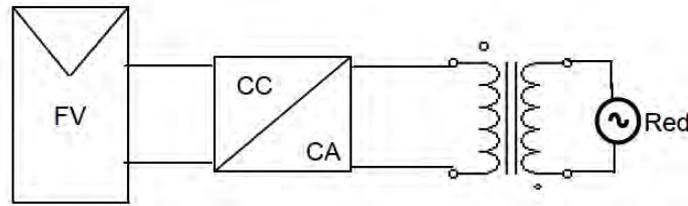
También estos inversores se pueden clasificar en función de su funcionamiento ideal, algo que nunca sucede realmente:

- **Inversores como fuente de corriente.** Este tipo de inversores tiene una fuerte dependencia de la carga para funcionar correctamente. Para funcionar dentro de los márgenes de seguridad, precisan de una carga mínima conectada permanentemente. Sin embargo, ofrecen la ventaja de soportar cortocircuitos a la salida o unas demandas puntuales muy altas para el arranque del motor, sin que el sufra daños en sus componentes.

- **Inversores como fuente de tensión.** Este tipo de inversores no depende de una carga para su funcionamiento. Precisa de protección ante cortocircuitos mediante un sistema de limitación de corriente. En cuanto a su topología interna, éstos pueden adoptar tres esquemas distintos para el aislamiento entre la parte de continua y la de alterna, denominado también aislamiento galvánico:

- **Aislamiento galvánico en baja frecuencia:**

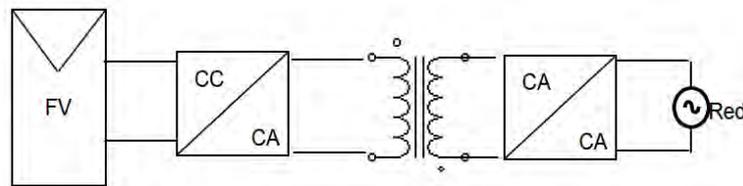
Figura 1.12: Esquema del aislamiento galvánico en baja frecuencia



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

- **Aislamiento galvánico en alta frecuencia:**

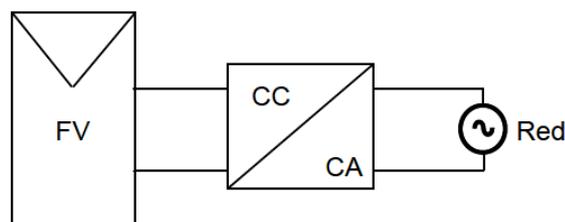
Figura 1.13: Esquema del aislamiento galvánico en alta frecuencia



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

- **Sin aislamiento galvánico:**

Figura 1.14: Esquema sin aislamiento galvánico.

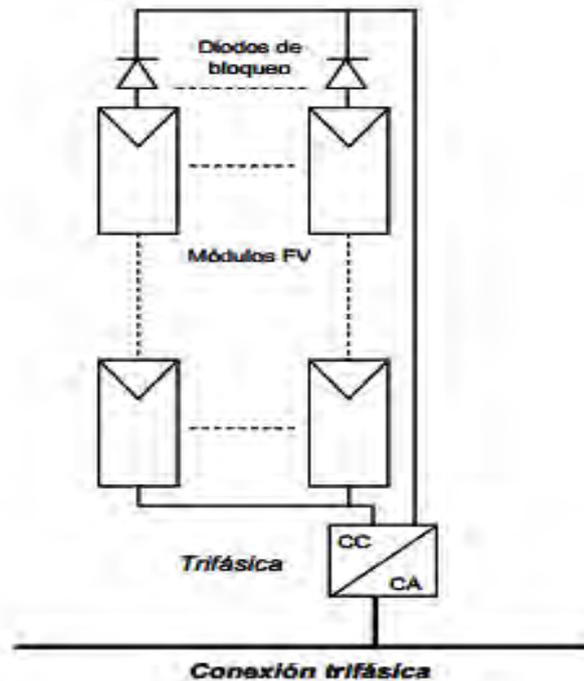


Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

Por último, según las configuraciones del sistema, los inversores de conexión a red pueden clasificarse como:

- **Inversores centrales:** la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia. (Ver figura 1.15).

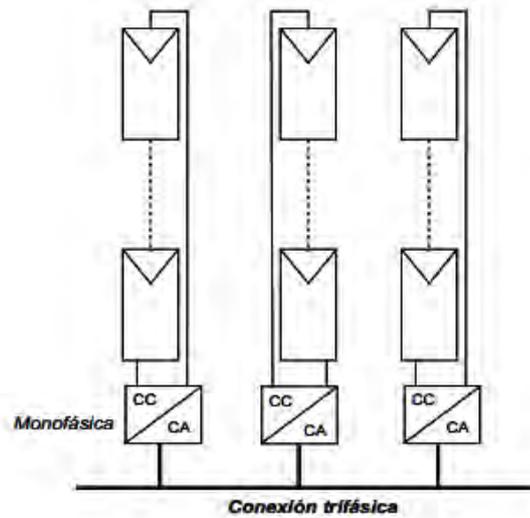
Figura 1.15: Esquema de un inversor central.



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

- **Inversores modulares:** también denominados “string inverters”, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW, y, generalmente, son monofásicos. (Ver figura 1.16).

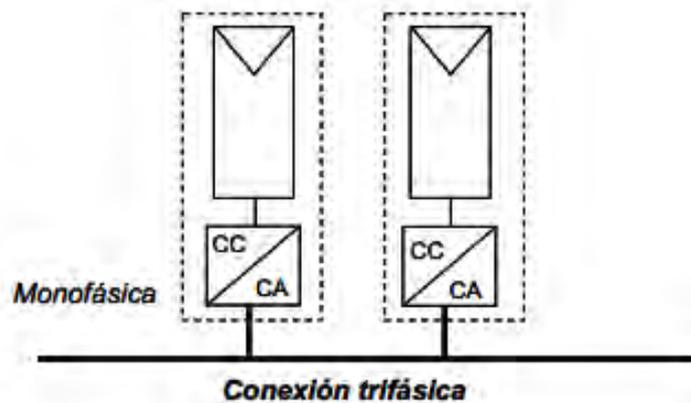
Figura 1.16: Esquema de un inversor modular.



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

- **Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos AC:** el inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV. (Ver figura 1.17).

Figura 1.17: Esquema de inversores integrados en módulos FV



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

- **Inversores multi string** Usados para potencias elevadas, esta tecnología varias ramas se conectan a un inversor CC – CA común, a través de un convertidor CC – CC específico

para cada una de las ramas. La potencia es de 3 – 10kW. Esta topología comparada con la de un inversor centralizado, tiene las siguientes ventajas:

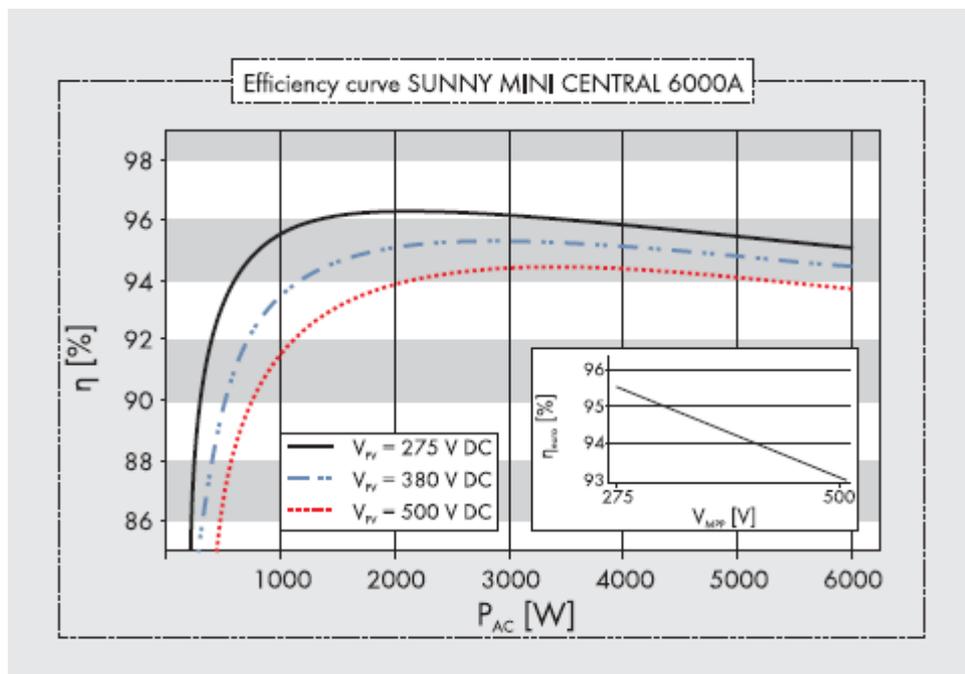
- Cada rama puede ser controlada individualmente
- Se logran mayores rendimientos
- Las ampliaciones son fáciles de conectar al generador solar ya existente.

A modo de resumen, entre las características básicas del inversor destacan su principio de funcionamiento como fuente de corriente, será auto conmutado, no funcionará en isla o modo aislado, y presentará una onda sinusoidal monofásica

### 1.2.1.2.2 Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo, como se ve en la figura 1.18. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

Figura 1.18: Rendimiento de un inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A



Fuente: [www.SMA-Iberica.com](http://www.SMA-Iberica.com)

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 95.3% y 96.1%. Éste puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en

media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.

### **1.2.1.3 Bloque de cableado**

El bloque de cableado es un bloque que puede parecer evidente pero es fundamental hacer un breve análisis del mismo.

Se compone por todos los conductores eléctricos de la instalación. La importancia del mismo reside en que su correcto dimensionamiento puede suponer una reducción importante de las pérdidas de energía en el sistema. Por ello, un concepto importante a tener en cuenta es la caída de tensión en los mismos.

La caída de tensión en los conductores se producirá tanto en los circuitos de corriente continua como en los de la parte de alterna. A pesar de que el CNE (código nacional de electrificación) no contempla las instalaciones fotovoltaicas, la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40 (Española), que se muestra en el Anexo C, para instalaciones generadoras de baja tensión indica que:

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En el Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a red del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), que se muestra en el Anexo C, se recomienda que:

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 de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior al 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

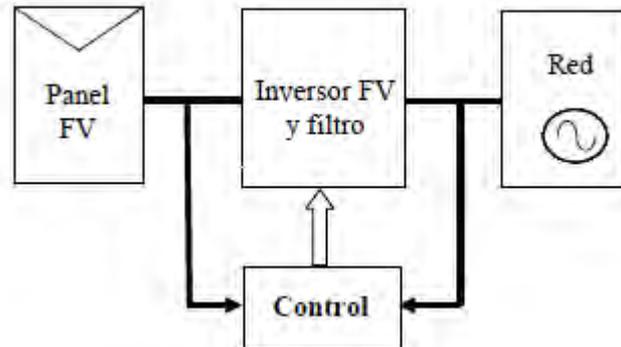
### **1.2.1.4 Bloque de control**

Cada día, este bloque cobra más importancia, ya que su aplicación permite mejorar el funcionamiento de las instalaciones, aumentar su rendimiento, reducir costes y prolongar su vida útil.

Es el bloque encargado de recoger los datos de funcionamiento de la instalación y dar las órdenes necesarias para asegurar su correcto funcionamiento. Para ello, cuenta con sistemas

de monitorización y control (ver figura 1.19), los cuales podemos dividir en dos grupos: los sistemas manuales y los computarizados.

Figura 1.19: Esquema de un inversor con bloque de control



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

#### 1.2.1.4.1 Sistemas manuales

En este tipo de sistemas los datos son suministrados por polímetros o por las luces de los distintos elementos que componen la instalación. El control lo lleva a cabo el usuario de mantenimiento, empleando interruptores o conmutadores integrados en los distintos equipos.

Algunos de esos interruptores o conmutadores se activan mediante sistemas electromecánicos, permitiendo el control y gobierno de sistemas de mediana y gran potencia, sin poner en peligro la seguridad de los usuarios.

Sin embargo, este tipo de sistemas solo se emplea en instalaciones pequeñas, donde el volumen de equipos y sistemas es bajo.

#### 1.2.1.4.2 Sistemas computarizados

Se denominan sistemas computarizados a aquellos que constan de equipos informáticos que están capturando señales del estado del sistema de forma continuada.

Este tipo de sistemas tiene las siguientes funciones básicas:

- Impartir las instrucciones de funcionamiento necesarias a todos los elementos del sistema, siguiendo un procedimiento determinado.
- Detectar desviaciones de los parámetros preestablecidos para un funcionamiento normal del sistema.

- Actuar sobre el sistema para llevarlo a sus condiciones normales de funcionamiento, en caso de detectar desviaciones.
- Presentar los datos de funcionamiento del sistema al usuario u operario de mantenimiento.
- Llevar un registro de datos históricos de funcionamiento del sistema.

En las instalaciones, se puede disponer de distintos equipos con diversos sistemas de control y monitorización, algunos de los cuales salvan distancias incómodas para el usuario, a la vez que proporcionan informaciones parciales o, en ocasiones, incompletas.

La mejora para esa recepción incompleta de información está en el uso de sistemas informáticos centralizadores del control y la información, que permiten el control y la revisión aún a grandes distancias.

Gracias a la gran flexibilidad de los programas que manejan los equipos informáticos, el bajo coste, la alta fiabilidad de los mismos y sus posibilidades de utilización, estos sistemas se están imponiendo como elementos de control prácticamente indispensables en instalaciones medianas y grandes.

Como mínimo, estos sistemas de monitorización deben proporcionar información de las siguientes variables para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de los usuarios:

- Tensión y corriente continuas del generador.
- Voltaje de salida del generador.
- Potencia CC consumida.
- Potencia CA consumida.
- Irradiación solar en el plano de los módulos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Voltaje de salida del acumulador.

También podrán incluir sistemas complementarios como los que se enumeran a continuación, principalmente en instalaciones de grandes dimensiones.

- Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)
- Sistema de detección de intruso y robo.
- Sistema de protección contra incendios.
- Sistema meteorológico.
- Sistema telemétrico de control de la instalación.

### **1.2.1.5 Bloque de carga**

El concepto carga hace referencia a todo equipo o sistema que va a hacer uso de la energía producida por nuestro sistema.

Por ello, el sistema debe diseñarse teniendo en cuenta dichas cargas y debe instalarse para suministrar energía a las mismas, de tal forma que el funcionamiento de la instalación sea óptimo y, por tanto, las pérdidas sean mínimas.

En definitiva, tenemos que conseguir una instalación económica, rentable y eficiente, y puede conseguirse modificando, ajustando y optimizando la carga.

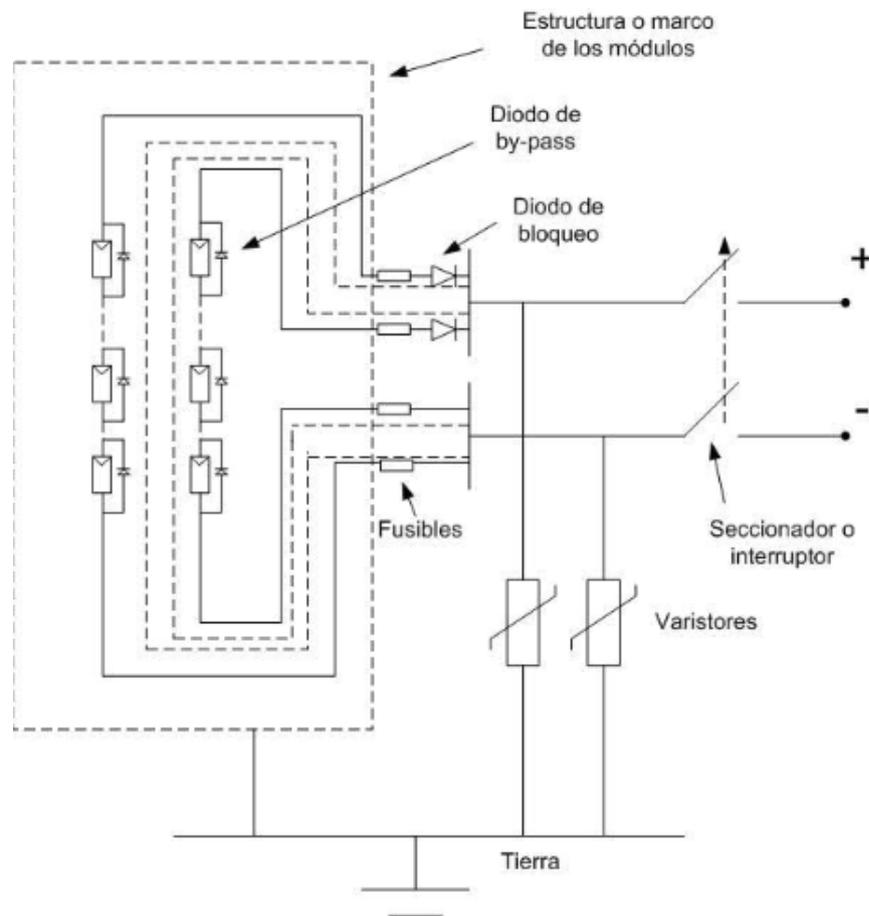
### **1.3. Estructura soporte del generador fotovoltaico**

Además de la unidad mínima, el panel solar o célula fotovoltaica, un generador fotovoltaico dispone de una amplia variedad de componentes tales como las estructuras soporte, los diodos ‘bypass’, los diodos de bloqueo, fusibles, cables, terminales, dispositivos de protección contra sobretensiones o varistores, seccionadores, interruptores y las cajas de conexión, como se ve en la figura 1.20.

La asociación de los paneles o células fotovoltaicas que conforman los módulos, puede ser tanto en serie como en paralelo. La asociación de varios módulos se denomina hilera o rama. En anti paralelo a ellas, se conectan los diodos ‘bypass’, permitiendo un camino alternativo a la corriente cuando alguna de las células que forman la hilera está parcialmente sombreada.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir pérdidas por inversión de corriente como, por ejemplo, de noche.

Figura 1.20: Estructura del generador fotovoltaico



Fuente: Apuntes master en energía solar fotovoltaica MASTER-D (ESPAÑA)

Los fusibles protegen los conductores de sobre corrientes, aunque en un diseño adecuado del generador fotovoltaico conectado a red, los conductores deberán tener la sección suficiente para soportar la máxima corriente generada o la suma de las intensidades de cortocircuito en las ramas conectadas en paralelo, sin sobrecalentarse ni presentar caídas de tensión según el reglamento eléctrico de baja tensión e instrucciones complementarias. Por este motivo, en la mayoría de ocasiones los fusibles se emplean asociados a los seccionadores que aíslan al generador fotovoltaico de los equipos conectados a él.

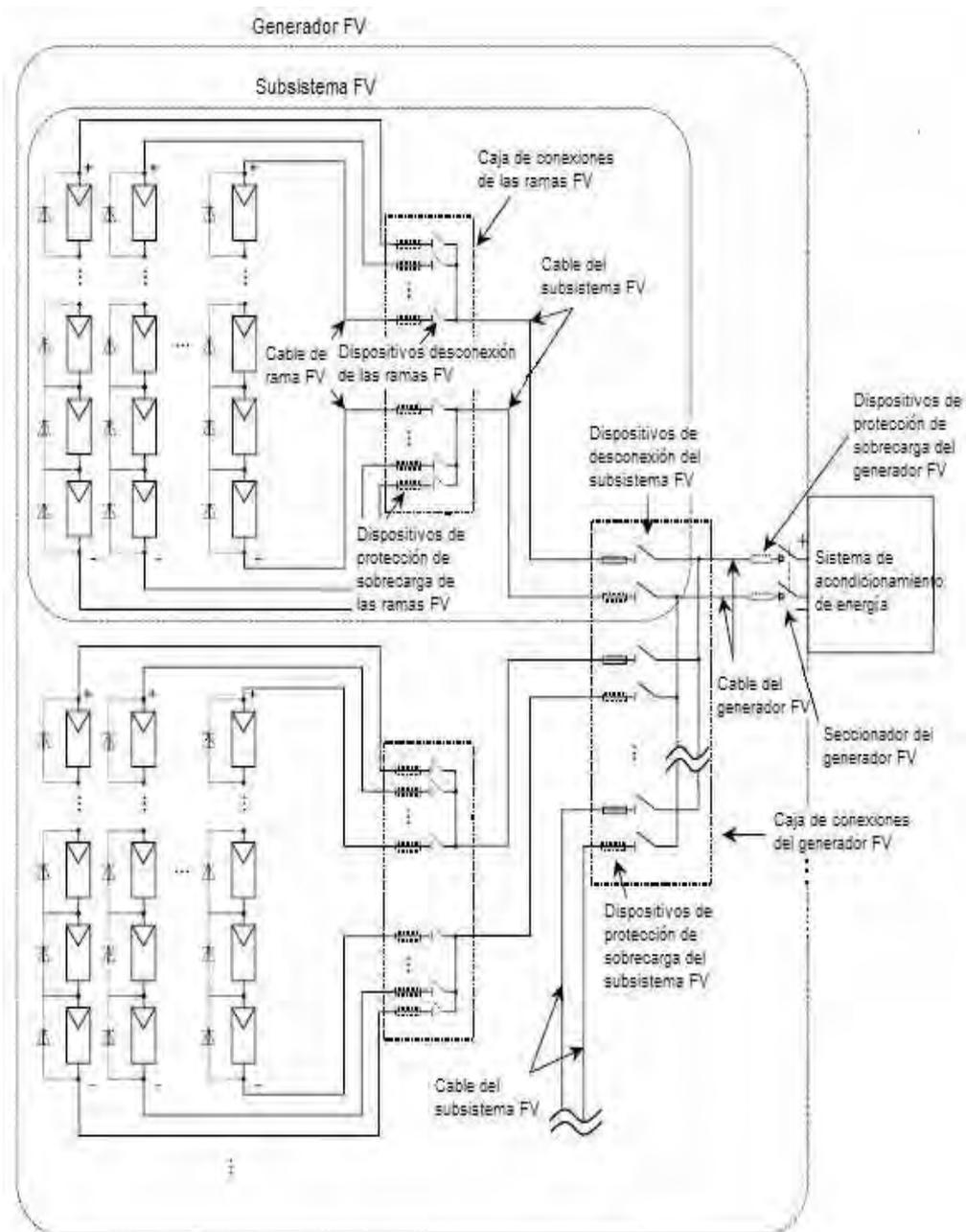
Las cajas de conexión también son de vital importancia, además de numerosas, en un generador fotovoltaico, ya que una mala conexión puede inutilizar una o varias ramas y, **en el peor de los casos, provocar un incendio.**

Otro componente importante son los varistores o dispositivos descargadores de sobretensiones atmosféricas. Se instalan entre los terminales positivos y negativos de una rama o asociación de ramas, y entre cada uno de los terminales y la tierra de toda masa metálica.

Por último, la estructura soporte del generador sirve para unir y hacer más rígida la asociación serie-paralelo de los módulos que lo componen. Debe soportar toda carga mecánica como viento, nieve, dilataciones o contracciones por cambios en la temperatura, etc.

La figura 1.21 muestra un esquema general de la estructura de un generador fotovoltaico.

Figura 1.21: Diagrama de un generador FV. Sistema dividido en dos subsistemas con múltiples ramas conectadas en paralelo.



Fuente: Apuntes master en energía solar fotovoltaica MASTER-D (ESPAÑA)

### 1.3.1 Seguimiento del punto de máxima potencia

Ya se ha visto que el generador fotovoltaico tiene unas características no lineales que quedan representadas con la curva I-V, como son la irradiación solar, la temperatura y la carga eléctrica, condiciones bajo las cuales el generador proporcionará una potencia determinada.

Idealmente, para todo momento en el que el generador esté proporcionando su punto de máxima potencia, el inversor debería operar de manera óptima. Sin embargo, existe una única carga, para cualquier condición de irradiancia y temperatura, a la que el generador entrega la máxima potencia.

Dicha carga no se puede elegir arbitrariamente, sino que es variable, por lo que se obtendrán distintos valores de tensión y corriente para cada caso. Bajo estas condiciones, el inversor se encarga de ajustar esas variaciones de carga realizando un seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) o Maximum Power Point Tracking (MPPT). Es decir, según varían esas condiciones, el sistema barre las diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, aquella que le permita operar en el MPPT.

Para ello, el inversor debe controlar la tensión de operación del generador fotovoltaico mediante algoritmos tales como perturbación y observación, conductancia incremental, capacidad, voltaje constante, voltaje corregido con la temperatura, lógica difusa, etc.

Para el caso de inversores de conexión a red, los algoritmos más habituales son los de perturbación, observación y el de conductancia incremental.

#### Algoritmo de perturbación y observación (P&O)

El algoritmo P&O de seguimiento de potencia consiste en variar el voltaje del panel, a la vez que monitoriza la potencia resultante. Si la potencia medida en la muestra actual es mayor que la potencia medida en la muestra anterior, se realiza una variación de voltaje (aumento-disminución); si la potencia medida es menor que la de la muestra anterior, la variación de potencia es opuesta (disminución-aumento).

Las muestras del voltaje del panel fotovoltaico permiten colocar un punto denominado punto de operación. Una vez alcanzado el MPP, el algoritmo hará que el punto de operación oscile en torno a él.

En la figura 1.22 del Anexo B, se muestra el diagrama de flujo con las distintas condiciones que pueden darse durante el cálculo del algoritmo P&O.

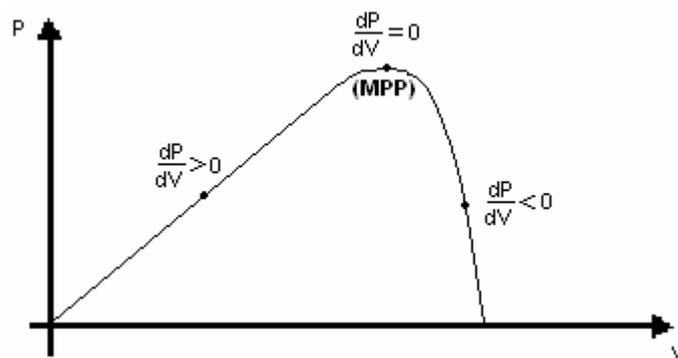
#### Algoritmo de conductancia incremental (Cond Inc)

Una vez que se alcanza en MPP, el seguidor continúa trabajando en ese punto hasta que se produce un cambio en el valor de la corriente. Este cambio es dependiente de la variación en la radiación sobre el generador fotovoltaico.

En el momento en que se incrementa la radiación, por tanto el valor de corriente, el MPP se desplaza hacia la derecha respecto a la tensión de operación del generador. Para compensar este efecto, el seguidor MPPT debe aumentar la tensión. En caso de que disminuya la radiación, el sistema operará a la inversa.

La ventaja de este algoritmo respecto al de P&O es que puede calcular en cada momento la dirección en que debe modificarse el punto de trabajo del generador fotovoltaico para aproximarlos al MPP. Esto asegura que, bajo cambios atmosféricos rápidos, no tome una dirección errónea. Esto se consigue utilizando una expresión derivada de la condición de que, en el MPP,  $dP/dV = 0$  (Figura 1.23)

Figura 1.23: Funcionamiento del algoritmo de conductancia incremental



Fuente: Tesis Doctoral “Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores. Aplicación a sistemas fotovoltaicos conectados a red” Autor: Linda Hassaine (Universidad Carlos III de Madrid).

En la figura 1.24 del Anexo B, se muestra el diagrama de flujo que facilita la comprensión del funcionamiento del algoritmo de Conductancia Incremental.

### 1.3.2 Rendimiento de una instalación fotovoltaica

El objetivo que buscamos con el estudio del rendimiento de una instalación fotovoltaica es que la diferencia entre el rendimiento de entrada y el de salida sea mínima, lo que supondría disponer de un sistema con pocas pérdidas.

Debe tenerse en cuenta que el rendimiento total del sistema fotovoltaico depende, principalmente, de otros factores de rendimiento entre los que destacan:

- el rendimiento de las células solares,

- el rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia, y
- el rendimiento del inversor.

El rendimiento de las células solares oscila entre el 14% y 15.5%, según el tipo de célula empleada, el rendimiento de los sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia oscilan entre el 93% y el 99%, y el de los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90% y el 95%.

A continuación, se estudian cada uno de los factores por separado, obteniendo como resultado final el rendimiento total de un sistema fotovoltaico.

### **Rendimiento de conversión**

Dado que estamos analizando parámetros eléctricos a la entrada del inversor, se prestará especial interés a los rendimientos proporcionados por la célula solar y por el seguidor del punto de máxima potencia.

El rendimiento de la célula solar ( $\eta_{cs}$ ), conocido también como rendimiento de la conversión energética, relaciona la potencia eléctrica que puede entregar la célula ( $P_M$ ) y la potencia de la radiación incidente sobre ella ( $P_R$ ) de la siguiente forma:

$$\eta_{cs} = \frac{P_M}{P_R} = \frac{I_M * V_M}{P_R} = \frac{FF * I_{cc} * V_{ca}}{P_R} \quad 1.3$$

$I_M$  : Es la corriente máxima.

$V_M$  : Es la tensión máxima.

$FF$  : Es el factor de forma.

$I_{cc}$  : Es la corriente de corto circuito.

$V_{ca}$  : Es la tensión a circuito abierto.

Se puede llegar a la conclusión de que un aumento, tanto en la corriente de cortocircuito como en la tensión a circuito abierto, da como resultado un mayor rendimiento de conversión de la célula solar.

### **Rendimiento del MPPT**

Otro parámetro que cobra especial interés es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, pues describe la precisión del inversor para trabajar en dicho punto, de acuerdo con las curvas características del generador.

El rendimiento energético del MPPT ( $\eta_{MPPT}$ ) se define como el cociente entre el valor instantáneo de la potencia suministrada, en un periodo de tiempo definido, y el valor instantáneo de potencia entregada en el MPP.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{DC}}{P_{MPP}} \quad 1.4$$

PDC : Es la potencia medida y adoptada por el inversor.

PMPP : Es la potencia establecida en el punto de máxima potencia (MPP).

Sin embargo, se debe tener en cuenta que el rendimiento del MPPT puede dividirse en otros dos: el rendimiento estático y dinámico.

### **Rendimiento estático**

Describe la precisión con que el inversor es capaz de trabajar en el punto de máxima potencia correspondiente a la curva característica estática del generador FV.

### **Rendimiento dinámico**

Evalúa la transición del inversor al nuevo punto de máxima potencia, teniendo en cuenta las variaciones en la intensidad de irradiación.

### **Rendimiento del inversor**

El rendimiento del inversor se define como:

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{P_{\text{SALIDA}}}{P_{\text{ENTRADA}}} \quad 1.5$$

De este rendimiento se obtiene el “rendimiento europeo”,  $\eta_{\text{Eur}}$  (válido para climas europeos). El rendimiento europeo es el factor más usado para comparar inversores de sistemas fotovoltaicos, principalmente de red, instalados a un ángulo fijo bajo condiciones climáticas generales. Es un parámetro que la mayor parte de los fabricantes de inversores incluyen en sus datos técnicos.

Sin embargo, tanto las condiciones climáticas específicas de cada localidad, como el seguimiento solar pueden influenciar en el rendimiento energético. En estos casos el rendimiento europeo se define como el calculado para un mismo inversor de referencia, para diferentes localidades y diferentes estrategias de seguimiento solar.

### **Rendimiento europeo**

El rendimiento europeo, se calcula combinando los valores de rendimiento para valores concretos de potencia de salida del inversor.

$$\eta_{\text{Eur}} = 0.03\eta_5 + 0.06\eta_{10} + 0.13\eta_{20} + 0.1\eta_{30} + 0.48\eta_{50} + 0.2\eta_{100} \quad 1.6$$

donde  $\eta_5$  representa el rendimiento a un 5% de la potencia,  $\eta_{10}$ , un rendimiento del 10% y así sucesivamente.

## Rendimiento total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico ( $\eta_{sfv}$ ) viene definido como el producto de los rendimientos de la placa fotovoltaica, los seguidores del punto de máxima potencia y el inversor, como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_{sfv} = \eta_{cs} * \eta_{MPPT} * \eta_i \quad 1.7$$

$\eta_{sfv}$  : Es el rendimiento del sistema fotovoltaico, o rendimiento total.

$\eta_{cs}$  : Es el rendimiento de la célula solar.

$\eta_{MPPT}$  : Es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia

$\eta_i$  : Es el rendimiento proporcionado por el inversor.

### 1.3.3 Pérdidas energéticas

Después de hablar del rendimiento parece conveniente señalar cuáles pueden ser las causas que provocan una disminución del mismo a lo largo del sistema fotovoltaico.

Como sabemos, en cualquier sistema de producción energética, la energía final es sensiblemente inferior a la generada. En nuestro caso, los factores que provocan esa disminución son los que siguen:

- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.** La potencia nominal que pueden entregar los módulos fotovoltaicos no es un valor exacto sino que trabajan en un rango de potencias. Si todos trabajan en la banda inferior, la potencia nominal no será la suficiente y, por tanto, el sistema generará una potencia inferior a la esperada.
- **Pérdidas de conexionado (o mis match).** Esto ocurre cuando se conectan módulos en serie o paralelo. En la conexión serie, se limita la corriente si alguno de esos módulos tiene una potencia nominal algo inferior al resto, ya que la corriente que genera será inferior a los demás. En paralelo, sucede algo semejante pero con los valores de tensión. En cualquier caso, estas pérdidas pueden reducirse con la utilización de los diodos “bypass”.
- **Pérdidas por polvo y suciedad.** La deposición de polvo y suciedad en la superficie de un módulo fotovoltaico disminuye la corriente y la tensión entregadas por el generador, provoca pérdidas de conexionado y pérdidas por formación de puntos calientes.
- **Pérdidas angulares y espectrales.** En caso de que la radiación solar incida sobre la superficie fotovoltaica con un ángulo diferente a  $0^\circ$ , se producen pérdidas angulares. Ocurre lo mismo si aumenta el grado de suciedad. En cuanto a las pérdidas espectrales hay que apuntar que la corriente generada es distinta en función de la longitud de onda de la radiación incidente.

- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.** Pérdidas energéticas producidas por la caída de tensión debida a la circulación de corriente por un conductor. Esto puede evitarse con la selección del conductor de material y sección adecuados.
- **Pérdidas por temperatura.** Este factor depende de la radiación, temperatura ambiente, viento, posición de los módulos, etc. Generalmente, los módulos fotovoltaicos **presentan una pérdida de potencia del 4% por el aumento de temperatura en 10°C.**
- **Pérdidas por rendimiento del inversor.** Para disminuir estas pérdidas es aconsejable elegir un inversor que presente una potencia adecuada en función de la potencia del generador fotovoltaico, así como un alto rendimiento en condiciones nominales de operación.
- **Pérdidas por rendimiento de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico.** Como se ha comentado con anterioridad, el inversor cuenta con un dispositivo electrónico de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico, para lo cual emplea unos determinados algoritmos. La curva de rendimiento de MPPT se define como el cociente entre la energía que el inversor extrae del generador FV y la que extraería en un seguimiento ideal.
- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico.** La presencia de sombras provoca una menor captación solar, lo que supone menor corriente. Puede derivar en pérdidas de conexionado.

### 1.3.4 Protecciones eléctricas

La función básica de los elementos de protección es la de reaccionar de la forma más adecuada ante la ocurrencia de un defecto, falta o fallo.

Ante los distintos tipos de defectos que pueden producirse en cualquier elemento del sistema eléctrico y los diferentes niveles de tensión (M.A.T, A.T, M.T y B.T) a los que puede encontrarse la instalación, se precisarán elementos y sistemas de protección diseñados específicamente para responder ante un tipo de falta.

Las faltas más frecuentes son los cortocircuitos, lo que supone la circulación de corrientes mucho más elevadas que las de condiciones normales del elemento o parte de red en que se produce, pero una situación anómala también puede producirse por variación de tensión o frecuencia, inversión del flujo de potencia, sobrecalentamiento, etc.

El empleo de los elementos de protección queda justificado al intentar minimizar y/o evitar las pérdidas de servicio, y los daños en personas y equipos que se producirían si ante una falta no se aísla el elemento o parte de la red en que se produce en un tiempo adecuado.

Dado que en gran parte de las ocasiones un defecto supone un aumento brusco de corriente, los cortocircuitos son los defectos que más elementos de protección tienen diseñados para detectarlos y eliminarlos en el tiempo más breve posible y con la mínima incidencia sobre las partes sanas del sistema.

Para eliminar un cortocircuito se precisan elementos de corte de sobre intensidad como fusibles o interruptores automáticos (IA), aunque también es habitual incorporar “sensores” en los interruptores automáticos dando lugar a lo que se conoce como pequeño interruptor automático (PIA) o magneto térmico que disparan por sobrecarga (elemento térmico) o por cortocircuito (elemento magnético).

En cualquier caso, el elemento encargado de detectar el defecto se denomina relé, elemento básico que ofrece diferentes tipos de protección según su actuación sobre el mecanismo de disparo y el tipo de corriente que provoca el disparo.

A continuación, se exponen los posibles defectos que pueden producirse en una instalación fotovoltaica y los aparatos de maniobra necesarios en la misma, con el objetivo de garantizar unas condiciones mínimas de seguridad y su correcto funcionamiento.

### **1.3.5 Posibles defectos en una instalación fotovoltaica**

#### **Contactos directos e indirectos**

Un contacto directo se produce cuando una persona entra en contacto con partes activas de una instalación; un contacto indirecto es el que se produce al producirse fallos de aislamiento en un circuito eléctrico, provocando que partes que normalmente no están en tensión, queden bajo tensión.

#### **Sobretensiones**

Son tensiones que superan con creces la tensión nominal, normalmente provocadas por agentes externos a la instalación tales como descargas eléctricas por rayos o la propia red eléctrica, aunque también pueden ser de origen interno. Es obligatorio un diseño de la instalación que las contemple para evitar daños en la misma, ya que dejarían a las estaciones aisladas o conectadas a red fuera de servicio con la consiguiente pérdida económica y de servicio.

Como medida principal para contrarrestar las sobretensiones atmosféricas se emplean varistores instalados en el inversor, tanto en la parte de alterna como en continua, ya que éste es un elemento crítico en la instalación y muy sensible a las sobretensiones.

#### **Sobre intensidades**

Toda instalación deberá estar protegida contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que pueden originar las corrientes de cortocircuito o las de sobrecarga, cuando éstas puedan producir averías o daños en la misma.

Las sobre intensidades deberán ser eliminadas por un dispositivo de protección que no produzca proyecciones peligrosas de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas.

Se utilizarán interruptores automáticos y fusibles con características de funcionamiento correspondientes a las exigencias de la instalación que protegen.

Además, entre los diferentes dispositivos de protección contra sobre intensidades pertenecientes a la misma instalación se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada sea la menor posible.

### **Cortocircuitos**

Producen altas corrientes que causan el calentamiento excesivo de los conductores, dilatándolos, lo cual provoca el acercamiento con tierra u otras fases. Pueden originarse por:

- Fallas entre fases: cortocircuitos producidos por aves, mala operación, arcos ocasionados por ionización del aire, etc.
- Fallas a tierra: ocasionadas por animales, mala operación, arcos, deterioro de aisladores, alta vegetación, desprendimiento de un conductor a tierra o sobre la estructura, etc.

### **Otras medidas de seguridad**

Las instalaciones fotovoltaicas estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de fallo en la red o fallos internos en la propia instalación, tal que no se perturbe el correcto funcionamiento de las redes a las que se conecta durante la explotación normal o durante el incidente. Generalmente se empleará un interruptor automático para la desconexión-conexión automática junto con un relé de enclavamiento y un interruptor general manual.

El sombreado de una célula puede provocar una tensión inversa sobre la misma, haciéndola consumir la potencia generada por las células asociadas en serie a ella, produciendo un sobrecalentamiento que puede causar la rotura de la misma. La protección mediante diodos bypass limita la tensión, y el uso de fusibles y diodos de bloqueo entre ramas conectadas en paralelo se emplean como protección adicional contra los sobrecalentamientos por polarización directa.

Todas las instalaciones fotovoltaicas con una potencia mayor de 1MW estarán dotadas de un sistema de tele desconexión y un sistema de tele medida. Para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, se dispondrá de un interruptor automático junto a un relé de enclavamiento.

Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del

interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Tampoco producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, y los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normativas de compatibilidad electromagnética.

### **1.3.6 Aparatos de maniobra**

#### **Masas y tierras**

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se altere las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones fotovoltaicas generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad (REBT) y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

#### **Fusibles**

Se denomina fusible a aquellos dispositivos constituidos por un hilo o lámina metálica o de aleación de bajo punto de fusión que se intercala en la instalación eléctrica para que, mediante efecto Joule, se funda. La fusión puede producirse por una excesiva corriente, un cortocircuito o sobrecarga, que pueden hacer peligrar la integridad de los conductores bajo riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

Los fusibles pueden ser de muy diversos tipos y tamaños dependiendo de la intensidad y voltaje de la instalación a proteger. Del mismo modo, la fusión del elemento metálico puede ser extra rápida, rápida o lenta.

Se recomienda su instalación en cada uno de los equipos a proteger, pudiendo trabajar tanto en la zona de alto, medio o bajo voltaje, presentando unas características distintas según la zona de uso, el tipo de corriente y las prestaciones del propio fusible.

El valor de la corriente permitida por la rama a la que protegen no debe superar un valor entre 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

## **Interruptores**

Para la extinción del arco eléctrico los interruptores, automáticos o no, emplearán sistemas basados en gran volumen de aceite, pequeño volumen de aceite, aire comprimido de hexafluoruro de azufre, vacío, soplado magnético, auto soplado, o cualquier otro principio que se aconseje.

Se indicarán claramente, mediante rótulos en el mecanismo de maniobra, las posiciones 'cerrado' y 'abierto'.

La maniobra de los interruptores se ejecutará de la manera que sea considerada más conveniente, ya sea mecánicamente, por resorte acumulado de energía, eléctricamente por solenoide o motor, por aire comprimido, etc. Cualquiera que sea el mecanismo adoptado para la maniobra de los interruptores automáticos, será de disparo libre. Se prohíbe la utilización de aquellos interruptores de cierre manual donde el movimiento de los contactos sea dependiente de la actuación del operador. El interruptor debe tener un poder de cierre independiente de la acción del operador.

Estarán equipados con un dispositivo de apertura local actuado manualmente. La apertura será iniciada por dispositivos eléctricos, mecánicos, neumáticos, hidráulicos o combinación de las anteriores.

Salvo en casos especiales, los interruptores automáticos que no deban funcionar con reenganche rápido, deberán satisfacer con su pleno poder de corte uno de los ciclos determinados en el MIE-RAT 06. En cualquier caso, al final del ciclo el interruptor será capaz de soportar permanentemente el paso de la intensidad nominal de servicio.

## **Interruptores magnetotérmicos**

Es el interruptor más utilizado en las instalaciones eléctricas. Se trata de un dispositivo electromecánico que se coloca con el fin de proteger la instalación ante intensidades excesivas. Su funcionamiento se basa en efectos producidos por la circulación de la corriente eléctrica: el magnético y el térmico.

El valor de la corriente que deben permitir circular por la rama que protegen, no puede ser superior a 1,1 y 1,5 veces la corriente máxima.

## **Interruptores diferenciales**

Este interruptor es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones con el fin de protegerlas y proteger a las personas de desviaciones de corriente causadas por fallos de aislamiento entre conductores activos y masas de los aparatos.

Consta de dos bobinas colocadas en serie con los dos conductores de alimentación de corriente, lo que provoca campos magnéticos opuestos, y un núcleo o armadura que acciona unos contactos a través de un dispositivo mecánico.

Cuando entre las corrientes circulantes en cada una de las bobinas existe una diferencia que provoca que parte de la corriente se derive a tierra, se produce un campo magnético que atrae el núcleo metálico, provocando la apertura de los contactos e interrumpiendo el paso de corriente hacia la carga. Una vez subsanada la avería, el interruptor debe reactivarse manualmente para permitir, de nuevo, la circulación de corriente.

Generalmente, los interruptores diferenciales se sitúan en la zona de trabajo de corriente alterna y con voltajes superiores a los 48 voltios.

### **Descargadores de sobretensión o varistores**

Una de las causas más frecuentes de avería en las instalaciones son las descargas eléctricas de origen atmosférico, las tormentas. Ante este tipo de avería los descargadores de tensión o varistores son los dispositivos básicos.

La puesta a tierra de los descargadores de sobretensión se conectará a la puesta a tierra del aparato o aparatos que protejan. Deben procurarse conexiones con un recorrido mínimo y sin cambios bruscos de dirección ya que debe ser eficaz y muy rápido en la respuesta, debido a la rapidez de propagación de las descargas a través de los conductores.

La resistencia de puesta a tierra asegurará en todo momento que las tensiones a tierra, correspondientes a las corrientes de descarga previstas, no superen valores que puedan originar tensiones de retorno o tengan un carácter peligroso para otras instalaciones o aparatos puestos a tierra. El voltaje que deben permitir en el conductor respecto a tierra no debe ser superior a un valor entre 1,1 y 1,5 veces la tensión máxima.

Los conductores empleados para la puesta a tierra de este elemento de protección no serán de acero, ni estarán cubiertos por cintas o tubos de protección de material magnético.

### **Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra.**

Serán del modelo y tipo adecuados a su función, instalación y a la tensión y corriente de servicio.

Tanto los seccionadores como sus accionamientos estarán dispuestos de tal manera que no maniobren intempestivamente por efectos de la presión o la tracción ejercida con la mano sobre el varillaje, por la presión del viento, por la fuerza de la gravedad o los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito.

Los seccionadores equipados con servomecanismos de mando evitarán maniobras intempestivas por avería en los elementos de dicho mando, en sus circuitos de alimentación o por falta de la energía utilizada para realizar el accionamiento.

Los seccionadores equipados con cuchillas de puesta a tierra estarán dotados de un enclavamiento seguro entre las cuchillas principales y las de puesta a tierra.

Los aisladores de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra se dispondrán de tal manera que no circule ninguna corriente de fuga peligrosa entre los bornes de un lado y cualquiera de los bornes del otro lado del seccionador. Esto será satisfecho siempre que sea previsto que toda corriente de fuga se dirija a tierra mediante una conexión de tierra segura, o cuando el aislamiento utilizado esté protegido contra la polución en servicio.

La intensidad nominal mínima de los seccionadores será de 200 amperios.

#### **1.4. Estructura soporte**

Los módulos fotovoltaicos se deben colocar sobre una estructura soporte, que deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación). En los países de Europa tienen que seguir las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), que como ya se ha dicho, se puede ver en el Anexo C.

Se puede tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil. Las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación. Esta inclinación y orientación suelen ser impuestas por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas “huertas solares” donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

Esta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

## Capítulo 2

### Memoria del proyecto

En este capítulo se explicará en que consiste el proyecto a realizar, detallando el emplazamiento, descripción de la instalación, los cálculos necesarios y las decisiones tomadas en base a dichos cálculos

El proyecto consistirá en la interconexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica convencional, en el Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura.

La instalación se realizará sobre la azotea plana del Centro Materno Infantil, tal como se aprecia en las fotografías del Anexo A.

Sus coordenadas son:

Latitud: 5° 10' 16.50"      Altitud: 80° 38' 13.66"      Altura: 43 msnm

La zona que se ha elegido para la instalación de nuestro generador fotovoltaico es la que corresponde a las figuras A3, A4 y A5, del Anexo A, porque es la zona que más despejada está, es la que brinda mayor facilidad, comodidad para la instalación y para el mantenimiento del generador fotovoltaico.

El área elegida tiene las siguientes dimensiones: 14.00m de ancho y 7m de largo, lo que proporciona una superficie de 98m<sup>2</sup>

De las imágenes podemos observar que la azotea plana del Centro Materno Infantil está totalmente orientada hacia el Norte geográfico. Lo que resulta una ventaja en la instalación de los paneles solares, porque estos tienen que estar orientados al norte y así aprovechar la máxima radiación solar posible.

El generador fotovoltaico estará formado por 24 paneles monocristalinos de marca ISOFOTON modelo ISF 250, con una potencia máxima de 6kW y se situarán sobre soportes metálicos fijos.

La instalación eléctrica del proyecto se ha dividido en cuatro circuitos diferentes, de conductores de sección distinta desde los paneles solares hasta el punto de conexión a la red de baja tensión.

Los paneles se dispondrán en 2 ramales conectados en paralelo formados por 12 paneles conectados en serie cada uno. Cada ramal se unirá en una caja de conexión de grupo y los conductores que salgan de estas llegarán a una caja de conexión del generador fotovoltaico, de esta saldrá otro conductor que llegará al inversor.

Se aconseja que el inversor encargado de la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico a corriente alterna que se inyectará posteriormente a la red tenga de una potencia 20 ó 30% inferior a la instalada en el campo fotovoltaico. Y esto es debido a los siguientes motivos:

- a. La potencia máxima del campo generador sólo se consigue en momentos puntuales, donde el inversor trabaja con potencias inferiores al 70% de su potencia nominal. Disminuyendo en un 20 ó 30% la potencia nominal del inversor, su trabajo se adaptará mejor a la potencia real de funcionamiento de la instalación fotovoltaica.
- b. La potencia pico que garantiza el fabricante de los paneles fotovoltaicos y por ende del generador fotovoltaico, se obtiene a una temperatura de célula de 25°C y una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>. Esta situación es poco probable en la realidad ya que con irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, que correspondería al valor medio, al medio día de un día claro de verano la temperatura ambiente exterior debe estar entre -10°C y 0°C. lo cual es imposible. Por lo tanto, como los paneles NO trabajan en condiciones estándar de medida, sino que sus condiciones de funcionamiento dependen de su ubicación y de las condiciones climatológicas, la potencia de salida del generador fotovoltaico es inferior a la potencia pico proporcionada por el fabricante.
- c. Existen pérdidas por desajuste de los módulos en las series (ejemplo: la posible presencia de sombras en el campo generador, las caídas de tensión en los conductores y otros factores que reducen la potencia máxima a la entrada del inversor.

Con todo lo dicho, el inversor se situará en el interior del cuarto de control eléctrico ubicado en el pasillo posterior de la segunda planta del Centro Materno Infantil. Se ha buscado el inversor más eficiente que cumpliera con los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares. El inversor elegido es de marca SUNNY modelo SUNNY MINI CENTRAL 4600 A, cuya potencia máxima de salida en el lado de CA es 5kW.

Para la protección tanto de los equipos de la instalación como de las personas responsables de su mantenimiento y operación, hemos buscado una reglamentación vigente en la que apoyarnos en la elección de estos equipos de protección y es la siguiente: artículo 11 del R.D. 1663/2000 con la colocación de un interruptor diferencial, un interruptor general manual en la

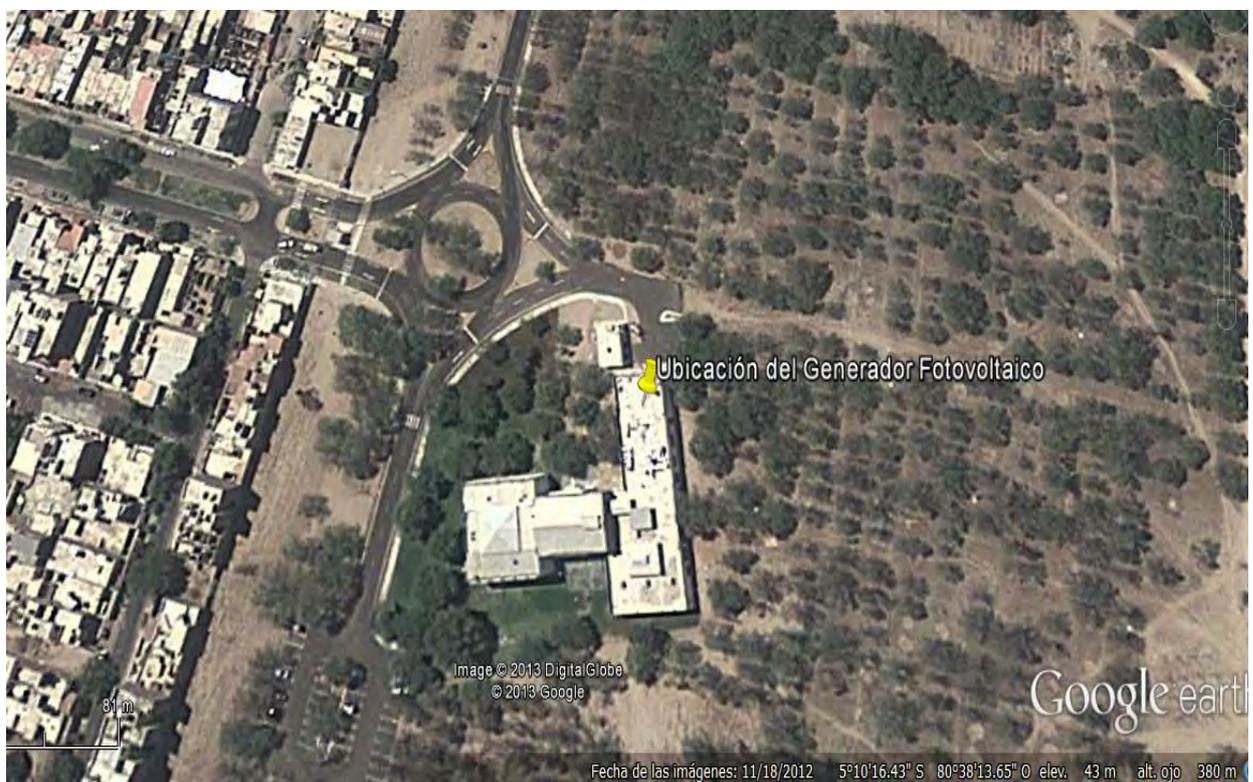
conexión a la red de baja tensión, el requisito de conexión de la empresa distribuidora ENOSA es la conexión de un fusible y además se cumplan las normas generales para la protección de instalaciones eléctricas que aparecen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión con la colocación de fusibles, interruptores – seccionadores, varistores en los diferentes tramos de la instalación solar.

Por último se solicitará la autorización de conexión por parte de ENOSA para la conexión de la planta solar fotovoltaica a la red de baja tensión e inyectar la potencia generada por la misma a dicha red.

## 2.1 Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación solar fotovoltaica a proyectar será dentro de la Universidad de Piura, en el Centro Materno Infantil ubicado en la prolongación de la Av. Las Palmeras, Urb. Santa María del Pinar de la ciudad de Piura, como se ve en la figura 2.1.

Figura 2.1: Ubicación del Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura



Fuente: Google Maps

Figura 2.2: Ubicación de la instalación del generador fotovoltaico.



Fuente: Google Maps

La instalación se realizará en la azotea plana del Centro Materno Infantil (figura 2.2) y sus coordenadas son:

Latitud:  $05^{\circ} 10' 16.50''$

Longitud:  $80^{\circ} 38' 13.66''$

Altura: 43 msnm.

## 2.2 Descripción general de la instalación

La instalación solar fotovoltaica proyectada, se ubicará en la parte plana de la azotea del Centro Materno Infantil de la Universidad de Piura. El generador fotovoltaico estará formado por 24 paneles MONOCRISTALINOS marca ISOFOTON modelo ISF-250, y su potencia máxima total será de 6000W.

Los módulos fotovoltaicos se situarán sobre soportes metálicos fijos pero se les proporcionará la capacidad de regular su inclinación manualmente por los operarios encargados del mantenimiento de la instalación entre dos posiciones diferentes dependiendo de la época del año en la que esté funcionando el generador.

La instalación eléctrica del proyecto será una sola que irá desde los paneles solares hasta el punto de conexión a la red de baja tensión.

El generador fotovoltaico estará formado por dos ramales conectados en paralelo y cada ramal tendrá 12 paneles conectados en serie. Al final de cada ramal se colocarán fusibles y diodos de bloqueo a modo de protección y a continuación los dos ramales se unirán en la caja de conexión del generador fotovoltaico de donde saldrán los conductores al inversor. El inversor encargado de la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico a corriente alterna que se inyectará posteriormente a la red se situará en el cuarto de control eléctrico de la segunda planta del Centro Materno Infantil, se ha buscado que el inversor sea el más eficiente y que cumpla con la reglamentación y los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares, como el rango de tensiones de entrada al inversor, la tensión máxima de entrada, la corriente máxima, etc. eligiendo el inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A.

Para la protección tanto de los equipos de la instalación como de las personas responsables de su mantenimiento y operación, se debe seguir el reglamento eléctrico de baja tensión vigente con la colocación de un interruptor diferencial y un interruptor general manual en la conexión a la red de baja tensión, se deben seguir también los requisitos de conexión de la empresa distribuidora de la zona ENOSA, por ejemplo: la colocación de fusibles a la entrada de la red. Además se deben seguir también las normas generales para la protección de instalaciones eléctricas que aparecen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Por ejemplo: la colocación de fusibles, interruptores-seccionadores, varistores, etc. en los diferentes tramos de la instalación solar.

Por último, se solicitará la autorización de conexión por parte de ENOSA para la conexión de la planta solar fotovoltaica a la red de baja tensión e inyectar la potencia generada por la misma a dicha red. Esta conexión a la red se realizará a través del centro de transformación existente en el centro materno infantil de la Universidad de Piura.

## **2.3 Elección de los paneles fotovoltaicos**

Los paneles solares serán un total de 24 unidades, de marca ISOFOTON, monocristalinos modelo ISF 250. Las características del panel se muestran en la figura 2.3 del Anexo B.

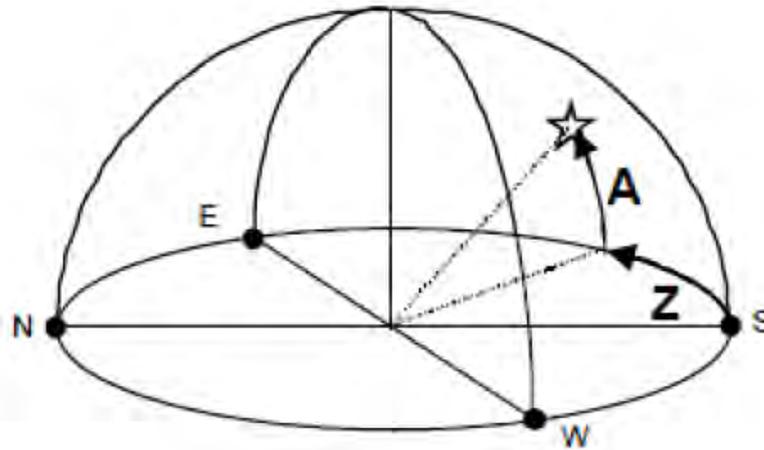
### **2.3.1 Orientación de los paneles**

A la hora de diseñar este tipo de instalaciones solares, es muy importante decidir la orientación de los paneles ya que interesará que los paneles capturen la mayor cantidad de radiación solar posible. Esta orientación puede ser impuesta por el emplazamiento donde vamos a instalar los paneles, como es el caso de tejados con una cierta orientación, o libre si la ubicación lo permite, como extensiones de terreno llanas.

Según el Instituto para la diversificación y ahorro de energía (IDAE) de España, la orientación se define por el ángulo llamado azimut ( $Z$ ), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar, como se ve

en la figura 2.4. Los valores típicos son  $0^\circ$  para los módulos al norte,  $180^\circ$  para módulos al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.

Figuras 2.4: Representación del ángulo azimut (Z) y altura solar (A)



Fuente: XVIII Simposio peruano de energía solar y del ambiente, Lima 14-19/11/2011  
[www.perusolar.org](http://www.perusolar.org).

### 2.3.2 Inclinación de los paneles

El montaje de los módulos solares es una de las operaciones más importantes en una instalación de energía solar. El cálculo del ángulo de inclinación de los paneles solares optimiza el rendimiento de la instalación, está en función de la latitud del lugar y de la aplicación que se piensa dar a la energía solar, es preciso materializarlo mediante un sistema de anclaje y soportes adecuados.

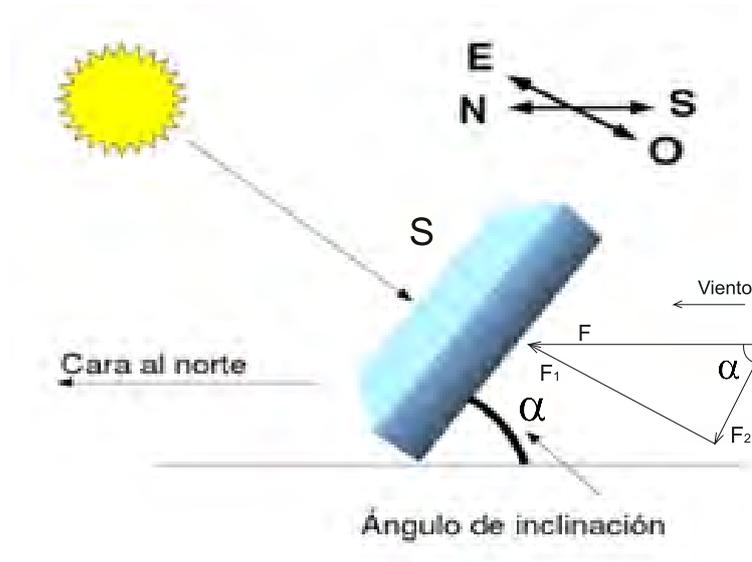
Si deseamos calcular con precisión la fuerza que puede actuar sobre cada uno de los módulos solares, habrá que acudir a la ecuación 2.1:

$$F = P \cdot S \cdot \text{Sen} \alpha \quad 2.1$$

Donde:

- P = Presión frontal del viento sobre el panel (perpendicular a la superficie)
- S = Superficie del panel
- $\alpha$  = Angulo de inclinación del panel con la horizontal (Figura 2.5)

Figura 2.5: Ángulo de inclinación de un panel solar



Fuente: Apuntes master en energía solar fotovoltaica MASTER-D (ESPAÑA)

Los paneles solares se instalarán de forma que a lo largo del periodo anual de utilización aprovechen al máximo la radiación solar disponible y para el hemisferio sur su orientación será siempre hacia el norte geográfico, como se ve en la figura 2.5.

La inclinación “ $\alpha$ ” de un generador fotovoltaico conectado a red se calcula mediante la fórmula 2.2:

$$\alpha_{opt} = 3.7 + 0.69 * \text{Latitud del lugar} \quad 2.2$$

Un punto importante a tener en cuenta en la instalación de los paneles solares, es el porcentaje de sombra por el cual el panel dejará de ser útil, es entorno al 20% de su superficie. Por encima de este dejará de funcionar, en todo caso se buscará que la superficie sombreada del panel no sea superior al 5% en los días más desfavorables.

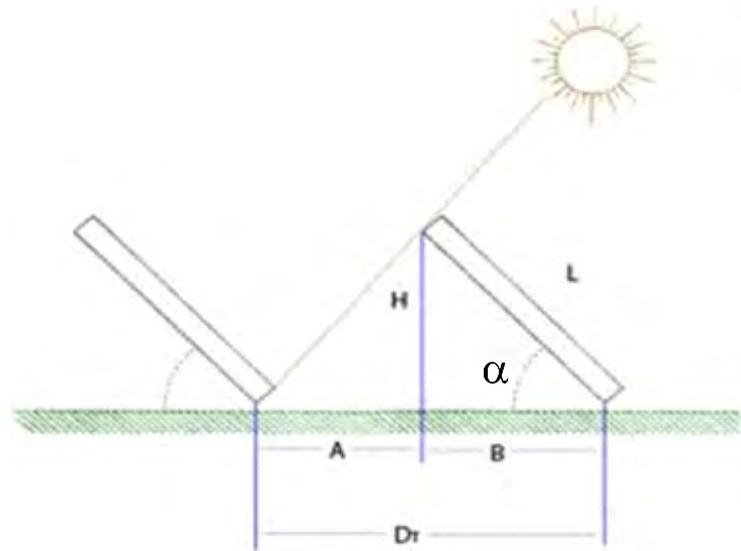
Latitud:  $05^{\circ} 10' 16.5''$

Angulo de inclinación del panel:  **$\alpha_{opt} = 7.27^{\circ}$**

### 2.3.3 Distancia mínima entre filas de paneles

La distancia mínima de separación entre filas de paneles (figura 2.6), depende del ángulo de inclinación de estos, así que cuanto más inclinado esté el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas. La distancia mínima se calcula con la fórmula 2.4

Figura 2.6: Distancia mínima entre filas de paneles



Fuente: Apuntes master en energía solar fotovoltaica MASTER-D (ESPAÑA)

$$H = (90^\circ - \text{Latitud del lugar}) - 23.5^\circ \quad 2.3$$

$$D_{\min} = L * (\text{Cos}\alpha + \text{Sen}\alpha/\text{Tg}H) \quad 2.4$$

A fin de evitar que las sombras afecten los módulos solares, es aconsejable, si tenemos espacio aumentar al menos en un 20% la distancia mínima.

Reemplazando valores la distancia mínima es:  **$D_{\min} = 1.90 \text{ m}$**

### 2.3.4 Cálculo del número de paneles

En este punto especificaremos cuantos paneles solares serán utilizados en la instalación y como se conectarán entre sí teniendo en cuenta lo siguiente:

- Hemos escogido la zona más despejada de la parte de la azotea plana, que es un área rectangular vista anteriormente. Sus dimensiones son: 13m de ancho y 7m de largo
- Con la separación entre filas, una vez calculada la separación mínima que debe haber entre filas de paneles, se podrá calcular el número de estas que se podrán colocar sobre el área escogida:

$$\text{Número máximo de filas de paneles} = 7\text{m} / 1.9\text{m} = 3.68 \text{ filas}$$

- Conocidas las dimensiones de los paneles 1667x994x45mm, las dimensiones del área escogida para su instalación 13m x 7m y teniendo en cuenta que los paneles estarán dispuestos horizontalmente, podemos decir que en cada fila podrán colocarse:

$$\text{Número máximo de paneles por fila} = 13\text{m} / 0.994\text{m} = 13.08 \text{ paneles}$$

Una vez obtenido el número máximo tanto de paneles como de filas que se pueden instalar en el área útil de la azotea, se calculará el número de paneles solares del que estará compuesto el generador fotovoltaico y con ello su potencia nominal. Se han escogido un total de 24 paneles dispuestos en 2 filas de 12 paneles cada uno. Si cada panel ISOFOTON ISF-250 tiene una potencia nominal de 250W, la potencia máxima que podrá entregar el generador fotovoltaico será de 6000W.

La conexión de los paneles que componen el generador fotovoltaico será la siguiente; 2 ramales conectados en paralelo compuestos por 12 paneles cada uno conectados en serie. La conexión de los paneles es muy importante para la elección del inversor, puesto que la toma de dicha decisión estará basada en los valores de corriente y sobre todo de tensión que producirá el campo de paneles

#### **2.4. Elección de la estructura soporte**

La estructura soporte de la instalación estará adecuada para poder variar la inclinación de los paneles fotovoltaicos dependiendo si es verano o invierno y poder así captar la mayor cantidad de radiación solar posible en cada período de funcionamiento aumentando la eficiencia de la instalación

#### **2.5. Elección del inversor**

Una de las decisiones más importantes que se deben tomar en este tipo de diseños es la elección correcta del inversor. El inversor debe cumplir las normas establecidas por el Pliego de Condiciones Técnicas, para este proyecto estamos considerando las de España (Pliego de condiciones técnicas IDAE), como los requerimientos técnicos que imponen los paneles solares, se calcularán las tensiones y corrientes máximas y mínimas que podrán tenerse a la salida del generador, teniendo en cuenta tanto el funcionamiento normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia como el funcionamiento de los paneles solares cuando están sometidos a condiciones de temperatura distintas a las establecidas en las condiciones estándar de medida.

##### **2.5.1. Tensión y corriente en el punto de máxima potencia**

Uno de los puntos a considerar a la hora de la elección del inversor será que esté equipado con un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles para así obtener la máxima eficiencia energética del generador, por lo tanto se considerará que en condiciones normales de funcionamiento, se entregará la máxima potencia a una tensión dada en la hoja de características.

La tensión normal de funcionamiento o tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico conociendo la disposición de los paneles en serie y paralelo a la cual deberá funcionar el inversor en condiciones normales, vendrá dada al multiplicar la tensión del punto de máxima potencia (  $V_{mpp}$  ) de cada panel por el número de paneles en serie en cada ramal del generador:

$$V_{mppTOTAL} = V_{mpp} * N_S = 30.4 \times 12 = 364.8 \text{ V}$$

Y la corriente que suministra el generador fotovoltaico cuando proporciona la máxima potencia vendrá dada al multiplicar la corriente del punto de máxima potencia ( $I_{mpp}$ ) de cada panel por el número de paneles en paralelo o ramales:

$$I_{mppTOTAL} = I_{mpp} * N_P = 8.22 \times 2 = 16.44 \text{ A}$$

### 2.5.2. Corrección de la tensión y corriente debidas a la temperatura

Se considerará un rango de temperaturas ambiente de entre 15° C como mínimo en invierno y 38° C como máximo en verano, con estas temperaturas, la temperatura de célula será distinta a 25° C, valor considerado como condición estándar de medida y para el cual se muestran los parámetros fundamentales de los paneles solares.

La temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la fórmula 2.5:

$$T_P = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} * I \quad 2.5$$

donde:

- $T_P$  es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.
- $T_a$  es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.
- $T_{ONC}$  es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W/ m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20° C y la velocidad del viento, de 1m/s. ( $T_{ONC} = 45^\circ\text{C}$ ).
- $I$  es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. En verano  $I = 1000\text{W/ m}^2$  y en invierno  $I = 100\text{W/ m}^2$

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25°C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{OC(X^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)} \quad 2.6$$

donde:

- $V_{OC(X^{\circ}C)}$  es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.
- $V_{OC(25^{\circ}C)}$  es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida.  
(  $V_{OC(25^{\circ}C)} = 37.6 \text{ V}$  )
- $\Delta T$  es la variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.
- $\Delta V_{OC(T)}$  es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.  
 $\Delta V_{OC(T)} = -0.323 \text{ \%}/K$
- $\Delta I_{SC(T)}$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito de panel.  
 $\Delta I_{SC(T)} = 0.042 \text{ \%}/K$
- $\Delta P_{\text{máx}}(T) = -0.464 \text{ \%}/K$

La corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a  $25^{\circ}C$ , se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (ISC) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$I_{SC(X^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)} \quad 2.7$$

donde:

- $I_{SC(X^{\circ}C)}$  es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.
- $I_{SC(25^{\circ}C)}$  es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida.  
 $I_{SC(25^{\circ}C)} = 8.81 \text{ A}$
- $\Delta I_{SC(T)}$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel.  
 $\Delta I_{SC(T)} = 0.042 \text{ \%}/K$

### Calculamos para el invierno:

La temperatura ambiente es de  $18^{\circ}C$ , por tanto la temperatura de célula de los paneles solares será:

$$TP = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} * I = 18 + \frac{(45 - 20)}{800} * 100 = 21.13^{\circ}C$$

Con esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{OC(21.13^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)} = 37.6 + (21.13 - 25) * (-0.323) = 38.85 \text{ V}$$

$$I_{SC(21.13^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)} = 8.81 + (21.13 - 25)*(0.042) = 8.64 \text{ A}$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de 18 °C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno y multiplicando el número ramales en paralelo del generador fotovoltaico por la corriente de cortocircuito de cada panel para una temperatura ambiente de 18° C, la corriente de cortocircuito a la salida del generador durante el invierno:

$$V_{OC(21.13^{\circ}C)} = V_{OC(21.13^{\circ}C)} * N_s = 38.85 \text{ V} * 12 \text{ paneles} = 466.2 \text{ V}$$

$$I_{SC(21.13^{\circ}C)} = I_{SC(21.13^{\circ}C)} * N_p = 8.64 * 2 = 17.28 \text{ A}$$

### Calculamos para el verano:

Ahora para obtener la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico durante el periodo de verano, se considerará la temperatura ambiente igual a 36 °C por tanto, la temperatura de las células que componen los paneles solares será:

$$T_p = T_a + \frac{(T_{ONC} - 20)}{800} * I = 36 + \frac{(45 - 20)}{800} * 1000 = 67.25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Para esta temperatura de célula, la tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito del panel serán:

$$V_{OC(67.25^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta V_{OC(T)} = 37.6 + (67.25 - 25)*(-0.323) = 23.95 \text{ V}$$

$$I_{SC(67.25^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC(T)} = 8.81 + (67.25 - 25)*(0.042) = 10.58 \text{ A}$$

Una vez obtenidas la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito de cada módulo solar bajo una temperatura ambiente de 36° C, se hallará la tensión a circuito abierto total del generador multiplicando esta tensión por el número de paneles solares conectados en serie en cada ramal del generador y la corriente de cortocircuito total del generador multiplicando corriente de cortocircuito de cada uno de los módulos solares por el número de ramales o paneles conectados en paralelo del generador:

$$V_{OC(67.25^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(67.25^{\circ}C)} * N_s = 23.95 * 12 = 287.40 \text{ V}$$

$$I_{SC(67.25^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(67.25^{\circ}C)} * N_p = 10.58 * 2 = 21.16 \text{ A}$$

Por último, deberán tenerse en cuenta los valores de tensión de máxima potencia que se alcanzarán en la instalación ya que estos variarán al igual que los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito según varíe la temperatura ambiente.

Para obtener el coeficiente de variación para la tensión de máxima potencia respecto a la temperatura, se utilizará la igualdad  $V_{mpp} = 0,76 * V_{OC}$  ya que la variación también lo cumplirá y por tanto  $\Delta V_{mpp(T)} = 0,76 * \Delta V_{OC(T)}$

$$\Delta V_{mpp(T)} = 0,76 * (-0.323) = -0.245 \text{ \%/K}$$

Las tensiones que cada uno de los módulos solares alcanzarán en el punto de máxima potencia cuando se encuentren a la temperatura ambiente de 18°C (temperatura de célula fotovoltaica 21.13°C) y de 36°C (temperatura de célula fotovoltaica 67.25°C) serán:

$$V_{mpp(67.25^\circ\text{C})} = V_{mpp(25^\circ\text{C})} + \Delta T * \Delta V_{mpp(T)} = 37.6 + (67.25 - 25) * (-0.245) = 27.25 \text{ V}$$

$$V_{mpp(21.13^\circ\text{C})} = V_{mpp(25^\circ\text{C})} + \Delta T * \Delta V_{mpp(T)} = 37.6 + (21.13 - 25) * (-0.245) = 38.55 \text{ V}$$

Por tanto el rango de tensiones del punto de máxima potencia que deberá ser soportado por el inversor será calculado multiplicando los valores de tensión de máxima potencia de cada módulo solar obtenidos para las diferentes condiciones por el número de paneles conectados en serie en cada uno de los ramales, obteniéndose así, la tensión máxima y mínima que proporcionará el generador fotovoltaico en condiciones de máxima potencia:

$$V_{mpp(67.25^\circ\text{C})} = V_{mpp(67.25^\circ\text{C})} * N_s = 27.25 \text{ V} * 12 \text{ paneles} = 327 \text{ V}$$

$$V_{mpp(21.13^\circ\text{C})} = V_{mpp(21.13^\circ\text{C})} * N_s = 38.55 \text{ V} * 12 \text{ paneles} = 462.6 \text{ V}$$

### 2.5.3. Inversor elegido

Para la elección del inversor a instalar para la conversión de potencia continua a potencia alterna del generador solar fotovoltaico y posterior inyección a la red eléctrica, deberán considerarse los siguientes valores de interés, expuestos en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Rangos de tensión y Corriente para la elección del inversor

	Tensión de máxima potencia	Tensión de circuito abierto	Corriente de corto circuito
Invierno (18°C)	$V_{mpp(21.13^\circ\text{C})} = 462.6 \text{ V}$	$V_{oc(21.13^\circ\text{C})} = 466.2 \text{ V}$	$I_{sc(21.13^\circ\text{C})} = 17.28 \text{ A}$
Verano (36°C)	$V_{mpp(67.25^\circ\text{C})} = 327 \text{ V}$	$V_{oc(67.25^\circ\text{C})} = 287.4 \text{ V}$	$I_{sc(67.25^\circ\text{C})} = 21.16 \text{ A}$

Atendiendo a estos valores de tensión y corriente, se ha elegido el inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A, cuya tabla de especificaciones técnicas se muestra en la figura 2.7 del Anexo D.

Para la elección de este inversor se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- El rango de tensiones en que el inversor puede trabajar oscila entre 246 y 480 V, por tanto trabajará perfectamente bajo cualquiera de las condiciones en las que se encuentren los paneles fotovoltaicos
- La máxima tensión de entrada en CC del inversor es de 600 V, cumpliendo perfectamente con los requerimientos técnicos de la instalación solar
- La corriente máxima de entrada al inversor es de 26 A, que es superior a la corriente máxima proporcionada por los paneles solares

## 2.6 Cableado

La instalación solar fotovoltaica se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos. Dichos tramos de cableado poseen diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo de los equipos que interconecten.

Como se decidió anteriormente, el generador fotovoltaico estará formado por 2 ramales compuestos por 12 paneles solares en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada ramal irán a la caja de conexión del generador fotovoltaico

La instalación está diferenciada por los siguientes tramos:

- Módulos solares → Caja de conexión de grupo
- Caja de conexión de grupo → Caja de conexión del generador fotovoltaico
- Caja de conexión del generador fotovoltaico → Inversor
- Inversor → Punto de conexión a la red de baja tensión

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores unipolares de cobre con nivel de aislamiento 0,6/1kV con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores con doble aislamiento en tubos en montaje superficial o empotrados en obra según la definición del Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) en la norma ITC – BT – 19

Para el cálculo de la sección del cable se debe cumplir lo siguiente:

- Que la corriente máxima admisible del cable sea superior a la máxima corriente que circule por él.
- Que con la caída de tensión máxima que produzca el cable al circular por él, la corriente máxima sea inferior a un cierto valor

En instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior a 1.5% y los de la parte de CA, para que la caída de tensión sea inferior al 2%.

En la tabla 2.2 se muestran las características de los circuitos eléctricos presentes en los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Tabla 2.2: Tipos de circuitos eléctricos presentes en los sistemas fotovoltaicos conectados a red

	CAMPO FOTOVOLTAICO – INVERSOR	INVERSOR – RED
TIPO DE CORRIENTE	Continua	Alterna (monofásica o Trifásica)
LIMITES	Desde terminales principales del campo generador hasta terminales de entrada del inversor	Desde terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión de la empresa distribuidora con la red
CABLEADO	Cable bipolar bajo tubo (al aire o enterrado)	Cable bipolar o tripolar bajo tubo (al aire o enterrado)
INTENSIDAD	Hasta 50 A, aproximadamente	Según la potencia del inversor
TENSIÓN	Hasta 500 V, aproximadamente	230 V (monofásica) ó 400 V (trifásica)
CAIDA DE TENSION	Máxima: 1.5% (recomendada 1%)	Máxima 2%

El trazado de los tubos se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al lugar donde se efectúa la instalación

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 * L * I_{cc}}{C * u} \quad 2.8$$

Donde:

- **S** es la sección teórica del conductor en [mm<sup>2</sup>].
- **L** es la longitud del conductor [m].
- **I<sub>cc</sub>** es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A].
- **u** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω\*mm<sup>2</sup>.

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de corriente continua a corriente alterna (monofásica), la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores, vendrá dada por la ecuación 2.9:

$$S = \frac{2 * L * I * \cos\phi}{C * u} = \frac{2 * L * P}{C * u * U} \quad 2.9$$

Donde:

- **S** es la sección teórica del conductor en [mm<sup>2</sup>].
- **L** es la longitud del conductor [m].
- **P** es la potencia máxima que transporta el cable [W].
- **u** es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω\*mm<sup>2</sup>.
- **U** es la tensión de línea de la red [V].

### 2.6.1 Tramos de cableado

#### 1. Módulos solares → Caja de conexión de grupo

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de los 2 ramales de paneles fotovoltaicos conectados en serie. En dicha caja de conexión se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 2 ramales por separado y las protecciones del cableado de cada grupo. A la caja de conexión de grupo llegarán 2 conductores; uno correspondiente a los polos positivos de cada ramal y uno correspondiente a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro de polaridad positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- **L** es la longitud del conductor (mts). Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta la caja de conexión de grupo, 13 m
- **I<sub>cc</sub>** es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A). Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 8.81 A.
- La caída de tensión “u” que como máximo podrán tener los conductores. “Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1.5%”. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel  $V_{mpp} = 37.6$  V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de  $37.6 \text{ V} * 12 \text{ paneles} = 451.2 \text{ V}$
- **C** es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56 m/Ω\*mm<sup>2</sup>

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2*13*8.81}{0.015*451.2*56} = 0.604 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **1,5mm<sup>2</sup>**.

Atendiendo a la tabla 2.3 del Anexo B) de Intensidades Admisibles (A) extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 1,5mm<sup>2</sup>, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 8.81A, con lo cual el conductor de 1.5 mm<sup>2</sup> es válido (cable AWG #14, 20 A).

## 2. Caja de conexión de grupo → Caja de conexión del generador fotovoltaico

Estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo hasta la caja de conexión del generador fotovoltaico, de donde saldrán 2 conductores uno positivo y otro negativo hacia el inversor. En esta caja de conexión del generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión del generador 2m.

- I<sub>cc</sub> es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito del ramal [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 8.81A,

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel V<sub>mpp</sub> = 37.6 V , por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 37.6 V × 12 paneles = 451.2 V.

- C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω\*mm<sup>2</sup>.

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2*2*8.81}{0.015*451.2*56} = 0.08 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **1,5mm<sup>2</sup>**.

Atendiendo a la tabla 2.3 del Anexo B extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 1,5mm<sup>2</sup>, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 8.81A, con lo cual el conductor de 1.5 mm<sup>2</sup> es válido (cable AWG #14, 20 A).

### 3. Caja de conexión del generador fotovoltaico → Inversor:

Estará comprendido entre cada caja de conexión del generador fotovoltaico de donde salen dos conductores principales que transportan la potencia del generador fotovoltaico de la azotea hasta el cuarto de control eléctrico ubicado en los pasillos de la segunda planta del Centro Materno Infantil, donde estará situado el inversor.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final del circuito de CC y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de CA

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión del generador fotovoltaico y el inversor 50m.

- I<sub>cc</sub> es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, como son dos ramales: 8.81Ax2ramales: 17.62 A,

-u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión del punto de máxima potencia de cada panel  $V_{mpp} = 37.6 \text{ V}$ , por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 12 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de  $37.6 \text{ V} \times 12 \text{ paneles} = 451.2 \text{ V}$ .

-C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω\*mm<sup>2</sup>.

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2*50*17.62}{0.015*451.2*56} = 4.65 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de **6mm<sup>2</sup>**.

Atendiendo a la tabla 2.3 del Anexo B extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 6mm<sup>2</sup>, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 36A. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 17.62A, con lo cual el conductor de 6 mm<sup>2</sup> es válido (cable AWG #10, 35 A).

#### 4. Inversor → Red de baja tensión

Estará comprendido desde la salida monofásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor. Este circuito será en corriente alterna y su instalación será diferente a los demás tramos diseñados anteriormente.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión, 5m.  
 - P es la potencia máxima que transporta el cable [W]. Será la potencia máxima en alterna que puede entregar el inversor a su salida, 5000 W.

- U es la tensión de la red [V]. A la salida del inversor la tensión será constante con valor 220 V.

-u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 220V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de  $u = 0,02 \times 220V = 4.4 V$ .

-C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56m/Ω\*mm<sup>2</sup>.

El cableado del último tramo se realizará con conductores de cobre aislado en PVC puesto bajo tubo y al tratarse de un tramo de corriente alterna, la sección mínima que los conductores deben tener será de:

$$S = \frac{2 * L * P}{C * u * U} = \frac{2 * 5 * 5000}{56 * 4.4 * 220} = 0.92 \text{ mm}^2$$

Esta sección es válida teniendo en cuenta la longitud del tramo entre el inversor y el punto de conexión a red, pero esto no basta, porque también hay que tener en cuenta la cantidad máxima de corriente que se puede inyectar a la red, y esta viene dada por el inversor. 26 A

La sección normalizada elegida es de **6 mm<sup>2</sup>**.

Atendiendo a la tabla 2.3 del Anexo B extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1kV de 6mm<sup>2</sup>, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 36<sup>a</sup>. Este valor es superior a la máxima corriente que circulará desde la salida del inversor hasta el punto de conexión de la red de baja tensión que es de 26<sup>a</sup>, con lo cual el conductor de 6 mm<sup>2</sup> es válido (cable AWG #10, 35 A).

En la tabla 2.4 se presenta un resumen de los cables que se usarán en la instalación del sistema fotovoltaico conectado a red:

Tabla 2.4: Diámetro y longitud de los conductores a usarse en el sistema fotovoltaico conectado a red.

TRAMO	CONDUCTOR	LONGITUD (m)
Módulos solares → Caja de conexión de grupo	AWG # 14	13 x 2
Caja de conexión de grupo → Caja de conexión generador fotovoltaico	AWG # 14	2 x 2
Caja de conexión generador fotovoltaico → Inversor	AWG # 10	50 x 2
Inversor → Red de baja tensión	AWG # 10	5 x 2

## 2.7 Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica conectada a red

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de la corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 “Instalaciones de puesta a tierra”, del Reglamento Electrotécnico de baja Tensión, la puesta a tierra de una instalación está compuesta por: (ver figura 2.8)

### **Tomas a tierra:**

Son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger.

- **Conductores de tierra:**

Son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de la puesta a tierra.

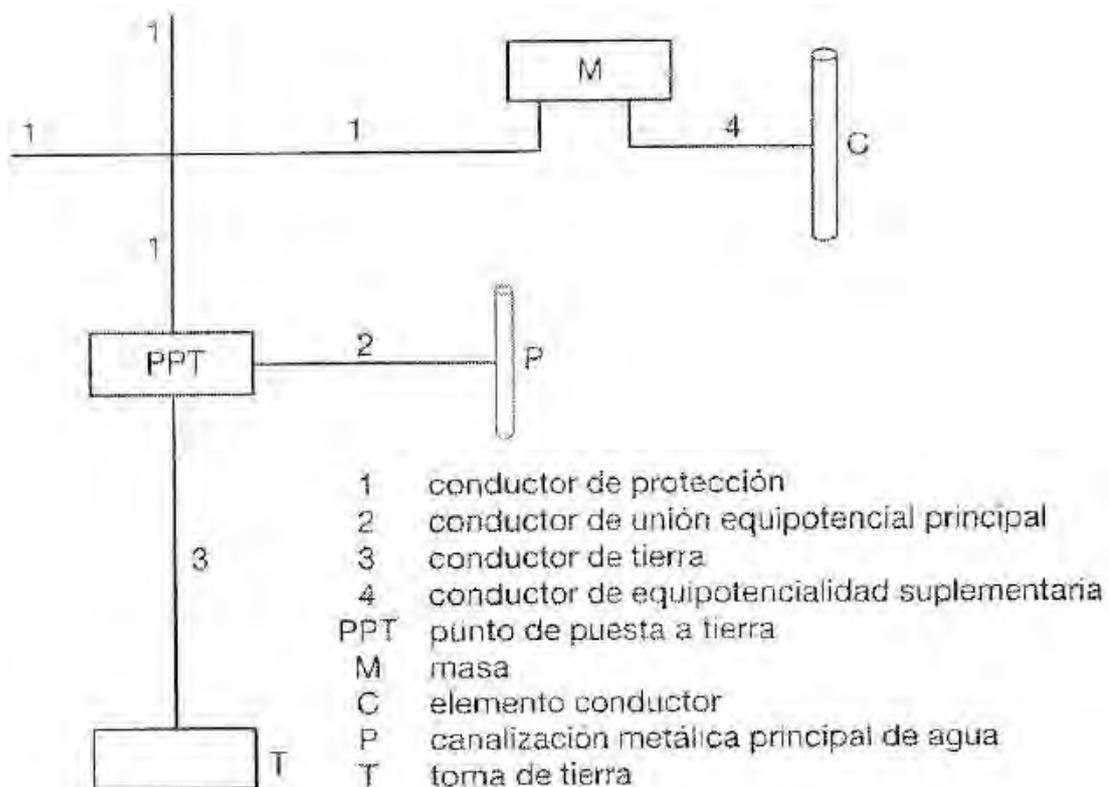
- **Bornes de puesta a tierra:**

Son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger.

- **Conductores de protección:**

Sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas al borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

Figura 2.8: Partes típicas de una instalación de puesta a tierra



Fuente: Reglamento electrotécnico de baja tensión ITC BT – 18 “Instalaciones de puesta a tierra”

Según la norma ITC–BT–18 del REBT (Reglamento Eléctrico de Baja Tensión) que se muestra en el Anexo C, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la tabla 2.5:

Tabla 2.5: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

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

Fuente: Reglamento electrotécnico de baja tensión ITC BT – 18 “Instalaciones de puesta a tierra”

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo del tramo de cableado donde se encuentren:

- **Módulos solares → Caja de conexión de grupo.**  
 $S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 1.5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{CONDUCTOR DE PROTECCION}} = 1.5 \text{ mm}^2$
- **Caja de conexión de grupo → Caja de conexión del generador fotovoltaico.**  
 $S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 1.5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{CONDUCTOR DE PROTECCION}} = 1.5 \text{ mm}^2$
- **Caja de conexión del generador fotovoltaico → Inversor**  
 $S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 6 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{CONDUCTOR DE PROTECCION}} = 6 \text{ mm}^2$
- **Inversor → Red de baja tensión.**  
 $S_{\text{CONDUCTORES DE FASE}} = 6 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{\text{CONDUCTOR DE PROTECCION}} = 6 \text{ mm}^2$

En la tabla 2.6 se presenta un resumen de los cables que se usarán en la instalación del sistema de puesta a tierra:

Tabla 2.6: Conductores a usarse en el sistema de puesta a tierra.

TRAMO	CONDUCTOR	LONGITUD (m)
Módulos solares → Caja de conexión de grupo	AWG # 14	26
Caja de conexión de grupo → Caja de conexión generador fotovoltaico	AWG # 14	4
Caja de conexión generador fotovoltaico → Inversor	AWG # 10	50
Inversor → Red de baja tensión	AWG # 10	5

## 2.8 Protecciones y elementos de medida

### 2.8.1 Protecciones

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario instalar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de las protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza de corriente continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible de los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_z \dots\dots\dots 2.10$$

$$I_c \leq 1.45 * I_z \dots\dots\dots 2.11$$

Donde:

- $I_B$  es la corriente de empleo o de utilización.
- $I_N$  es la corriente nominal del dispositivo de protección.
- $I_z$  es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- $I_c$  es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque  $I_c = 1.45 * I_N$ , por lo que sólo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG (es un fusible limitador de la corriente, se usan en la protección de circuitos sin picos de corriente importantes. Por ejemplo: Circuitos de alumbrado, calefacción, etc.) Se cumple que  $I_c = 1,6 * I_N$  por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica:

### 2.8.1.1 Protecciones de corriente continua

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperiodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

#### Módulos solares → Caja de conexión de grupo

Este tramo estará protegido por los siguientes elementos:

- **Fusibles:**

Protegerán contra las sobre intensidades a cada uno de los ramales del generador fotovoltaico provocando la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles (figura 2.9) de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

Figura 2.9: Fusible de corriente continua y símbolo normalizado.



[Fuente: Fusibles DF ELECTRIC para aplicaciones fotovoltaicas](#)

La sección del conductor en este tramo de la instalación es de 1,5mm<sup>2</sup>, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

- $I_B = I_{mpp\_módulo} = 8.22 \text{ A}$
- $I_Z = I_{MAX-admisible} = 15 \text{ A}$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$8.22 \text{ A} \leq I_N \leq 15 \text{ A}$$

$$I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión de los fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla  $I_c \leq 1,45 * I_z$  :

$$I_c = 1.6 * I_N = 1.6 * 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_c \leq 1.45 * I_z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1.45 * 15 \text{ A} \rightarrow 16 \text{ A} \leq 21.75 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10A en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico. El fusible elegido es de la marca DF ELECTRIC de  $I_N = 10 \text{ A}$ , 600VDC y su número de referencia es el 491920, de acuerdo a la tabla de la siguiente página web: <http://www.df-sa.es/es/fotovoltaicos/pdf/fotovoltaicos.pdf>

- **Interruptor magnetotérmico:**

Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación en cuadro, para montaje saliente, etc...

La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobre intensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobre intensidades elevadas actúa la protección magnética. Como se señaló, según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir los siguientes requisitos:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$I_c \leq 1.45 * I_z$$

En la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición ya que  $I_c = 1,45 * I_z$  y por tanto siempre se cumple, sólo es necesario comprobar la primera condición:

En cada ramal habrá un interruptor magnetotérmico. La sección del conductor que forma el ramal es de  $1.5 \text{ mm}^2$ , por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del interruptor magnetotérmico serán:

$$I_B = I_{\text{ramal}} * I_{\text{mpp módulo}} = 1 * 8.22 \text{ A} = 8.22 \text{ A}$$

$$I_z = I_{\text{MAX admisible}} = 15 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$I_B \leq I_N \leq I_z$$

$$8.22 \text{ A} \leq I_N \leq 15 \text{ A}$$

$$I_N = 10 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán dos interruptores magnetotérmicos de **10A** en cada uno de los dos ramales del generador fotovoltaico con su caja de conexión de grupo.

Se ha optado por el Interruptor Automático Magnetotérmico ABB para sistemas fotovoltaicos modelo S802PV - S10. De 2 polos y una intensidad de 10 A, como se ve en la figura 2.10.

Figura 2.10: Interruptor magnetotérmico ABB de 2 polos



[Fuente: Catálogo de interruptores ABB para sistemas fotovoltaicos](#)

#### **Caja de conexión de grupo → Caja de conexión del generador fotovoltaico**

Este tramo estará protegido por el siguiente elemento:

- **Varistor o descargador:**

El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Estos protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica. Pueden ser de dos clases:

- **CLASE I:** Están destinados a ser instalados en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección, ver figura 2.11, no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impactos directos de rayos.

Figura 2.11: Protección contra sobretensión CLASE I y símbolo normalizado.



Fuente: Catálogo de interruptores ABB para sistemas fotovoltaicos

- **CLASE II:** Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

Figura 2.12: Protección contra sobretensiones CLASE II y símbolo normalizado.



Fuente: <http://es.rs-online.com/web/p/proteccion-contra-transitorios-industrial/7018711/>

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico. Esta tensión máxima aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de 18°C, esto produce una tensión igual a 466.20 V, por tanto se elegirá un varistor o descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor: Descargador ABB modelo OVR PV 40 600 P TS y número de serie 2CTB803953R6100, que se puede apreciar en la figura 2.13 del Anexo D.

### **Caja de conexión del generador fotovoltaico → Inversor**

Este último tramo de corriente continua constará de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa. Y tendrá el siguiente elemento de protección:

- **Interruptor - Seccionador:**

El interruptor seccionador que se instalará en este tramo de la instalación, tendrá la función de aislar el generador fotovoltaico para labores de mantenimiento en los dos ramales que forman el módulo solar como limpieza y reparación de incidencias.

Para la elección del interruptor-seccionador se tendrán en cuenta dos parámetros: la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de 18° C:

$$I_{sc} = 2 \text{ ramales} * 8.81 \text{ A} = 17.62 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 466.2 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo OTP16BA4MS con 4 polos cuya máxima tensión de servicio es 500VDC y capaz de interrumpir una corriente de 16 A, y su código de pedido es 1SCA022643R0610. Tal como se puede ver en la figura 2.14 del Anexo D.

#### **2.8.1.2 Protecciones de corriente alterna**

Las protecciones de corriente alterna estarán ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y de la conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

Las protecciones de corriente alterna se diseñarán para la protección del último tramo del circuito:

### **Inversor → Red de baja tensión**

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del artículo 11 del R.D.1663/2000 (<https://www.boe.es/boe/dias/2000/09/30/pdfs/A33511-33515.pdf>) y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en el punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso ENOSA.

- **Interruptor vigilante de tensión y frecuencia:**

Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61Hz y 59Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

- **Interruptor magnetotérmico:**

Será el Interruptor General Manual, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con el objeto de poder realizar la desconexión manual.

- **Interruptor diferencial:**

Será instalado con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.

- **Interruptor de la interconexión:**

Es el Interruptor Frontera, y su función será la desconexión – conexión de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

- **Puesta a tierra:**

La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones.

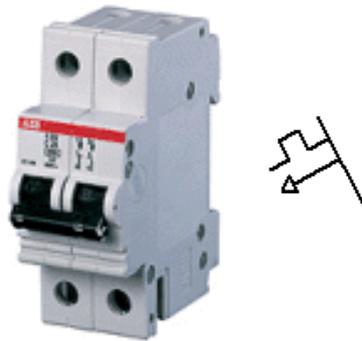
Ahora bien, según la normativa, el equipo inversor utilizado en la instalación puede incorporar alguna de estas protecciones, si es así, según el R.D.1663/2000, sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones general manual e interruptor automático diferencial. El inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A seleccionado para esta instalación, incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Además este inversor posee separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas exigida por la normativa.

Por consiguiente, las protecciones que se instalarán en este tramo son: un interruptor magnetotérmico (interruptor general manual) y un interruptor automático diferencial, además de la condición de ENOSA de incorporar un fusible en la interconexión ya que su actuación es más rápida que la de los magnetotérmicos.

**Interruptor magnetotérmico (Interruptor general manual):**

Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna (figura 2.15).

Figura 2.15: Interruptor magnetotérmico ABB de dos polos



Fuente: Catálogo de interruptores ABB para sistemas fotovoltaicos

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_C \leq 1.45 * I_Z$$

Como se ha indicado en el tramo anterior, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición  $I_C \leq 1.45 * I_Z$  ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre es  $I_C = 1.45 * I_Z$ , por tanto únicamente se utilizará la condición:  $I_B \leq I_N \leq I_Z$ , para dimensionar el interruptor magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

La sección de los conductores de este tramo es de  $6\text{mm}^2$ , por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es  $I_Z = I_{\text{MAX-admisible}} = 36 \text{ A}$

El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de  $5000\text{W}$  y la tensión a la cual se realizará la conexión,  $220\text{V}$ , teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$P = V * I * \cos\phi \rightarrow P = V * I \rightarrow I = 5000 / 220 \rightarrow I = 22.72 \text{ A}$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$22.72 \text{ A} \leq I_N \leq 36 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 32 A.

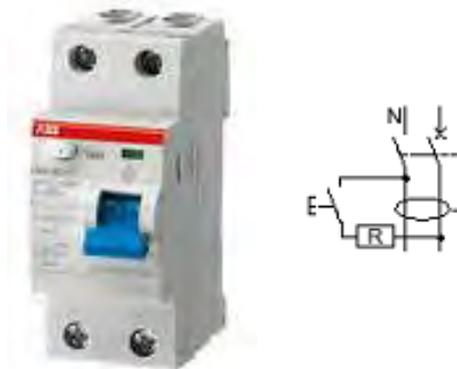
Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma la define la empresa distribuidora, para este caso, los requisitos de conexión de ENOSA señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6kA, por tanto este interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte de al menos este valor.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico bipolar para tensiones de 220V marca ABB Tipo S202-C 32 poder de corte 6Ka, y su código de pedido es 2CDS252001R0324

### **Interruptor diferencial:**

Los interruptores diferenciales, como el de la figura 2.16, proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también proporcionan protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

Figura 2.16: Interruptor diferencial ABB



Fuente: Catálogo de interruptores ABB para sistemas fotovoltaicos

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30mA para aplicaciones domésticas, de 30mA hasta 500mA para laboratorios, sector de servicios y pequeñas industrias y de 500mA a 1000mA para grandes empresas de servicios y complejos industriales. Esta selección de la sensibilidad se puede ver en la figura 2.17 del Anexo D.

Se ha escogido un interruptor diferencial de dos polos marca ABB de 25A con sensibilidad de 300mA modelo F202 AC 25/0.3 In 25A

**Fusible:**

Además de las protecciones obligatorias establecidas en el R.D.1663/2000, ENOSA obliga la instalación de un fusible en la conexión a la red.

Para la elección del interruptor fusible se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente:

$$IB \leq IN \leq IZ$$

$$IC \leq 1.45 * IZ$$

La sección de los conductores de este tramo es de 6mm<sup>2</sup>, por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es  $IZ = I_{MAX-admisible} = 36 A$

Además la corriente normal de funcionamiento calculada anteriormente es de 22.72A, por tanto:

$$IB \leq IN \leq IZ$$

$$22.72 A \leq IN \leq 36 A \rightarrow IN = 30 A$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla  $IC \leq 1.45 * IZ$

$$IC = 1.6 * IN = 1,6 * 30 = 48 A$$

$$IC \leq 1.45 * IZ \rightarrow 48 A \leq 1.45 * 36 A \rightarrow 48 A \leq 52.20 A$$

Por tanto, utilizaremos fusibles cilíndricos tipo gG de 32A 230VAC y 6KA de poder de corte, de marca DF ELECTRIC y base portafusible, que proporcionan protección contra sobrecorrientes, tanto sobrecargas como cortocircuitos, con lo que además de proteger a los semiconductores, también se protege a los conductores y el resto de la instalación. (figura 2.18)

Figura 2.18: Fusibles cilíndricos gG DF ELECTRIC



[Fuente: Catálogo de fusibles DF ELECTRIC](#)

En la tabla 2.7, presentamos un cuadro resumen de los elementos de protección a usar:

Tabla 2.7: Elementos de protección a usar en el sistema fotovoltaico de conexión a red

TIPO DE CORRIENTE	TRAMO	PROTECCION	MARCA Y MODELO	CANTIDAD
CC	Módulos solares → Caja de conexión de grupo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fusibles</li> <li>• Magnetotérmico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DF ELECTRIC 10 A</li> <li>• ABB S802PV-S10</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4</li> <li>• 2</li> </ul>
CC	Caja conexión de grupo → Caja conexión generador fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varistor o descargador</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ABB OVR-PV-40-600 PTS</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2</li> </ul>
CC	Caja conexión generador fotovoltaico → Inversor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interruptor seccionador</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ABB OTP16BA4MS 16 A</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1</li> </ul>
CA	Inversor → Red de baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Magnetotérmico o interruptor general manual</li> <li>• Interruptor diferencial</li> <li>• Fusibles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ABB S202 C32</li> <li>• ABB F202 AC 25/0.3</li> <li>• DF ELECTRIC 32 A 220 V</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1</li> <li>• 1</li> <li>• 2</li> </ul>

### 2.8.2 Elementos de medida:

En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, es necesario un contador de energía a la salida del inversor que a su vez medirá la energía inyectada a la red y marcará la frontera entre nuestro sistema y la red de distribución.

Nuestro sistema está diseñado para inyectar toda la energía producida a la red de distribución de ENOSA en baja tensión.

El contador deberá medir entonces la energía entregada a la red, producida por nuestra instalación fotovoltaica. Para esto hemos elegido un CONTADOR DISPENSADOR DE ELECTRICIDAD B II monofásico de marca CIRCUTOR, como el de la figura 2.19 especiales para instalaciones fotovoltaicas. No solo cumple la función de contador de energía, también cumple la función de dispensador de energía eléctrica para el control de la demanda, esto permite al usuario la gestión inteligente de la energía disponible en redes cuya generación es limitada tales como las realizadas sistemas fotovoltaicos. También incluye un INTERRUPTOR GENERAL que actúa como control de máxima potencia y de máxima demanda, además de un interruptor auxiliar que puede ser utilizado para la conexión o desconexión de consumos no esenciales.

Figura 2.19: Medidor, dispensador de electricidad, marca CIRCUTOR



Fuente: [http://www.circutor.es/docs/Ca\\_Q1\\_01.pdf](http://www.circutor.es/docs/Ca_Q1_01.pdf)

### 2.8.3 Caja general de protección:

La acometida al punto de conexión a la red de la instalación fotovoltaica, se deberá realizar en una caja general de protección (CGP) de uso exclusivo, y que cumplirá la normativa vigente en materia eléctrica

### 2.8.4 Ubicación del inversor, protecciones y contador:

Con el objetivo de minimizar los costos y las pérdidas de energía en el cableado, las distancias entre el generador fotovoltaico, el inversor y el contador deberán ser lo más cortas posibles. En general será preferible situar el inversor en el interior, en un lugar protegido de las condiciones ambientales desfavorables (por ejemplo: lluvia, radiación solar directa, humedad, etc.) y evitar el acceso directo de las personas no autorizadas. Existen también inversores preparados para funcionar a la intemperie y su grado mínimo de protección exigido es IP65.

Las protecciones a la salida del inversor y los contadores estarán en un lugar accesible al personal de la UDEP y de la empresa distribuidora (ENOSA) para que puedan tomar lecturas de dicho contador o accionar dichas protecciones en caso de emergencia. Por lo tanto, el lugar idóneo para la ubicación de las protecciones y del contador es el mismo cuarto de control eléctrico que se ha elegido para la instalación del inversor, es decir, el que está en el pasillo del segundo piso del Centro Materno Infantil de la UDEP.

### 2.9 Funcionamiento de la instalación fotovoltaica conectada a red:

El elemento de una instalación fotovoltaica, que controla todo el funcionamiento del sistema es el Inversor. Nuestro inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A, dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece quieto vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente a la red.

A continuación describiremos el funcionamiento del equipo frente a situaciones particulares:

### **2.9.1 Fallo en la red eléctrica:**

Para este caso de fallo en la red eléctrica de distribución, el inversor se hallará en situación de cortocircuito, por lo que se desconectará por completo y se esperará hasta que la tensión de la red general se restablezca completamente para iniciar el funcionamiento del inversor.

### **2.9.2 Tensión fuera de rango:**

En caso de que la tensión de la red no tenga una calidad aceptable o se halle fuera de rango, tanto si es de superior o de inferior tensión, el inversor deberá interrumpir el funcionamiento hasta que la red de distribución alcance de nuevo los rangos de calidad admisibles. La tensión de red en Piura es 220V.

### **2.9.3 Frecuencia fuera de límites:**

Cuando se detecten frecuencias fuera de los límites de trabajo, se procederá a la parada inmediata, ya que esto indica que la red se ha vuelto inestable o que está en modo de isla. La frecuencia de la red es 60 Hz.

### **2.9.4 Temperatura elevada:**

La refrigeración del inversor se basa en un sistema de convección, que está diseñado para un rango de temperaturas como los encontrados en el interior del Centro Materno Infantil. Para los casos en que la temperatura ambiente en el recinto del inversor se incremente demasiado (taponamiento de ventilación, temporada de verano, etc.), el equipo se mantendrá en funcionamiento pero disminuirá su potencia de trabajo para evitar que la temperatura interna sobrepase los 75°C (esto se indicará con un led intermitente de temperatura del inversor). Si internamente se llega a 80°C el inversor se parará y el intermitente dejará de parpadear.

### **2.9.5 Tensión baja del generador fotovoltaico:**

Este caso se dará cuando sea de noche o si se desconecta el generador solar, cuando ocurre esto el inversor dejará de funcionar

### **2.9.6 Intensidad insuficiente del generador fotovoltaico:**

Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia del generador fotovoltaico. Si el generador no dispone de potencia debido a que la radiación solar es muy baja, el valor de la intensidad mínima de funcionamiento no se verifica, generando la orden de parada del equipo, para posteriormente, iniciar un nuevo intento de conexión. El intervalo entre intentos es aproximadamente de tres minutos.

## 2.10 Sistema de adquisición de datos:

El sistema de adquisición de datos constará de tres partes:

- Adquisición y almacenamiento de los datos a intervalos regulares
- Monitorización en tiempo real y representación gráfica de los datos almacenados. El sistema de monitorización, como mínimo, debe proporcionar las siguientes variables:
  - Voltaje y corriente DC a la entrada del inversor
  - Voltaje en la red y corriente total de salida del inverso
  - Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo de tecnología equivalente
  - Temperatura ambiente en la sombra
  - Temperatura de los módulos en conjunto, y siempre que sea posible en potencias mayores de 5 KW de pico
- Tratamiento informático de los ficheros obtenidos. El tipo de formato del fichero dependerá del programa que se utilice posteriormente para su análisis. Las funciones principales del sistema de adquisición de datos son:
  - Proporcionar información sobre el funcionamiento de la instalación, permitiendo la detección de posibles anomalías
  - Evaluar el rendimiento a nivel global de la instalación
  - Relacionar el comportamiento de la instalación con las condiciones de funcionamiento: Radiación solar, temperatura de los paneles y condiciones atmosféricas

## 2.11 Energía anual generada por la instalación fotovoltaica conectada a red:

### 2.11.1 Cálculo de la energía anual generada:

En este apartado estudiaremos el diseño de la instalación fotovoltaica comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se obtienen en el emplazamiento elegido:

$$E_{AC} = P_{PMP} \times (G_{daeff} / G') \times FS \times PR \dots\dots\dots 2.12$$

$P_{PMP}$  = Potencia nominal o potencia máxima que entrega el generador en condiciones estándar de medida (1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25°C de temperatura de célula).

$G_{daeff}$  = Irradiación anual efectiva que incide sobre la superficie del generador.

$G'$  = Es el valor de la irradiancia a la que se determina la potencia nominal de las células y los generadores fotovoltaicos, precisamente 1000 W/m<sup>2</sup>.

$FS$  = Factor de seguridad que considera las pérdidas por orientación e inclinación, distinta de la óptima y por sombras.  $FS = 1$ .

$PR$  = Factor de rendimiento que considera las pérdidas energéticas asociadas a la conversión DC/AC y al hecho de que el rendimiento de las células solares en la realidad es

inferior al que indica el valor de su potencia nominal, ya que la temperatura de operación suele ser notablemente superior a 25°C (Valores comprendidos entre 0,7 y 0,75).  $PR = 0.75$ .

Es necesario recordar:

$$\text{Latitud del lugar} = 5^{\circ} 10' 16.50''$$

$$\text{Angulo de inclinación de los paneles solares: } \beta_{opt} = 7.27^{\circ}$$

Con estos dos datos y mediante la tabla 2.8 del Anexo C, hallamos el factor de corrección “k” para superficies inclinadas:

Los valores de la Energía Solar disponible y el número de horas de Sol para el departamento de Piura, han sido proporcionados por la Universidad de Piura, como se puede ver en las tablas 2.9 y 2.10.

Tabla 2.9: Energía Solar disponible en Piura

MES	Energía Solar Disponible Wh/m2
Enero	4998
Febrero	5197
Marzo	5473
Abril	5482
Mayo	4802
Junio	4283
Julio	4371
Agosto	4731
Septiembre	5354
Octubre	5590
Noviembre	5541
Diciembre	5430

Fuente: Valores tomados por la Universidad de Piura

Tabla 2.10: Número de horas de Sol en Piura

MES	Número de horas Sol
Enero	8.75
Febrero	9.25
Marzo	9.50
Abril	9.25
Mayo	8.75
Junio	9.50
Julio	8.75
Agosto	9.25
Septiembre	9.5
Octubre	9.25
Noviembre	8.75
Diciembre	8.50

Fuente: Valores tomados por la Universidad de Piura

Con estos datos procedemos a calcular la Energía Generada:

Nº de Días	Mes	Energía Solar Disponible kWh/m <sup>2</sup>	Número de Horas de Sol	H MJ/m <sup>2</sup>	k Factor Corrección Angulo inclin	E Por día MJ/m <sup>2</sup>	E Por mes MJ/m <sup>2</sup>	E Por mes kWh/m <sup>2</sup>
				H		H * k		
31	Ene	4.998	8.75	17.99	1.04	18.71	580.09	161.14
28	Feb	5.197	9.25	18.71	1.02	19.08	534.33	148.43
31	Mar	5.473	9.50	19.70	1	19.70	610.79	169.66
30	Abr	5.482	9.25	19.74	0.97	19.14	574.29	159.53
31	May	4.802	8.75	17.29	0.94	16.25	503.75	139.93
<b>30</b>	<b>Jun</b>	<b>4.283</b>	<b>9.50</b>	<b>15.42</b>	<b>0.93</b>	<b>14.34</b>	<b>430.18</b>	<b>119.50</b>
31	Jul	4.371	8.75	15.74	0.94	14.79	458.54	127.37
31	Ago	4.731	9.25	17.03	0.97	16.52	512.14	142.26
30	Sept	5.354	9.50	19.27	1	19.27	578.23	160.62
31	Oct	5.590	9.25	20.12	1.03	20.73	642.56	178.49
30	Nov	5.541	8.75	19.95	1.05	20.94	628.35	174.54
31	Dic	5.430	8.50	19.55	1.05	20.53	636.29	176.75
Energía Generada, G <sub>daeff</sub> (kWh/m <sup>2</sup> .Año)								1858.21

La potencia pico del Campo Generador, la determinamos de la siguiente manera:

Número de paneles fotovoltaicos:  $N = 20$

Potencia máxima de nuestros paneles fotovoltaicos:  $250 \text{ W}$

Potencia Pico de Campo Generador:  $P_{PMP} = 20 \times 250 = 5000 \text{ W}$

Hallamos entonces la producción de Energía Anual del Campo Generador:

Aplicando la ecuación 2.12, podemos calcular la energía anual generada:

$$E_{AC} = 6968.27 \text{ kWh}$$

## **Capítulo 3**

### **3.1 Estudio de Rentabilidad de la instalación fotovoltaica conectada a red:**

En este punto nos dedicaremos al cálculo del coste que supondrá la instalación solar descrita en el proyecto, para ello calcularemos el presupuesto de la instalación, la rentabilidad y el periodo de recuperación de la inversión.

Una vez obtenido el presupuesto de la instalación, se procederá a realizar el análisis económico de la misma; como en nuestro país aún no están establecidos los valores de venta de energía de un sistema fotovoltaico conectado a red, tendremos que calcular el costo de la energía (COE) y poder así calcular la retribución obtenida por la inyección de energía eléctrica a la red

### **3.2 Presupuesto de la instalación:**

En la tabla 3.1 se muestra la lista de precios de los diferentes equipos y materiales que se utilizarán para la construcción de la instalación fotovoltaica:

Tabla 3.1: Presupuesto de la instalación fotovoltaica conectada a red

CANTIDAD	UNID	DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE	PRECIO (S/.)	PRECIO TOTAL (S/.)
<b>MODULO SOLAR</b>				<b>31874.40</b>
24	Unid	Panel solar ISOFOTON ISF – 250	1258.20	30196.8
24	Unid	Estructura de montaje para panel solar	69.90	1677.6
<b>UNIDAD DE CONTROL Y POTENCIA</b>				<b>10571.90</b>
1	Unid	Inversor SUNNY MINI CENTRAL 4600 A	9871.22	9871.22
1	Unid	Medidor, dispensador de electricidad	700.68	700.68
<b>INSTALACIONES ELECTRICAS Y PUESTA A TIERRA</b>				
<b>PROTECCIONES</b>				<b>36.24.96</b>
4	Unid	Fusibles DF ELECTRIC gPV 10 A	35.54	142.15
4	Unid	Porta fusibles 10x38 PV	24.74	98.98
2	Unid	Interruptor magnetotérmico ABB	350.51	701.01
2	Unid	Descargadores o varistores GAVE	353.78	707.56
1	Unid	Interruptor seccionador ABB CC 16 A	163.57	163.57
1	Unid	Vigilante de tensión marca FAC 650	754.92	754.92
1	Unid	Interruptor diferencial ABB 25 A 0.3 mA	113.52	113.52
1	Unid	Interruptor magnetotérmico ABB AC	149.87	149.87
2	Unid	Fusibles DF ELECTRIC gG 32 A AC	28.24	56.48
2	Unid	Porta fusibles 32 A gG	74.88	149.75
2	Unid	Caja de conexión de grupo	27.96	55.92
1	Unid	Caja de conexión del generador	55.92	55.92
1	Unid	Tablero de control y potencia	475.32	475.32
<b>CABLES</b>				<b>1193.05</b>
30	Mts	Conductor unipolar 0.6/1 kV de cobre	1.68	50.33
110	Mts	Conductor unipolar 0.6/1 kV de cobre	6.46	710.46
70	Mts	Tubo PVC de diámetro 20mm	2.18	152.66
1	Unid	Tornillos, tarugos, fichas de empalme,	279.60	279.60
<b>PUESTA A TIERRA</b>				<b>587.16</b>
1	Unid	Sistema de puesta a tierra	587.16	587.16
<b>TOTAL DE EQUIPOS (S/.)</b>				<b>47851.47</b>
Transporte				279.6
Mano de Obra (18%)				8613.26
Gastos Generales (5%)				2392.57
Utilidad (10%)				5885.73
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO (S/.)</b>				<b>65022.64</b>

### 3.3 Cálculo del COE:

Para calcular el costo de la energía, es necesario conocer el costo anualizado del capital, el costo anualizado de reemplazo, la tasa de recuperación del proyecto, la vida útil del proyecto modificada y la producción de energía anual del campo generador.

Partiremos de los siguientes datos:

Tasa de interés real anual en Perú:  $i = 11\%$

Duración o vida útil de la instalación:  $n = 20$  años

La tabla 3.2 muestra la vida útil estimada para los equipos que forman la instalación:

Tabla 3.2: Vida útil de los equipos del sistema fotovoltaico conectado a red

VIDA UTIL DE LOS EQUIPOS DEL SISTEMA						
	Módulos	Inversor	Medidor	Cables	Puesta a tierra	Protecciones
Vida útil (años)	25	20	20	25	20	20

La tabla 3.3 muestra los costos por mantenimiento y operación anual del sistema fotovoltaico conectado a red:

Tabla 3.3: Costos por mantenimiento, operación anual y

COSTOS POR MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN ANUAL				COSTO TOTAL POR MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN
	MODULOS FOTOVOLTAICOS	INVERSOR	MEDIDOR	
Gasto Anual de la Instalación ( S/.)	40	15	15	70

#### Costo anualizado del capital:

Con el costo total por mantenimiento y operación y con el capital total de la instalación calculamos el costo anualizado del capital:

$$CANUAL, CAPITAL = CCAP, TOT \times CRF(i, NPROY) \dots\dots\dots 3.1$$

$$CRF(i, NPROY) = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \dots\dots\dots 3.2$$

**Costo anualizado de reemplazo:**

Los costos de reemplazo son ligeramente más complejos, pues involucran un flujo regular de efectivo que realmente no es anual, sino que viene determinado por el tiempo de vida del componente. Este coste de remplazo involucra a los principales componentes del sistema, los cuales tienen que ser reemplazados durante el tiempo de vida de la instalación.

Para poder evaluar los costos de reemplazo como costos de reemplazo anuales (Canual,remplazo) se hace uso de la siguiente ecuación:

$$Canual,remplazo = C_{rempl} * f_{rempl} * SSF(i, N_{comp}) - S * SFF(i, NPROY) \quad 3.3$$

- Donde:
- Canual,remplazo : Costo anualizado del reemplazo (S/.)
  - C<sub>rempl</sub>: : Capital de reemplazo (S/.)
  - f<sub>rempl</sub> : Factor de reemplazo
  - SSF (i, N<sub>comp</sub>) : Tasa de recuperación del componente
  - SSF (i, N<sub>proy</sub>) : Tasa de recuperación del proyecto
  - S : Capital de reemplazo modificado (S/.)

$$SFF(i, N) = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad 3.4$$

- Donde
- SSF (i, N) : Tasa de recuperación del proyecto o del componente
  - i : Interés anual (%)
  - n : Vida útil del proyecto o del componente (años)

El factor de reemplazo es el factor que se presenta porque la duración del proyecto puede no ser igual a la vida útil del componente:

$$f_{rempl} = \begin{cases} CRF(i, N_{proy}) & N_{rep} > 0 \\ 0 & N_{rep} \leq 0 \end{cases} \quad 3.5$$

Vida útil del proyecto modificada (N<sub>rep</sub>) viene determinada por la siguiente expresión:

$$N_{rep} = N_{comp} * Entero\left(\frac{N_{proy}}{N_{comp}}\right) \quad 3.6$$

- Donde
- N<sub>comp</sub> : Vida útil del componente (años)
  - N<sub>proy</sub> : Vida útil del proyecto (años)

El capital de reemplazo modificado (S) es igual al producto del capital de reemplazo por el cociente entre la variación del tiempo de reemplazo (N<sub>rem</sub>) y el tiempo de vida útil del componente (N<sub>comp</sub>) y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$S = C_{remp} * \left( \frac{N_{rem}}{N_{comp}} \right) \quad 3.7$$

Donde  $C_{remp}$  : Capital de reemplazo (S/.)  
 $N_{comp}$  : Vida útil del componente (años)

La variación del tiempo de reemplazo ( $N_{rem}$ ) viene determinada por la siguiente expresión:

$$N_{rem} = N_{comp} - (N_{proy} - N_{rep}) \quad 3.8$$

Donde  $N_{comp}$  : Vida útil del componente (años)  
 $N_{proy}$  : Vida útil del proyecto (años)  
 $N_{rep}$  : Vida útil del proyecto modificada (años)

### Costo normalizado de la instalación:

$$COE = \frac{Canual,t}{Eanual} \quad 3.9$$

Donde  $COE$  : Costo de la energía (S/. / kW)  
 $Canual,t$  : Costo anualizado total (S/.)  
 $Eanual$  : Energía anual producida por la instalación (kWh)

$Canual,t$  se determina a partir de la suma de todos los costes anualizados referentes al capital inicial, reemplazo, operación y mantenimiento. Ver tabla 3.3

Tabla 3.3: Costo de la energía producida

	Inversión inicial (S/.)	Inversión anualizada (S/.)	Costos de reemplazo (S/.)	Costos de reemplazo anualizado	Operación y mantenimiento (S/.)
Generador	30196.8	3546.89			111.84
Inversor	9871.22	1159.47	9871.22	78.40	41.94
Medidor	700.68	82.31	700.68	5.56	41.94
Estructura soporte	1677.60	197.06			
Cables	1193.05	140.14			
Puesta a tierra	587.16	68.98	587.16	9.06	
Protecciones	3624.96	425.77	3624.96	63.30	
Transporte	279.6	32.85			
Instalación	8613.26	1017.63			
Costo anual total		6671.09	14784.02	156.30	195.72
COE (S/. / kWh)		0.9506		0.02242	0.02810

Por lo tanto el costo de la energía es: **COE = 1.00112 S/. / kWh**

### 3.4 Recuperacion de la inversion:

Para hallar el tiempo de recuperación de la inversión, no sólo necesitamos conocer el costo de la energía, también debemos conocer cuánto aumenta cada año el costo de la energía y la tarifa eléctrica contratada por la Universidad de Piura para el Centro Materno Infantil.

En la tabla 3.4 se muestra el tiempo de recuperación de la inversión, suponiendo que la empresa eléctrica distribuidora ENOSA pague por la producción de energía, el costo de la energía (COE) calculado anteriormente

Producción de Energía Anual de la Instalación (E <sub>AC</sub> ):	6968.27 kWh
Tarifa Eléctrica Media (TEM) o Costo de la Energía (COE):	1.00112 S/. / kWh
Retribución obtenida por la Inyección de Energía Eléctrica:	S/. 6976.0745
Asumimos que el Costo de la Energía (COE) aumenta cada año:	4%

Tabla 3.4: Costos de retribución anual por producción de energía

Año	COE	RETRIBUCION ANUAL(S/.)	RETRIBUCION TOTAL (S/.)
1	1.00112	6976.0745	6976.0745
2	1.04116	7255.1174	14231.191
3	1.08281	7545.3220	21776.513
4	1.12612	7847.1348	29623.647
5	1.17117	8161.0201	37784.667
6	1.21801	8487.4609	46272.127
7	1.26673	8826.9593	55099.086
<b>8</b>	<b>1.31740</b>	<b>9180.0376</b>	<b>64279.123</b>
9	1.37010	9547.2391	73826.362
10	1.42490	9929.1286	83755.490
11	1.48190	10326.2930	94081.7830
12	1.54118	10739.3440	104821.120
13	1.60282	11168.9170	115990.030

Si la empresa distribuidora de energía eléctrica ENOSA pagara por la producción de energía el equivalente al costo de la energía (COE = 1.00112 S/. / kWh) calculado anteriormente recuperaríamos la inversión de nuestro sistema fotovoltaico de conexión a red a los 8 años de haberlo creado.

De acuerdo al pliego tarifario de ENOSA, para la venta de energía eléctrica vigente a partir del 04 de mayo de 2013. Y teniendo en cuenta la tarifa contratada por la Universidad de Piura para el Centro Materno Infantil: MT3, el costo de la energía activa en horas de punta es 15.42 Cent. S/. / kWh y el costo de la energía en horas fuera de punta es 13.39 Cent. S/. / kWh.. A

continuación se presenta la tabla 3.5 donde se muestra el tiempo de recuperación de la inversión, de acuerdo a estas condiciones:

Producción de Energía Anual de la Instalación (EAC):	6968.27 kWh
Tarifa Eléctrica MT3 de ENOSA (Vigente a partir del 4 de mayo de 2013):	
Costo de la energía en horas de punta:	15.42 Cent. S/. / kWh
Costo de la energía en horas fuera de punta:	13.39 Cent. S/. / kWh
Retribución obtenida por la Inyección de Energía Eléctrica (Considerando las horas fuera de punta):	S/. 933.0514
El costo de la energía aumenta cada año:	12.7% De acuerdo al informe de ELECTRONOROESTE S.A.: Memoria ENOSA 2012

Tabla 3.5: Costos de producción de la energía según la tarifa (MT3) contratada por la UDEP para el Centro Materno Infantil

Año	COSTO MT3	COSTO ANUAL(S/.)	COSTO TOTAL (S/.)
1	0.1339	933.0514	933.0514
2	0.1509	1051.5489	1984.6003
3	0.1701	1185.0956	3169.6959
4	0.1917	1335.6027	4505.2986
5	0.2160	1505.2242	6010.5228
6	0.2435	1696.3876	7706.9104
7	0.2744	1911.8288	9618.7392
8	0.3093	2154.631	11773.37
9	0.3486	2428.2691	14201.639
10	0.3929	2736.6592	16938.298
11	0.4428	3084.2149	20022.512
12	0.4990	3475.9101	23498.422
13	0.5624	3917.3506	27415.772
14	0.6338	4414.8541	31830.626
15	0.7143	4975.5405	36806.166
16	0.8050	5607.4341	42413.6
17	0.9072	6319.5782	48733.178
18	1.02245	7122.1646	55855.342
19	1.1531	8026.6795	63882.021
20	1.29865	9046.0677	72928.088
21	1.46358	10194.918	83123.006
22	1.64945	11489.672	94612.678
23	1.85893	12948.860	107561.53
24	2.09502	14593.365	122154.89

De los resultados obtenidos en la tabla anterior, podemos ver que nuestra instalación se amortizaría en el décimo noveno año de funcionamiento, comenzando a obtener beneficios a partir de entonces.

Ante esta situación, el sistema fotovoltaico de conexión a red NO ES RENTABLE, siendo necesario buscar opciones para mejorar la rentabilidad del proyecto y disminuir el tiempo de recuperación de la inversión. Podemos mencionar como opciones:

- Prima o incentivo del ministerio o de la empresa distribuidora.
- Bonos de carbono.

## Capítulo 4

La demanda social a favor de la energía fotovoltaica se ha traducido en el establecimiento de normativas y ayudas que priman el vertido a la red de toda la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos, y que subvencionan a la inversión en este tipo de instalaciones. El análisis económico en estos casos se puede realizar con los métodos de análisis de inversiones, siendo uno de los más utilizados, y el que se empleará en este capítulo, el de los años de recuperación de la inversión realizada.

Se considera que un titular de una instalación fotovoltaica querrá recuperar su inversión en diez años o menos, ya que periodos de recuperación superiores, son disuasorios incluso para las personas con alta conciencia medioambiental.

Como opciones para mejorar la rentabilidad del proyecto, detallamos las siguientes:

### **4.1 Prima o incentivo del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) o de la empresa distribuidora:**

El gobierno peruano a creado el marco legal de las energías renovables y el marco institucional del sector eléctrico, con los que pretende fomentar las energías renovables que son trascendentales para el país, porque implica impulsar la diversificación de la matriz energética y con ello un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente.

Así como desarrollar e implementar los mecanismos apropiados para cumplir con los objetivos de la norma, es decir, fomentar la competencia de los proyectos con energías renovables e incentivar la investigación científica e innovación tecnológica que permitan hacer competitivas a estas tecnologías y mitigar el impacto sobre los usuarios de la electricidad.

#### 4.1.1 Marco legal de las energías renovables:

- Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables - Decreto Legislativo 1002 (mayo 2008)
- Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables Decreto Supremo 012-2011-EM (Marzo 2011)

#### 4.1.2 Marco institucional del sector eléctrico

- **Ministerio de Energía y Minas (MINEM):** Es la institución que otorga las concesiones y establece la reglamentación del mercado.
- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN):** Es la institución que establece las tarifas y compensaciones y se asegura que se cumpla con la reglamentación establecida por el MINEM. Puede complementar las reglamentaciones de ser necesario.
- **Comité de Operación Económica del Sistema (COES):** Esta institución coordina la operación y determina los pagos de los participantes del mercado. Los procedimientos del COES son aprobados por OSINERGMIN.

El gobierno peruano ha dispuesto que el mecanismo de promoción de los recursos energéticos renovables (RER) sean las SUBASTAS, que serán convocadas con una periodicidad no menor a dos años, en ella se solicitará la energía requerida en MWh/año (con tecnologías. Biomasa, eólica, solar, geotérmica y mareomotriz) más un adicional de pequeñas hidroeléctricas (menores a 20 MW)

Los criterios y alcances del marco jurídico son los siguientes:

##### **Porcentaje objetivo:**

El MINEM fija un porcentaje de energía requerida (incluye centrales hidroeléctricas) cada 5 años. Para los primeros 5 años es el 5% del consumo nacional

##### **Incentivos ofrecidos:**

El ganador de la subasta tiene prioridad en el despacho de carga y en el acceso a las redes de transmisión y distribución. Tiene también el ingreso garantizado hasta el límite de la energía adjudicada.

##### **Comité:**

Es el encargado de conducir todo el proceso de subasta y está integrado por tres (3) miembros: dos (2) designados por OSINERMING y uno (1) designado por el MINEM

##### **Garantías:**

Como garantía, el ganador de la subasta dejará una carta fianza de seriedad de oferta y de fiel cumplimiento

**Tarifa Base:**

Es también llamada “Precio Máximo de Adjudicación” y es la tarifa máxima monómica , es decir, es el precio total y único por concepto de venta o compra de energía y potencia calculada por OSINERMINING para cada tipo de tecnología con generación RER

Se mantiene en reserva y en custodia hasta el acto de adjudicación y se hará público sólo si no hubieran ofertas suficientes para cubrir el 100% de la energía requerida a un precio inferior a la Tarifa Base.

**Tarifa de Adjudicación:**

Es la tarifa que resulta como consecuencia del proceso de subasta de los proyectos RER y es firme durante el plazo de vigencia , es decir, es la tarifa que se garantiza al ganador de la subasta por la venta de su producción de energía, expresada en US\$/MWh.

**4.2 Bonos de carbono:**

El incremento de la temperatura media de la superficie de la tierra registrada en los últimos años del siglo XX ha sido de más de 6 °C y las estimaciones de su incremento están entre 1.4 °C y 5.8 °C para el año 2100. Este fenómeno ha provocado una profunda preocupación en la comunidad científica y en los gobiernos de todo el mundo, pues implica no solo un cambio rápido y profundo de las condiciones climáticas, sino que también tendría efectos insospechados sobre la flora y la fauna en nuestro planeta.

El aumento de la temperatura, o «calentamiento global», es atribuido al proceso de industrialización experimentado desde hace siglo y medio y está relacionado con el desarrollo de tecnologías que han requerido cada vez más del uso y la combustión de petróleo y sus derivados, de carbón y la tala de bosques, así como con algunos métodos de explotación agrícola. El crecimiento productivo ha traído consigo efectos colaterales como el incremento de los gases de efecto invernadero (GEI) en nuestra atmósfera, sobre todo de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Estos gases se producen de forma natural en nuestro planeta y contribuyen directamente a la vida en la Tierra, pues impiden que parte del calor solar traspase la atmósfera y regrese al espacio de tal modo que sin ellos el mundo sería un lugar frío y deshabitado, pero cuando se rompe el equilibrio natural de sus emisiones y estas se incrementan artificialmente la temperatura aumenta y el clima se modifica.

Las consecuencias de este fenómeno pueden ser nefastas. Así, el nivel del mar subió entre 10 y 20 centímetros durante el siglo XX y se espera un aumento de entre 9 y 88 centímetros como consecuencia de la disminución de los glaciares y los casquetes polares; lo cual provocaría inundaciones, desaparición de algunas ciudades, contaminación de las reservas de agua dulce, migraciones masivas, desabastecimiento y disminución de la extensión de tierra y la producción agrícola. El calentamiento global se convierte entonces en un problema producto del desarrollo actual que afecta a todo el mundo y su mitigación depende en especial de la voluntad política de los países desarrollados, pues son ellos los que en gran medida, junto con las potencias emergentes, causan estos problemas.

### **Protocolo de Kioto**

Con las primeras clarinadas de alerta de la comunidad científica, a lo largo de la década de 1970, sobre el peligro inminente del cambio climático es que se empieza a forjar conciencia sobre la necesidad de una acción global. Así se realizaron numerosos acuerdos entre las naciones, se crearon comisiones sobre medio ambiente y conferencias mundiales para sensibilizar a los gobiernos e informarlos sobre la importancia de adoptar medidas conjuntas en pro de la sostenibilidad de nuestro planeta. La Convención Climática de Estocolmo de 1972, el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por la sigla en inglés de Intergovernmental Panel on Climate Change) creado en 1987, la Convención de Ginebra de 1990, la de Rio de Janeiro de 1992 y la de Toronto de 1998 son las precursoras del tratado internacional de 1997.

El 10 de diciembre de 1997, como parte de la III conferencia de las partes de la convención sobre cambio climático (COP3), los países participantes adoptaron el compromiso de reducir sus emisiones de GEI en el año 2012. Con ese propósito se tomó como base las emisiones registradas en 1990 de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), en tanto que para los hidrofluorocarbonos (HFCS), los perfluorocarbonos (PFCS) y el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) se usaron las emisiones registradas en 1995.

El compromiso asumido por los países firmantes era disminuir sus emisiones en 5.2% respecto de los niveles de 1990, con el quinquenio 2008-2012 como fecha de medición base. Para ello, se fijaron cuotas y la Unión Europea se comprometió a reducir sus emisiones en por lo menos 8%, Estados Unidos en 7%, Canadá y Japón en 6% y Rusia, Nueva Zelanda y Ucrania solo debían mantener sus emisiones en los niveles del año 1990. Estados Unidos y los países productores de petróleo se han opuesto al tratado de manera permanente, lo que ha perjudicado todo el proceso.

Dentro de los acuerdos adoptados se incluye la posibilidad de negociar las cuotas de emisión:

- Comprando la diferencia no alcanzada respecto del compromiso y/o financiando en otros países proyectos de eficiencia energética o de fijación forestal de dióxido de carbono.
- Comprando a los países autorizados a incrementar sus emisiones de GEI la porción no usada de su cuota.

El protocolo contempla un acuerdo, denominado mecanismo de desarrollo limpio (MDL), con el cual se intenta canalizar la asistencia a las naciones en desarrollo incluyendo en sus proyectos una externalidad positiva vinculada con la implementación de tecnologías limpias, aquellas que contribuyen a mitigar y disminuir las emisiones de GEI.

### **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)**

El MDL es uno de los componentes clave del Protocolo de Kioto. Su objetivo central es ayudar a los países en vías de desarrollo a alcanzar un crecimiento sustentable y asistir a los países desarrollados en el cumplimiento de sus cuotas de reducción de emisiones.

Este mecanismo promueve la inversión de empresas privadas, apoyadas por organismos multilaterales, en proyectos que utilicen tecnologías limpias, como la construcción de hidroeléctricas, centrales a gas de ciclo combinado, parques solares, parques eólicos, proyectos agrícolas y de forestación. Estos proyectos deben estar alineados con el propósito

de reducir la emisión de GEI en países en desarrollo, de acuerdo con los objetivos del milenio, vinculados al desarrollo sustentable y la mejora de la calidad de vida de las poblaciones aledañas. Asimismo, deben cumplir con el principio de adicionalidad, el cual consiste en demostrar que el proyecto incorporado al ciclo económico contribuye además a disminuir la media de emisión de GEI. Este principio está dirigido a evitar que se beneficien del incentivo de los BONOS DE CARBONO aquellos proyectos que en circunstancias normales se hubieran realizado de todas maneras. Por tanto, exige que la reducción de emisiones de carbono del proyecto sea el resultado de acciones deliberadas con este fin.

En el Perú, el Fondo Nacional del Ambiente (FONAM) estimó para el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) el factor de emisión en 0.7 tCO<sub>2</sub> / MWh (2004), pero como la mayoría de las plantas térmicas a petróleo serán reemplazadas por gas natural, espera que, como promedio para los siguientes diez años, se pueda usar un factor de emisión de entre 0.57 y 0.85 tCO<sub>2</sub> / MWh .

Tras una verificación, el MDL premia a estos proyectos con certificados de reducción de emisiones (CERs, por la sigla en inglés certified emission reductions), cada uno de los cuales es equivalente a una tonelada de dióxido de carbono que se deja de emitir a la atmósfera. Estos CERs se pueden vender luego a países desarrollados que los necesiten para cubrir sus cuotas de reducción comprometidas.

-En suma, el MDL permite a los países desarrollados continuar emitiendo GEI con el compromiso de comprar reducciones en países en desarrollo. Este mecanismo no pretende lograr que las grandes empresas cambien, por ejemplo, su matriz energética, pues sería demasiado caro e inviable. Lo que persigue es inducir a las grandes transnacionales, o a sus subsidiarias, a invertir en proyectos de tecnología limpia propios, premiando su compromiso por reducir la emisión de gases nocivos en el planeta. Dentro de esta óptica se genera un doble compromiso, pues los países industrializados se obligan a cumplir con sus metas de reducción y los países en desarrollo se comprometen a generar condiciones favorables para la implementación de estas actividades en sus territorios.

Según el Fonam, un CER es equivalente a una tonelada de CO<sub>2</sub> que los proyectos MDL dejan de emitir a la atmósfera. Es la unidad oficial de reducción de emisiones de GEI, la cual ha sido generada y certificada bajo el esquema del MDL.

### **Proceso de certificación**

Los procesos de certificación de los mercados de carbono son diferentes de acuerdo con su naturaleza: de un lado se encuentran los proyectos adscritos al MDL, que son regulados por el Protocolo de Kioto, y por otro lado están los proyectos forestales y de conservación vinculados a los Mercados Voluntarios de Carbono (MVC), los cuales son regulados por los manuales operativos de las organizaciones certificadoras de emisiones.

Los proyectos que califiquen para la certificación de reducción de emisiones deben cumplir en primer término tres requisitos:

- Demostrar la adicionalidad de la reducción de emisiones.
- Demostrar la permanencia de la reducción de emisiones.
- Contribuir al desarrollo sostenible.

Los procesos de certificación en todos los casos son seguidos por el dueño o el representante legal del proyecto. Los trámites siguen diferentes etapas:

- Aprobación interna por la Autoridad Nacional Designada (AND).
- Certificación por la Entidad Operacional Designada (EOD).
- Expedición de los certificados por el administrador de la Junta Ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC por la sigla en inglés de United Nations Framework Convention on Climate Change).

La autoridad nacional designada para supervisar los proyectos del MDL en el Perú es el Ministerio del Ambiente (MINAM), responsable de evaluar los proyectos con base en el criterio de desarrollo sostenible en un plazo de 45 días.

Realizados todos los procedimientos de validación y certificación de la información, verificación e inspección del proyecto, así como de vigilancia del cumplimiento de las regulaciones relacionadas con la sostenibilidad social y medioambiental en torno al proyecto, la empresa certificadora procederá al registro ante la Junta Ejecutiva de la UNFCCC la cual, luego de efectuar un nuevo proceso de validación del proyecto, solicitará al administrador se proceda con la expedición del CER, de acuerdo con lo establecido por el periodo de acreditación firmado. Se puede optar por dos periodos de acreditación: 20 años prorrogables máximo hasta 60 años o un periodo fijo no prorrogable de 30 años.

La Dirección General de Cambio Climático, Desertificación y Recursos Hídricos del MINAM sostiene que el Perú tiene gran potencial para desarrollar proyectos de reducción de emisiones en diferentes sectores, los cuales pueden solicitar certificados de MDL.

### **Proyectos de generación eléctrica en el Perú**

¿Cómo se determina el precio de los derechos de emisión? El precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> depende del equilibrio de la oferta y la demanda en el mercado europeo de emisiones. Se determina principalmente por su escasez en el mercado, pues la variación de la oferta y la demanda de los derechos de emisión dependerán de los toques que fijen los países miembros para las industrias sujetas a regulación. Cuanto más estricto sea el límite global de emisiones, menor será el número de derechos de emisión y mayor será su precio.

Por otro lado, el precio de los derechos de emisión puede también determinarse por contrato dependiendo del tipo de acuerdo:

- **Tipo forward (a futuro):** Denominado Emission Reduction Purchase Agreement (ERPA), por el cual se acuerda un precio fijo de venta a futuro de todos o parte de los CER que genere el proyecto. La ventaja es que el comprador asume todos los costos de transacción de solicitud del MDL y asegura un precio. La desventaja principal es que a través de este mecanismo el precio es mucho menor al del mercado *spot*, que es aquel en el que el valor del CER se paga al contado en el momento de la entrega.

- **Unilateral:** Una vez que el proyecto entre en operación el promotor o el propietario del proyecto vende directamente los CER al mercado al precio de referencia del mercado europeo. La ventaja del vendedor es que siempre el precio es mejor que el que se puede obtener con un contrato ERPA. La desventaja es que el vendedor asume todos los costos de transacción de solicitar el MDL y los riesgos de mercado.

## Proyectos en curso

Según el MINAM, nuestro país tiene registrados 190 proyectos MDL con potencial para reducir 25 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (MINAM, 2009). El portafolio de inversiones ambientales alcanza los US\$ 11,200 millones. No obstante, sólo 23 proyectos del portafolio se han implementado por la dificultad que tienen para demostrar que reducirán sus emisiones por un cambio en la matriz energética o por captura de carbono a través de la reforestación. Por otro lado, el proceso de certificación puede demorar entre dos y cuatro años en el escenario más optimista.

De los 190 proyectos de MDL peruanos, 147 son de energía y 43 son forestales; 49 ya han sido aprobados por el MINAM y, de esos, 23 han sido aprobados por la ONU, mientras que 17 están en etapa de validación.

Por otro lado, respecto de las dificultades para los interesados en solicitar MDL, Arturo Caballero del diario El Comercio, manifiesta que uno de los principales problemas es el alto costo de la elaboración del expediente o el documento de diseño del proyecto, que puede ser de US\$ 15,000 a US\$ 20,000 y, además, se debe contratar a un especialista que lo valide, lo que puede significar US\$ 20,000 más. Por otro lado, la banca peruana no está preparada para asumir préstamos en proyectos que impulsen inversiones «verdes».

En resumen, en el futuro la tendencia mundial de las prácticas de Buen Gobierno Corporativo, y en especial de responsabilidad socio ambiental, hará que los demandantes de energía prefieran optar por empresas que se sirvan de recursos renovables para la generación de energía eléctrica, en especial de centrales hidroeléctricas.

Por las razones expuestas, la evaluación de las alternativas de inversión en el sector tiene que incorporar necesariamente el menor costo del gas y la posibilidad de obtener Bonos de Carbono como elementos particulares condicionantes de la rentabilidad de cualquier proyecto.

## **Capítulo 5**

### **Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red**

En una instalación fotovoltaica conectada a red no basta con diseñar, montar, verificar el funcionamiento de los componentes y el sistema, evitar sombras, etc. También es necesario realizar labores tanto de mantenimiento preventivo como de mantenimiento correctivo. Estas operaciones, en algunas ocasiones, podrán ser efectuadas por el propio usuario del sistema. En otras será necesaria la asistencia de un servicio técnico.

#### **5.1 Mantenimiento preventivo**

Será anual para instalaciones de potencia inferiores a 5kW y semestral para las superiores, en este tipo de mantenimiento desarrolla inspecciones visuales de verificación, permitiendo que los límites y condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad sean aceptables dentro de la instalación fotovoltaica. Se harán las siguientes operaciones:

- Revisión de las protecciones eléctricas
- Revisión del estado de los paneles fotovoltaicos y sus conexiones
- Revisión del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Revisión, reajustes y limpieza de cables y terminales, incluyendo las tomas a tierra.

#### **5.2 Mantenimiento correctivo**

Dentro de este tipo de mantenimiento se deberá cumplir lo siguiente:

- Ante la solicitud del usuario o por avería grave, la visita a la instalación se hará en un plazo máximo de 15 días.
- El análisis y la elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- El precio anual del mantenimiento correctivo, indicando sus alcances. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de los equipos necesarias más allá del periodo de garantía.
- El mantenimiento será realizado por personal técnico cualificado, todo ello bajo la responsabilidad de la empresa a cargo de dicho mantenimiento.

### **5.3 Mantenimiento a cargo del usuario**

El dueño de la instalación debe encargarse de las siguientes operaciones:

- Supervisión general, que consiste en la comprobación periódica del correcto funcionamiento de los equipos, por ejemplo: observar los indicadores del inversor que señalan su estado de funcionamiento, comprobar que el inversor recibe energía del campo generador e inyecta corriente alterna a la red, etc.
- La limpieza de los paneles solares es un factor que aumentará la producción de energía, así que se recomienda instalar una toma de agua cerca. La limpieza también incluye la eliminación de hierbas, ramas u otros objetos que puedan proyectar sombras sobre el campo generador.
- Comprobación visual del campo fotovoltaico, que consiste en verificar las fijaciones de la estructura tanto del edificio como de los paneles (aflojamiento de tuercas de la misma).
- Comunicación al servicio técnico en caso de mal funcionamiento o averías.

### **5.4 Mantenimiento a cargo del servicio técnico**

Cuando el usuario de la instalación detecte una bajada o paro total de la producción de electricidad o cuando aparezcan defectos en la estructura del generador fotovoltaico, deberá avisar al servicio técnico quien realizará un mantenimiento correctivo detectando el origen de la avería y reparándola.

El servicio técnico también deberá realizar un mantenimiento preventivo, mediante una serie de revisiones periódicas, donde se incluirán como mínimo:

- La medición de la tensión y la intensidad de cada una de las ramas del campo generador. De esta forma determinamos fallos en los paneles (por ejemplo: diodos fundidos), problemas en cableado y conexiones, etc.
- La verificación de la solidez de la estructura del campo generador, el reajuste de tornillos, el estado de protección de soportes metálicos y anclajes, etc.
- La caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en CA del inversor
- La comprobación de las protecciones, los fusibles y los diferenciales.

La verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

## Conclusiones

- Para el proceso de dimensionamiento se ha considerado el mes de Junio por ser el mes más desfavorable, en cuanto a energía solar disponible, asegurándonos en el resto del año el funcionamiento total del sistema fotovoltaico con conexión a red.
- Los equipos que forman parte del sistema fotovoltaico con conexión a red, no sólo han sido escogidos con los cálculos realizados para el proyecto, se ha tenido también en cuenta que cumplan con las normativas establecidas para el correcto dimensionamiento:
  - Los módulos fotovoltaicos cumplen las normativas: IEC 61215 que cubre los parámetros que son responsables del envejecimiento de los mismos como son los rayos UV (ultravioleta), incluida la luz del sol, diferencial ambiental de humedad y temperatura, carga mecánica y los parámetros de la nieve. Cumplen también la normativa IEC 61730 que cubre los parámetros de seguridad del módulo en su construcción, especificando el tipo de uso, pruebas de cualificación y seguridad eléctrica.
  - El inversor cumple con la normativa IEC 60529 que determina el grado de protección que resguarda los componentes que constituyen el equipo: IP 65; nuestro inversor está totalmente protegido contra el polvo y contra el lanzamiento de agua desde todas direcciones.
  - El medidor dispensador de electricidad cumple con las normativas EN 50470-1 y EN 50470-3 con las que se garantizan el cumplimiento de ensayos para el correcto funcionamiento y la precisión de la medida de energía.
- El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario de la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño de la instalación ; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.
- El sistema al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, elimina las pérdidas en la transmisión (8 – 12%) y distribución (16 – 22%) de la energía eléctrica.
- No producen contaminación ni efecto nocivo alguno.

- Los costos de operación y mantenimiento son muy bajos.
  
- Esta tecnología de conversión de energía tiene la ventaja principal de que puede ser extraída de un modo “renovable”. Se espera que esta alternativa de energía renovable sea conveniente en un futuro de energía sostenible por las siguientes razones:
  - La energía solar fotovoltaica conduce a una diversificación de fuentes de energía, aumentando la utilización de fuentes de energía renovables, y así una mejora en la seguridad energética.
  - Está más extensamente disponible comparada con los combustibles fósiles.
  - No contribuye a la contaminación atmosférica local y por lo tanto, reduce los daños y perjuicios a la salud humana.
  - Puede equilibrar el empleo de combustibles fósiles y ahorrar estos para otras aplicaciones y futuros usos.
  - Puede mejorar el desarrollo de economías locales y crear empleos.
  - No da lugar al efecto invernadero.
  
- Los resultados económicos muestran que el sistema es rentable recuperando la inversión inicial al octavo año de funcionamiento.

## Bibliografía

- [1] Oscar Perpiñán Lamigueiro(2010). Energía Solar Fotovoltaica. Versión 1. 21 Abril 2010.
- [2] Linda Hassaine (2010)Tesis Doctoral “Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos conectados a Red”. Tesis doctoral. España: Universidad Carlos III de Madrid.
- [3] Escuela Universitaria de Formación Abierta (2010). Energía Solar Fotovoltaica. España: Master D, Universidad Camilo José Cela.
- [4] Colegio oficial de Ingenieros de Telecomunicaciones (2002). Energía Solar Fotovoltaica. España: Grupo de nuevas actividades profesionales.
- [5] Comunidad de Madrid (2010). Guía de Integración Solar Fotovoltaica. España: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- [6] Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red (IDAE - ESPAÑA)– Julio 2011
- [7] Atlas de energía solar del Perú
- [8] Proyectos de carbon: Una nueva oportunidad de negocios (Agosto 2011). Cáritas del Perú. Gladys Castillo
- [9] Comentarios sobre el mercado de los bonos de carbono en el Perú (11/10/2011). Revista Rumbo minero, Setiembre 2011. Informe páginas 358 – 359. Brendan Oviedo
- [10] Proyectos de generación eléctrica en el Perú. Universidad ESAN, 2012. Alfredo Mendiola, Carlos Aguirre, Oscar Aguilar, Suzete Castillo, Gerard Giglio, Walter Maldonado
- [11] Decreto legislative de promoción de la inversion para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Decreto legislative N° 1002. OSINERMING
- [12] Incentivos a la generación por fuentes renovables de energía. Eduardo Zolezzi, consultor senior banco mundial. <http://www.slideshare.net/ezolezzi/incentivos-generacion-renovables>

**Anexo A:**  
**Fotografías del Centro Materno Infantil de la UDEP**

Figura A.1



Fuente: Google earth

Figura A.2



Fuente: Google earth

A continuación se muestra que existen tres zonas en las que se pueden colocar los paneles fotovoltaicos, los detalles de estas zonas los veremos a continuación:

Figura A.3



Zona I: Parte del techo posterior del Centro Materno Infantil de la UDEP (14m x 7m)

Figura A.4



Zona I: Otra vista del techo posterior del Centro Materno Infantil de la UDEP (14m x 7m)

Figura A.5



Zona I: Otra vista del techo posterior del Centro Materno Infantil de la UDEP (14m x 7m)

Figura A.6



Vista 1 de los equipos de A/C existentes en la parte central del techo del CMI de la UDEP

Figura A.7



Vista 2 de los equipos de A/C existentes en la parte central del techo del CMI de la UDEP

Figura A.8



Vista 3 de los equipos de A/C existentes en la parte central del techo del CMI de la UDEP

Figura A.9



Vista 4 de los equipos de A/C existentes en la parte central del techo del CMI de la UDEP

Figura A.10



Vista 5 de los equipos de A/C existentes en la parte central del techo del CMI de la UDEP

Figura A.11



Zona II: Vista 1 de la parte del techo central del CMI de la UDEP (5m x 15m)

Figura A.12



Zona II: Vista 2 de la parte del techo central del CMI de la UDEP (5m x 15m)

Figura A.13



Zona III: Vista 1 de la parte del techo anterior del CMI de la UDEP (5m x 20m)

Figura A.14



Zona III: Vista 2 de la parte del techo anterior del CMI de la UDEP (5m x 20m)

Figura A.15



Zona III: Vista 3 de la parte del techo anterior del CMI de la UDEP (5m x 20m)

Figura A.16



Zona III: Vista 4 de la parte del techo anterior del CMI de la UDEP (5m x 20m)

Figura A.17



Zona III: Vista 5 de la parte del techo anterior del CMI de la UDEP (5m x 20m)