



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

RESIDENCIA PROFESIONAL

TEMA:

“IMPLEMENTACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS
BASADAS EN PANELES SOLARES PARA EL AHORRO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA EMPRESA SERPRO
(SERVICIOS PROFESIONALES DE AUTOMATIZACIÓN Y
COMUNICACIONES S.A. DE C.V.)”

PRESENTA:

VANIA MELISSA TOVILLA MARTÍNEZ

13270974

ASESOR:

ING. KARLOS VELÁZQUEZ MORENO

PERIODO AGO- DIC 2017.

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, MÉXICO.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1. ANTECEDENTES.....	6
1.2. ESTADO DEL ARTE.....	7
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	8
1.4. OBJETIVOS.....	9
1.4.1. OBJETIVOS GENERALES.....	9
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	9
1.5. METODOLOGÍA.....	9

CAPITULO 2

2. MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	11
2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	11
2.2. COORDENADAS Y MOVIMIENTOS DE LA TIERRA.....	11
2.2.1. LATITUD.....	11
2.2.2. LONGITUD.....	12
2.2.3. MOVIMIENTOS DE LA TIERRA.....	13
2.3. COORDENADAS SOLARES.....	16
2.4. ORIENTACION DE GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	18
2.5. RADIACION SOLAR.....	21
2.5.1. EFECTOS DE LA ATMOSFERA SOBRE LA RADIACION.....	21
2.5.2. TIPOS DE RADIACION SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE.....	22
2.5.3. IRRADIANCIA E IRRADIACION.....	23
2.5.4. RADIACION GLOBAL SOBRE UNA SUPERFICIE.....	24
2.5.5. RADIACION SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA.....	24
2.6. EFECTO FOTOVOLTAICO.....	25
2.7. SEMICONDUCTORES P Y N.....	26
2.8. CELULA SOLAR.....	28
2.8.1. CARACTERISTICAS i-u.....	30
2.8.2. POTENCIA MAXIMA Y EFICIENCIA.....	31
2.8.3. EFECTOS DE LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA.....	32
2.8.4. CONSTITUCION DE UNA CELULA SOLAR.....	34
2.9. MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	36
2.9.1. ESTRUCTURA DE UN MODULO FOTOVOLTAICO.....	36
2.9.2. PARAMETROS CARACTERISTICOS DE UN MODULO FOTOVOLTAICO.....	39
2.9.3. HOJAS DE DATOS DEL FABRICANTE.....	40
2.9.4. OTROS PARAMETROS.....	41
2.9.5. PUNTO CALIENTE.....	41
2.9.6. CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	42

CAPITULO 3

3. BATERIAS Y ACUMULADORES.....	47
3.1. ELECTROQUIMICA.....	47
3.2. ELECTROLISIS.....	47
3.2.1. LEYES DE FARADAY EN LA ELECTROLISIS.....	48
3.3. REACCION OXIDO-REDUCCION.....	48
3.4. ACUMULADOR O BATERIA RECARGABLE.....	50
3.4.1. FUNCIONES BASICAS.....	50
3.4.2. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS.....	50
3.5. PARAMETROS DE UN ACUMULADOR.....	55
3.5.1. TENSION.....	55
3.5.2. CAPACIDAD.....	55
3.5.3. POTENCIA Y ENERGIA.....	56
3.6. VIDA Y CICLAJE DE ACUMULADOR.....	58

CAPITULO 4

4. REGULADORES E INVERSORES.....	63
4.1. REGULADORES.....	63
4.1.1 FUNCIONES DEL REGULADOR.....	63
4.1.2. REGULACION DE LA CARGA DE LA BATERIA DE ACUMULADORES.....	65
4.2. FUNCIONAMIENTO Y TIPOS DE REGULADORES.....	67
4.3. CARACTERISTICAS Y DIMENSIONADO DE LOS REGULADORES.....	72
4.4. INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE REGULADORES.....	72
4.5. INVERSORES FOTOVOLTAICOS.....	73
4.6. FUNCIONES Y CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES.....	75
4.6.1. RENDIMIENTO.....	75
4.6.2. CARACTERISTICAS DE LAS CORRIENTES ALTERNA GENERADA.....	77
4.6.3. CAPACIDAD DE SOBRECARGA.....	77
4.6.4. GRADO DE PROTECCION DE LA ENVOLVENTE DEL INVERSOR.....	77
4.6.5. CARCATERISTICAS DE LOS INVERSORES AUTONOMOS.....	78
4.6.6. CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES CONECTADOS A LA RED.....	78
4.7. TIPOS DE INVERSORES PARA CONEXIÓN A LA RED.....	79
4.7.1. INVERSOR CENTRAL.....	79
4.7.2. INVERSOR DE CADENA.....	80
4.7.3. INVERSOR MULTICADENA.....	81
4.7.4. INVERSOR INTEGRADO EN EL MODULO.....	82
4.8. FUNCIONAMIENTO Y CONFIGURACIONES DE UN INVERSOR.....	82
4.9 DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	86
4.10. INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE LOS INVERSORES.....	88
4.10.1. DONDE Y COMO SE MONTA.....	88
4.10.2. COMO SE REALIZA EL CONEXIONADO.....	89

CAPITULO 5

5. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (I).....	90
5.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTONOMOS.....	90
5.1.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DIRECTOS.....	93
5.1.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON ACUMULACION.....	94
5.2. PROYECTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ACUMULACION.....	94
5.2.1. RECOGIDA DE LA INFORMACION.....	96
5.2.2. ELECCION DEL TIPO DE SISTEMA.....	96
5.2.3. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	97
5.2.4. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ACUMULACION.....	98
5.2.5. DIMENSIONADO DEL REGULADOR DE CARGA.....	98
5.2.6. DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	100
5.3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO.....	101
5.3.1. RECOPIACION DE DATOS.....	101
5.3.2. MAXIMA CAIDA DE TENSION PERMITIDA.....	103
5.3.3. TIPOS O METODOS DE INSTALACION.....	104
5.3.4. TIPOS DE CABLE.....	104
5.3.5. CALCULO POR CAIDA DE TENSION.....	105
5.3.6. CALCULO POR CALENTAMIENTO.....	106
5.4. APARATOS DE MANIOBRA Y PROTECCION EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO.....	106
5.4.1. PROTECCION CONTRA SOBREENTENSIDADES.....	110
5.4.2. PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES.....	112
5.4.3. AISLAMIENTO Y PUESTA A TIERRA.....	113
5.4.4. PROTECCION DEL INVERSOR Y LOS CIRCUITOS DE UTILIZACION.....	115
5.5. ESTRUCTURAS SOPORTE.....	118
 CAPITULO 6	
6. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (II).....	121
6.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED.....	124
6.2. PROYECTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	126
6.2.1. POTENCIA DE PICO DEL GENERADOR.....	129
6.2.2. POTENCIA DE PICO DEL GENERADOR POS SUPERFICIE DISPONIBLE.....	131
6.2.3. ORIENTACION E INCLINACION DE SOBRES.....	135
6.2.4. DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	136
6.2.5. PREVISION DE PRODUCCION.....	137
6.3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES.....	139
6.3.1. RECOPIACION DE DATOS.....	141
6.3.2. MAXIMA CAIDA DE TENSION PERMITIDA.....	143
6.3.3. TIPOS O METODOS DE INSTALACION.....	144
6.3.4. TIPOS DE CABLE.....	145
6.3.5. CALCULO DE LA SELECCIÓN POR CAIDA DE TENSION Y POR CALENTAMIENTO.....	147

6.4. APARATOS DE MANIOBRA Y PROTECCION EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	148
--	-----

CAPITULO 7

7. DISEÑO DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA.....	150
7.1. PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA.....	152
7.2. DISEÑO Y CALCULO DE LA ILUMINACIÓN.....	153
7.3. CALCULO DE LA ILUMINACIÓN POR SECCIONES.....	154
7.4. CALCULO DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA.....	156
7.4.1. DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA DE CONSUMO PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN.....	157
7.4.2. CALCULO DEL BANCO DE BATERÍAS.....	157
7.4.3. CALCULO DE PANELES SOLARES.....	158
7.4.4. CALCULO DEL REGULADOR.....	158
7.4.5. CALCULO DEL INVERSOR.....	159
7.4.6. CONMUTADOR.....	160

CAPITULO 8

8. CONCLUSIONES.....	161
FUENTES.....	163
EQUIPO UTILIZADO.....	164

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Cuando en 1973 se produjeron eventos importantes en el mercado del petróleo en el mundo, que se manifestaron en los años posteriores en un encarecimiento notable de esta fuente de energía no renovable, resurgieron las preocupaciones sobre el suministro y precio futuro de la energía. Resultado de esto, los países consumidores, enfrentados a los altos costos del petróleo y a una dependencia casi total de este energético, tuvieron que modificar costumbres y buscar opciones para reducir su dependencia de fuentes no renovables.

Entre las opciones para reducir la dependencia del petróleo como principal energético, se reconsideró el mejor aprovechamiento de la energía solar y sus diversas manifestaciones secundarias tales como la energía eólica, hidráulica y las diversas formas de biomasa; es decir, las llamadas energías renovables.

Así, hacia mediados de los años setenta, múltiples centros de investigación en el mundo retomaron viejos estudios, organizaron grupos de trabajo e iniciaron la construcción y operación de prototipos de equipos y sistemas operados con energéticos renovables. Asimismo, se establecieron diversas empresas para aprovechar las oportunidades que se ofrecían para el desarrollo de estas tecnologías, dados los altos precios de las energías convencionales.

En la década de los ochenta, aparecen evidencias de un aumento en las concentraciones de gases que provocan el efecto de invernadero en la atmósfera terrestre, las cuales han sido atribuidas, en gran medida, a la quema de combustibles fósiles. Esto trajo como resultado una convocatoria mundial para buscar alternativas de reducción de las concentraciones actuales de estos gases, lo que llevó a un replanteamiento de la importancia que pueden tener las energías renovables para crear sistemas sustentables. Como resultado de esta convocatoria, muchos países, particularmente los más desarrollados, establecen compromisos para limitar y reducir emisiones de gases de efecto de invernadero renovando así su interés en aplicar políticas de promoción de las energías renovables.

Hoy en día, más de un cuarto de siglo después de la llamada crisis del petróleo, muchas de las tecnologías de aprovechamiento de energías renovables han madurado y evolucionado, aumentando su confiabilidad y mejorando su rentabilidad para muchas aplicaciones. Como resultado, países como Estados Unidos, Alemania, España e Israel presentan un crecimiento muy acelerado en el

número de instalaciones que aprovechan la energía solar de manera directa o indirectamente a través de sus manifestaciones secundarias.

Además de la riqueza en energéticos de origen fósil, México cuenta con un potencial muy importante en cuestión de recursos energéticos renovables, cuyo desarrollo permitirá al país contar con una mayor diversificación de fuentes de energía, ampliar la base industrial en un área que puede tener valor estratégico en el futuro, y atenuar los impactos ambientales ocasionados por la producción, distribución y uso final de las formas de energía convencionales.

Para analizar y plantear estrategias nacionales sobre energías renovables, la Secretaría de Energía se ha apoyado en la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, Conae, creada como comisión intersecretarial en 1989 y elevada a la categoría de órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía en 1999. A su vez, reconociendo su invaluable participación en el tema, la Conae estableció, desde hace más de tres años, una alianza con la Asociación Nacional de Energía Solar, ANES, y juntas han operado el Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables, Cofer.

1.2. ESTADO DEL ARTE

En 2005 en el informe de la IIE se dijo que México se localiza geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional, situación que resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar, ya que la irradiación global media diaria en el territorio nacional es de alrededor de 5.5 kWh/m², colocando al país dentro de los primeros lugares en el mundo. El IIE ha realizado estudios respecto del potencial de aprovechamiento de la energía solar térmica de concentración y ha estimado un potencial medio aprovechable en el corto plazo en las zonas norte y noroeste del país de 1,653 MW, mientras que el potencial para calentamiento solar de agua se ubica en más de dos millones de metros cuadrados de calentadores solares de agua al año.

En 2010, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la oferta total de energía primaria en el mundo fue de 12,717 millones de toneladas equivalentes de petróleo, de las cuales se produjo el 13.0% a partir de fuentes renovables de energía (incluyendo las grandes centrales hidroeléctricas).

1.3. JUSTIFICACIÓN

En las últimas décadas el contexto internacional ha sido cada vez más sensible a los efectos del calentamiento global del planeta, que ha venido en denominarse 'cambio climático'. El aumento de la temperatura media global de algo más de medio grado se ve reflejado en modificaciones ambientales y climáticas, social y económicamente no sostenibles. Mediante el Protocolo de Kyoto, los gobiernos intentan hacer un esfuerzo para reducir las emisiones de gases invernadero. El protocolo apunta a los combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón) como los principales responsables de dichas emisiones. El cambio de los sistemas de producción de energía es fundamental para lograr los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. En este sentido, se están promoviendo las energías renovables que minimizan el impacto de las emisiones de dióxido de carbono, como la solar, eólica y de biomasa, dado que la hidráulica casi puede haber llegado a su techo por condicionantes ambientales; y las tecnologías de producción y uso eficiente de la energía, entre las que se encuentran la cogeneración, ciclo combinado y máquinas de absorción. En el horizonte se vislumbra el empleo renovable del hidrógeno y la fusión nuclear. Al estar todavía en fase de desarrollo, su implantación a gran escala todavía está lejos para solventar la problemática actual. La energía nuclear de fisión no produce emisiones de gases de efecto invernadero pero, por el contrario, es costosa, peligrosa y sus residuos altamente contaminantes a muy largo plazo. Con el precio del crudo por las nubes y el cumplimiento del Protocolo de Kyoto, los gobernantes de medio mundo están replanteándose el futuro de esta tecnología.

Desgraciadamente, la mayoría de los ciudadanos no son conscientes de la espiral de consumo energético en la que estamos imbuidos. Recientemente, en un seminario sobre la sostenibilidad del modelo energético y la gestión de la demanda y energías renovables, todos los participantes afirmaron que el ritmo actual de crecimiento de la demanda eléctrica en España es insostenible. Las tecnologías solares térmicas se basan fundamentalmente en la transformación de la radiación solar en energía térmica para la obtención de un vapor de alta temperatura o un gas para alimentar una turbina o un motor que producirán la energía para verter en la red. Además, la energía solar recogida puede ser almacenada en un medio líquido o sólido como las sales fundidas, cerámicos u hormigón, para ser utilizada posteriormente. Este tipo de tecnología comienza a desarrollarse por sus rendimientos ya demostrados y deben mejorar sus costes de producción en masa.

La energía solar fotovoltaica se basa en un sistema semiconductor que absorbe luz y la convierte en energía eléctrica. Este tipo de energía puede ser utilizada en

telecomunicaciones, señalización, alumbrados de calles y carreteras, desalación de aguas, bombeos e incluso electrificación de viviendas aisladas.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVOS GENERALES

Lograr un ahorro de energía considerable mediante la utilización de paneles solares, alcanzando así adaptar formas nuevas de generación de energía eléctrica de una manera más amigable con el medio ambiente, además de los beneficios económicos a largo plazo.

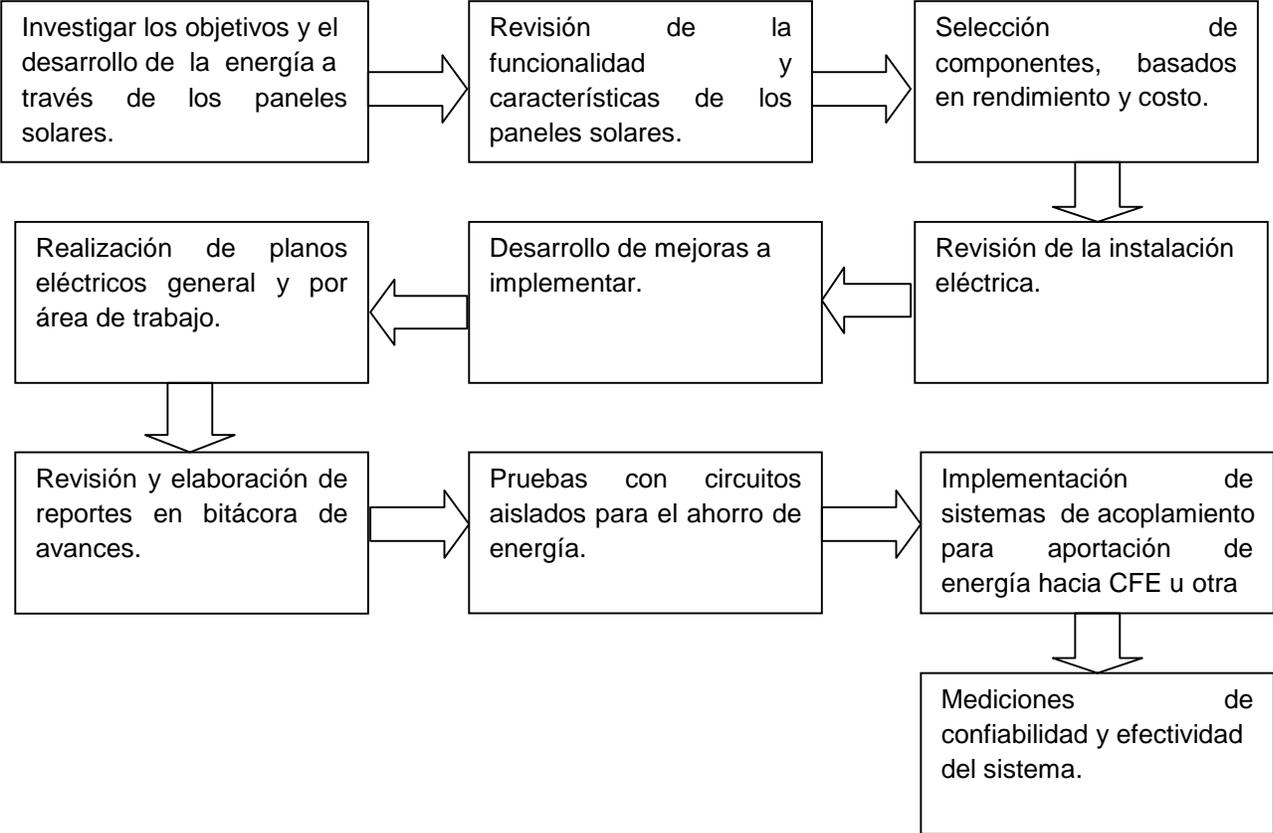
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un diagnóstico energético para encontrar o generar oportunidades de ahorro energético en la empresa SERPRO S.A. de C.V.
- Hacer modificaciones en cuanto a las instalaciones eléctricas para evitar gasto de energía por falta de mantenimiento, mala instalación o diseño de los mismos.
- Implementar paneles solares y así contribuir con la generación de energía limpia.
- Disminuir los costos por pago de energía eléctrica.
- Ser una empresa sustentable en el aspecto eléctrico.

1.4. METODOLOGÍA

La implementación de las celdas solares para el ahorro energético y la inclusión de energías renovables es el objetivo de la empresa SERPRO SA de CV, para así poder adentrarse a esta nueva manera de generación de energía eléctrica y posiblemente tomar como punto de partida este proyecto para posteriormente puedan como empresa ofrecer este servicio.

Para llevar a cabo lo antes mencionado se realizará lo siguiente:



CAPITULO 2

2. MODULOS FOTOVOLTAICOS

2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión inmediata. Se produce mediante generadores fotovoltaicos compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí que a su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células solares o fotovoltaicas.

El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen un generador forma una superficie plana que tiene que ser expuesta al Sol para producir energía eléctrica. La inclinación y la orientación adecuadas de dicha superficie son fundamentales para conseguir una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica.

2.2. COORDENADAS Y MOVIMIENTOS DE LA TIERRA

Mediante las coordenadas geográficas, latitud y longitud podemos definir con precisión una posición cualquier de la superficie terrestre. Se expresan en grados sexagesimales y se dan con referencia al ecuador y al meridiano de Greenwich.

El Ecuador es la circunferencia definida sobre la superficie terrestre por un plano perpendicular al eje de rotación de la Tierra que la divide en dos partes, el hemisferio norte y el hemisferio sur.

El meridiano de Greenwich es la semicircunferencia imaginaria que une los polos y pasa por Greenwich.

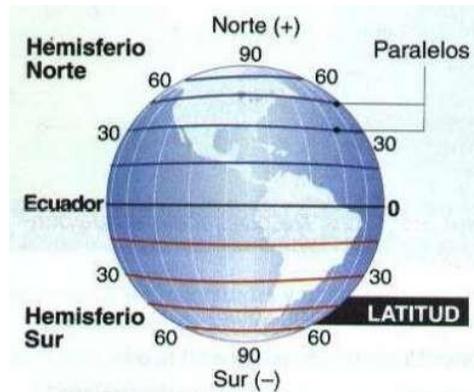
Las circunferencias definidas sobre la superficie terrestre por planos perpendiculares al eje de rotación de la Tierra y por tanto paralelas al ecuador se denominan paralelos. Las semicircunferencias definidas por los círculos máximos de la esfera terrestre que pasan por los polos se denominan meridianos.

2.2.1. LATITUD (Φ)

La latitud (Φ) es la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto (**Imág.1**).

La latitud del ecuador es, por definición, de 0° . Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud. Los puntos que se encuentran al norte del ecuador reciben la denominación Norte (N) y los que se encuentran al sur del

ecuador reciben la denominación Sur. Se mide de 0° a 90° y se define como positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur. Los Polos Norte y Sur tienen latitud 90° N ($+90$) y 90° S (-90) respectivamente.

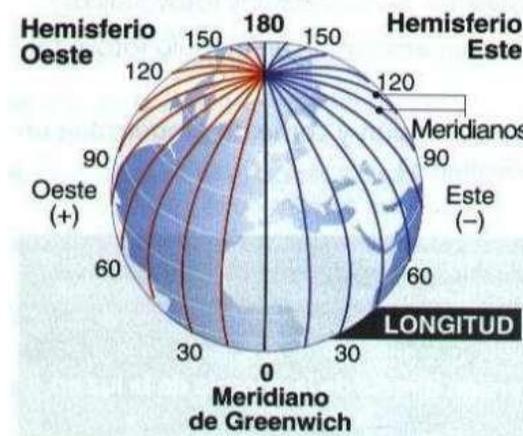


Imág.1. Latitud de la Tierra

2.2.2. LONGITUD

La longitud (**Imag.2**) es la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el meridiano de Greenwich, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto. El meridiano de Greenwich divide a la Tierra en dos hemisferios llamados Este (oriental) y Oeste (occidental). Al meridiano de Greenwich, por el ser el meridiano de referencia, le corresponde la longitud cero. También se denomina meridiano o meridiano base.

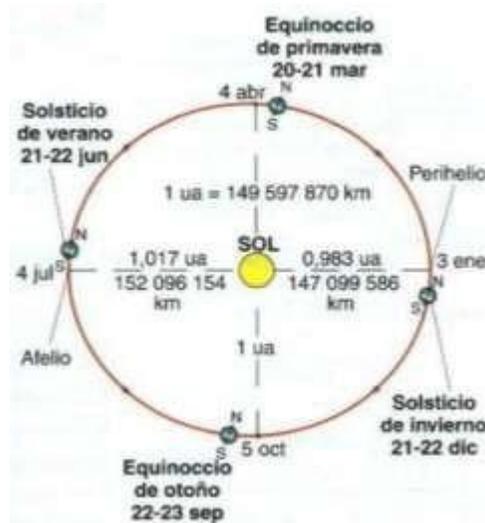
La longitud se mide de 0° a 180° y se define como positiva hacia el Oeste (hemisferio occidental) y negativa hacia el Este (hemisferio oriental).



Imag.2. Longitud de la Tierra

2.2.3. MOVIMIENTOS DE LA TIERRA

La Tierra tiene un movimiento de traslación alrededor del Sol (**Imag.3**), en sentido contrario a las agujas del reloj si se observa desde el hemisferio norte, describiendo una órbita ligeramente elíptica con el Sol situado en uno de los focos de la elipse y no en el centro de la misma. Esto provoca que la distancia del Sol a la Tierra no sea constante.



Imág.3. Movimiento de traslación de la Tierra.

La distancia media entre la Tierra y el Sol es de aproximadamente 149,597,870 km y se utiliza para definir la unidad de distancia denominada unidad astronómica (ua). El punto más alejado de la órbita de la Tierra alrededor del Sol (1.017 ua) se llama afelio, se produce en torno a 4 de julio. El punto más cercano de la órbita (0.983 ua) se llama perihelio, se produce en torno al 3 de enero.

La Tierra gira sobre sí misma rotando alrededor del eje que pasa por los polos, denominado eje polar, con una velocidad aproximada de una vuelta por día. Un día dura 23 horas, 56 minutos 4 segundos aproximadamente. El sentido de rotación de la Tierra es de Oeste a Este como se deduce del hecho de que el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste.

El eje polar de la Tierra (**Imág.4**) no es perpendicular al plano de su órbita alrededor del Sol, sino que forma un ángulo de 23.45° con la perpendicular a dicho plano. Este plano se denomina plano de la eclíptica porque sobre este plano teórico, donde se sitúan las órbitas de la mayoría de los planetas y satélites del Sistema Solar, se producen los eclipses.

Esta inclinación del eje polar provoca los cambios estacionales, las diferentes duraciones de las noches y los días en verano y en invierno, y también la que hace que el Sol esté más alto al mediodía en verano que en invierno.



Imág.4. Eje polar

Declinación

La declinación (δ) (**Imág.5.**) es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con la línea situada en el plano de la eclíptica, que une los centros del Sol y de la Tierra. Este ángulo varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima positiva, $\delta = 23.45^\circ$) e invierno (declinación máxima negativa, $\delta = -23.45^\circ$) y valores nulos en los equinoccios (declinación nula, $\delta = 0^\circ$). Aunque la declinación varía se puede suponer que permanece constante a lo largo del día.



Imág.5. Declinación de la Tierra.

La expresión de la declinación para un determinado día se calcula con la expresión:

$$\delta = 23.45 \times \text{sen} \left(360 \times \frac{284 \times \delta_n}{365} \right)$$

δ : Declinación (grados)

2.3. COORDENADAS SOLARES

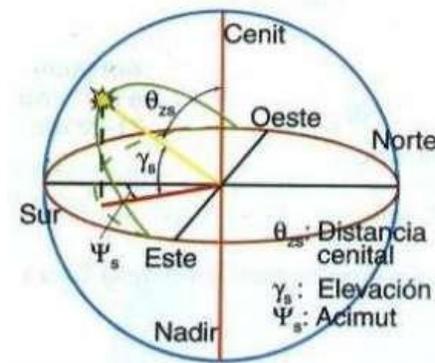
Para situar la posición del Sol en el cielo se utiliza el concepto de esfera celeste, que es una esfera imaginaria de radio arbitrario, centrada en el observador, sobre la que se proyecta la posición del Sol. Cada punto de esta esfera celeste es una dirección en el cielo vista desde la Tierra. (**Imág.6.**)



Imág.6. Coordenadas solares.

Este sistema de representación muestra las posiciones del Sol como si tuviera un movimiento aparente alrededor de la Tierra siguiendo una trayectoria dentro del plano de la eclíptica que forma un ángulo de 23.45° con el Ecuador de la esfera celeste. El Sol recorre la eclíptica una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día en torno a la Tierra.

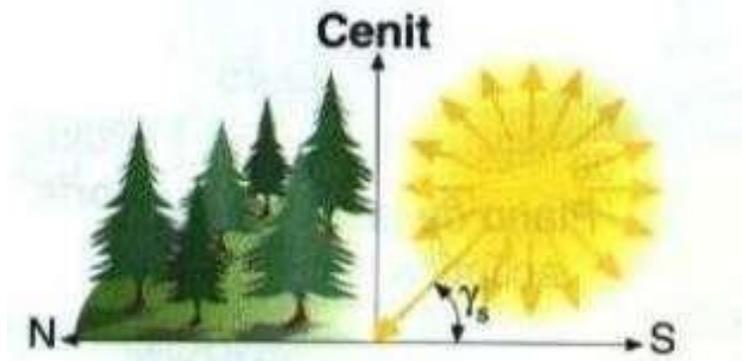
En el sistema de coordenadas de la esfera celeste, que es similar al usado para definir la longitud y latitud terrestres, se especifica la posición del Sol mediante dos ángulos que se denominan elevación y acimut. (**Imág.7.**)



Imág.7. Elevación y acimut.

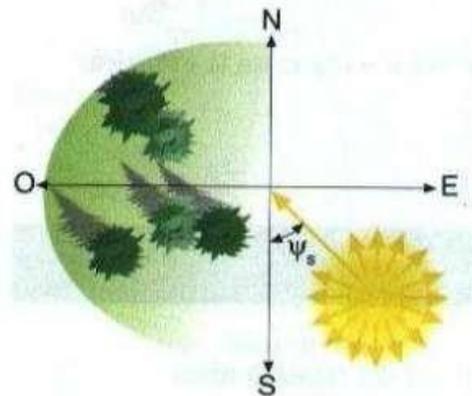
Estas coordenadas solares se definen respecto a la dirección vertical que es la dirección que marcaría una plomada, que, apuntando hacia abajo, se dirigiría hacia el centro de la Tierra y hacia arriba interceptaría a la esfera celeste en un punto denominado cenit. La intersección con el hemisferio opuesto de la esfera celeste definiría el punto opuesto al cenit denominado nadir. Las definiciones de las coordenadas solares son:

- **Elevación solar γ_s :** es el ángulo que forman los rayos solares con la horizontal. Toma valores que van de $(90^\circ - \phi - \delta)$ en el solsticio de invierno a $(90^\circ - \phi + \delta)$ en el solsticio de verano, siendo ϕ la latitud del lugar y δ la declinación. (Imág.8.)



Imág.8. Cenit

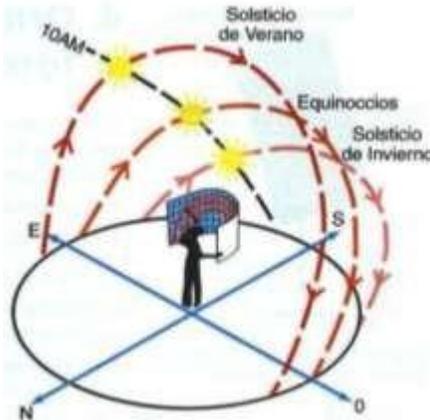
- **Acimut solar Ψ_s :** ángulo formado por el meridiano del Sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio Norte y el Norte en el hemisferio Sur. Tiene valores positivos de 0 a 180° hacia el Oeste y negativos de 0 a -180° hacia el Este. (Imág.9)



Imág.9. Acimut solar

- **Ángulo o distancia cenital θ_{zs} :** ángulo formado por la dirección del Sol y la vertical. Es el ángulo complementario de la elevación solar.

La **Imag.10.** representa las trayectorias aparentes del Sol en los solsticios de verano e invierno y en los equinoccios de primavera y otoño, respecto de un observador que mira al Sur. El resto del año, el Sol sigue trayectorias intermedias entre las representadas. La elevación solar alcanza en los solsticios de verano e invierno sus valores máximo y mínimo, respectivamente. El observador porta un plano en el que se reflejan las diferentes trayectorias anuales del Sol. Este plano recibe el nombre de carta solar.



Imag.10. Carta solar

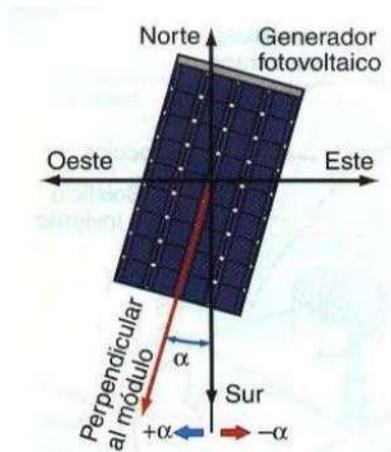
2.4. ORIENTACION DE GENERADOR FOTOVOLTAICO

Hay que situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto depende de:

- La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.
- El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual, estacional, etc.
- La aplicación que va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

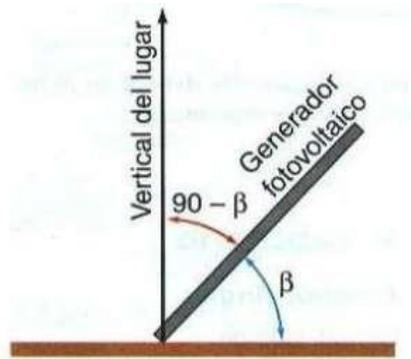
La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- **Angulo de acimut (α):** ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y a la dirección Sur. Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90° y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$. (**Imág.11.**)



Imág.11. Angulo acimut de un generador fotovoltaico

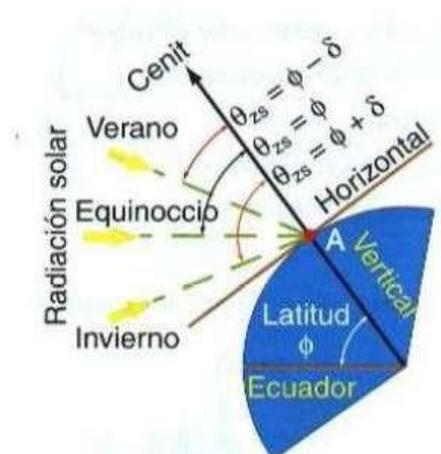
- **Angulo de inclinación (β):** ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical. (**Imág.12.**)



Imág.12. Angulo de inclinación de un panel solar.

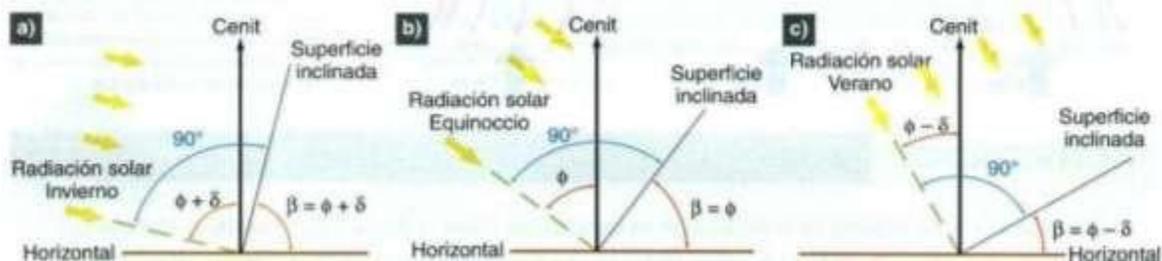
Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable.

Hemos definido la declinación (δ) (**Imág.13.**) como el ángulo variable que forma el Ecuador con el plano de la eclíptica. Por lo tanto, la dirección de la radiación solar incidente sobre la Tierra varía en función de la declinación. La latitud (ϕ) de un lugar A indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el Ecuador. Por lo tanto, a lo largo de año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical de un lugar A con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \delta - \phi$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \delta + \phi$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.



Imág.13. Declinación de un panel solar

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar. Tendremos que varía el ángulo de inclinación desde $\beta = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\beta = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando por el valor $\beta = \phi$ en los equinoccios. (**Imág.14.**)



Imág.14. Declinación en diferentes épocas del año

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |\phi|$$

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima (grados).

$|\phi|$: Latitud del lugar, sin signo (grados).

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

2.5. RADIACION SOLAR

El Sol genera energía mediante reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. Esta energía recibe el nombre de radiación solar, se transmite en forma de radiación electromagnética y alcanza la atmósfera terrestre en forma de conjunto de radiaciones o espectro electromagnético con longitudes de onda que van de $0.15\mu\text{m}$ a $4\mu\text{m}$ aproximadamente.

La parte del espectro que va de $0.40\mu\text{m}$ a $0.78\mu\text{m}$, forma el espectro visible que denominamos comúnmente luz. El resto del espectro, que no es visible, lo forman las radiaciones con longitudes de onda inferiores a $0.4\mu\text{m}$, denominadas radiaciones ultravioletas (UV) y con longitudes superiores a $0.75\mu\text{m}$ denominadas radiaciones infrarrojas (IR).

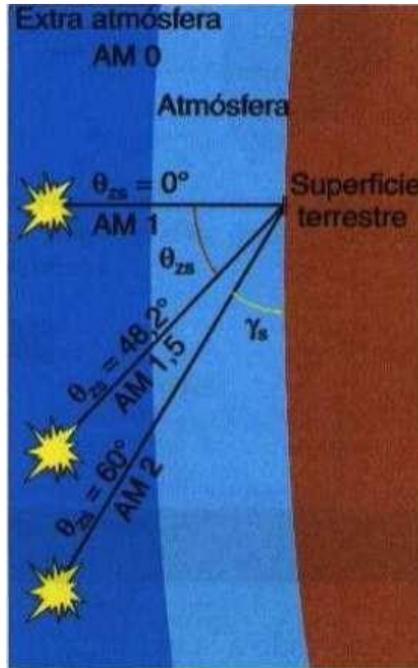
2.5.1. EFECTOS DE LA ATMOSFERA SOBRE LA RADIACION

La radiación solar atraviesa la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre y se altera por el aire, la suciedad, el vapor de agua y otros elementos de la atmósfera. Estas alteraciones son de diferentes tipos según la propiedad óptica que se pone de manifiesto:

- **Reflexión:** nubes.
- **Absorción:** ozono, oxígeno, dióxido de carbono, vapor de agua. Sólo actúa sobre algunas longitudes de onda de la radiación.
- **Difusión:** polvo, aerosoles, gotas de agua.

Estos efectos varían dependiendo de la cantidad de atmósfera que la radiación solar ha de atravesar. Para especificar esta distancia se utiliza el concepto de masa de aire (AM) que es el espesor de la atmósfera terrestre que recorre la radiación solar directa expresado como múltiplo del camino que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre.

Cuando el Sol está en su posición más alta, en un día sin nubes, la masa de aire (AM) atravesada es mínima y vale 1 a nivel del mar. Se indica como AM1. El valor AM0 se utiliza para especificar las condiciones sobre una superficie normal al Sol fuera de la atmósfera terrestre. **(Imág.15.)**



Imág.15. Efectos de atmosfera en la radiación

Se puede calcular la masa de aire con la expresión:

$$AM = \frac{1}{\text{sen } \gamma_s} = \frac{1}{\text{cos } \phi_{zs}}$$

γ_s : Ángulo de elevación solar (grados).

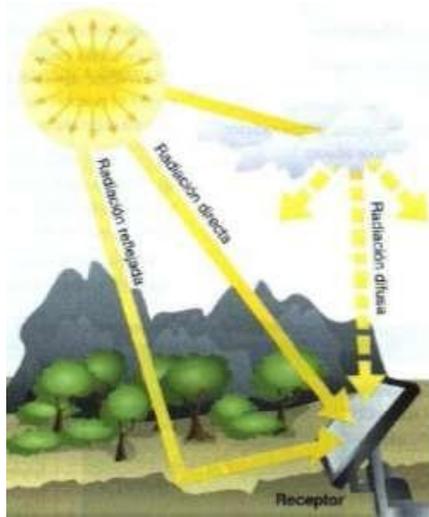
ϕ_{zs} : Ángulo o distancia cenital.

Cuando se especifica la potencia máxima de un módulo fotovoltaico en sus hojas de datos se indica para un valor de AM1.5 que corresponde a un ángulo cenital θ_{zs} de 48.2° .

2.5.2. TIPOS DE RADIACION SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE

La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsible, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra.

Para facilitar su estudio, la radiación solar sobre un receptor se clasifica en tres componentes: directa, difusa y reflejada o de albedo. **(Imág.16.)**



Imág.16. Tipos de radiación en la atmósfera

- **Radiación directa:** la forman los rayos recibidos directamente del Sol.
- **Radiación difusa:** procede de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor.
- **Radiación reflejada o de albedo:** reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre radiación global que es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y por lo tanto la que nos interesa conocer y cuantificar.

2.5.3. IRRADIANCIA E IRRADIACION

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie:

- **Irradiancia:** potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- **Irradiación:** integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en Julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, etc.).

La irradiación que genera el Sol es de aproximadamente $6.35 \times 10^7 \text{ W/m}^2$ y sólo 1.367 W/m^2 llega al exterior de la atmósfera terrestre, 1.367 W/m^2 . Este valor de la radiación solar extra-atmosférica recibe el nombre de constante solar (B_0) y se recibe cuando la Tierra está situada a una distancia de 1 ua del Sol.

La absorción de la atmósfera en condiciones AM1, que es el recorrido atmosférico mínimo, reduce la Irradiancia que llega a la superficie terrestre a $1,000 \text{ W/m}^2$, valor de irradiancia normalizado que se utiliza para definir los parámetros nominales de los módulos fotovoltaicos.

2.5.4. RADIACION GLOBAL SOBRE UNA SUPERFICIE

Determinar la cantidad de energía solar que llega a una superficie, dado el carácter aleatorio que tiene el clima, es hacer una predicción basada en datos históricos. Podemos conocer cuánta energía solar se ha recibido en el pasado, en un lugar determinado, porque hay bases de datos que almacenan esa información sobre el clima, pero no podemos saber cuánta energía solar se recibirá en el futuro en ese lugar, solo podemos suponer que el comportamiento del clima en el futuro será parecido al del pasado y basándonos en esto, calcular la energía solar que se recibirá.

2.5.5. RADIACION SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA

Se puede calcular el valor medio anual de la irradiación global diaria sobre una superficie inclinada, con fórmulas sencillas, partiendo de los valores medios anuales de la irradiación global diaria horizontal [$G_{aa}(0)$], utilizando como datos de partida la latitud de la localidad y la inclinación óptima (β_{opt}) de la superficie del generador. La irradiación global anual que se obtiene sobre una superficie con inclinación óptima y acimut cero es:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{1 - 4,46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2}$$

$G_a(\beta_{opt})$: Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima (kWh/m^2).

$G_a(0)$: Media anual de la irradiación global horizontal (kWh/m^2).

β_{opt} : Inclinación óptima de la superficie ($^\circ$).

Factor de irradiación (FI)

Siempre que sea posible se debe orientar la superficie del generador de forma óptima $\alpha = 0$ y β_{opt} . Sin embargo, este requisito no siempre se puede cumplir.

Para considerar pérdidas debidas a la inclinación y orientación no óptimas, se aplica un coeficiente de reducción de la energía denominado factor de irradiación (FI), que se calcula con las expresiones siguientes:

Para los ángulos de inclinación: $15^\circ < \beta \leq 90^\circ$:

$$FI = 1 - \left[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2 \right]$$

Para ángulos de inclinación: $\beta \leq 15^\circ$:

$$FI = 1 - \left[1.2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right]$$

FI: Factor de irradiación (sin unidades).

β : Inclinación real de la superficie ($^\circ$).

β_{opt} : inclinación óptima de la superficie ($^\circ$).

α : Acimut de la superficie ($^\circ$).

La irradiación sobre la superficie con inclinación y acimut no óptimos se calcula multiplicando la irradiación sobre la superficie con inclinación óptima por el factor de irradiación:

$$G_a(\alpha, \beta) = FI \times G_a(\beta_{opt})$$

$G_a(\alpha, \beta)$ Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación y acimut no óptimos (kWh/m^2).

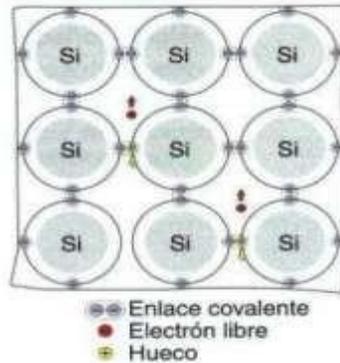
$G_a(\beta_{opt})$ Valor medio anual de la irradiación global sobre superficie con inclinación óptima (kWh/m^2) y acimut cero.

FI: factor de irradiación (sin unidades).

2.6. EFECTO FOTOVOLTAICO

Las células solares se fabrican con semiconductores. El semiconductor más utilizado es el silicio.

Los átomos de silicio (**Imág.17**) tienen su orbital externo incompleto con solo cuatro electrones denominados electrones de valencia. Estos átomos forman una red cristalina en la que cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatros átomos vecinos formando enlaces covalentes.



Imág.17. Red cristalina de silicio

Cualquier aporte de energía, como una elevación de la temperatura o la iluminación del semiconductor, provoca que algunos electrones de valencia absorban suficiente energía para librarse del enlace covalente y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres.

Cuando un electrón libre abandona el átomo de un cristal de silicio, deja en la red cristalina un vacante (hueco) que con respecto a los electrones circundantes tiene efectos similares a los que provocaría una carga positiva. A las vacantes así producidas se las llama huecos con carga positiva.

La energía mínima necesaria para romper un enlace y generar un par electrón-hueco es una cantidad constante, característica del material semiconductor, que se denomina energía de enlace. Para el silicio, la energía necesaria para generar un par electrón-hueco es de 1.12 eV.

La luz solar está formada por fotones que se pueden definir como partículas sin masa con una determinada cantidad de energía. Las diferentes energías de los fotones corresponden a las diferentes longitudes de onda que componen el espectro electromagnético solar.

Cuando un fotón incide sobre un semiconductor, si tiene suficiente energía, genera un par electrón-hueco. Si su energía es inferior a la energía de enlace del material, lo atraviesa sin ningún efecto.

Los electrones y huecos que se generan al iluminar un semiconductor se mueven por su interior aleatoriamente, cada vez que un electrón encuentra un hueco, lo ocupa y libera la energía adquirida previamente en forma de calor, esto se llama recombinación de un par electrón-hueco. Este proceso no tiene ninguna utilidad si no se consigue separar los electrones y los huecos de manera que se agrupen en diferentes zonas para formar un campo eléctrico, de forma que el semiconductor

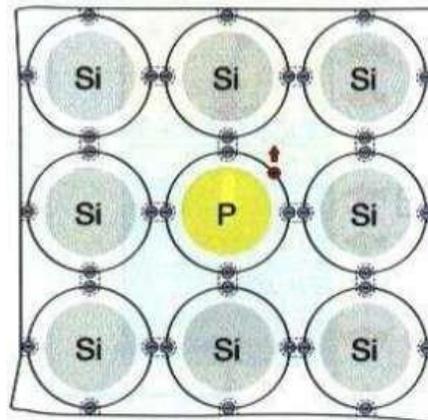
se comporte como un generador eléctrico. Si de alguna forma se consigue mantener esta separación y se mantiene constante la iluminación aparece una diferencia de potencial. Esta conversión de luz en diferencia de potencial recibe el nombre de efecto fotovoltaico. Para conseguir la separación de electrones y huecos se utiliza una unión de semiconductores P y N.

2.7. SEMICONDUCTORES P Y N

Para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores se utilizan impurezas añadidas voluntariamente, operación denominada dopado, que pueden ser de dos tipos:

- a) **Impurezas pentavalentes:** son elementos cuyos átomos tienen cinco electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el fósforo, el antimonio y el arsénico) (**Imág.18**).
- b) **Impurezas trivalentes:** son elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el boro, el galio y el indio. (**Imág.19**)

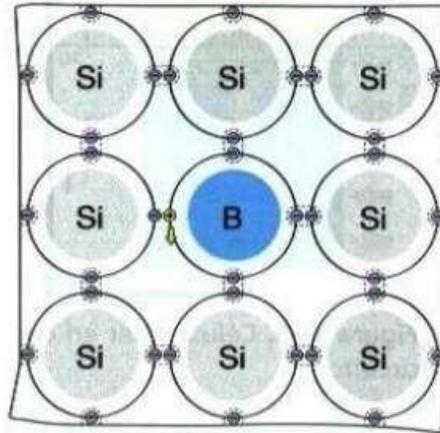
Cuando un elemento con cinco electrones de valencia entra en la red cristalina del silicio, se completan los cuatro electrones de valencia que se precisan para llegar al equilibrio quedando un quinto electrón libre que se convierte en portador de carga, aumentando su conductividad eléctrica. Un semiconductor dopado con impurezas pentavalentes se dice que es de tipo N por ser negativa la carga de los portadores añadidos.



Imág.18: Impureza pentavalente

En cambio, si se introduce una impureza trivalente en la red cristalino de silicio se forman tres enlaces covalentes con tres átomos de silicio vecinos, quedaron un cuarto átomo de silicio con un electrón sin enlazar, provocando un hueco en la red

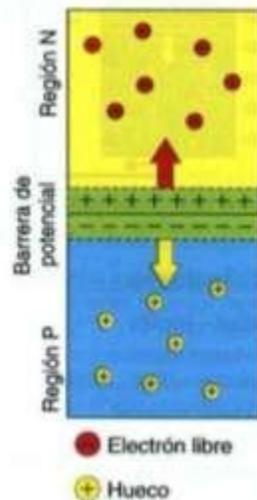
cristalina. Los huecos originados son portadores de carga para el paso de la corriente eléctrica formada por electrones que son transportados de hueco en hueco. El hueco se comporta como una carga positiva que solo se puede mover por el interior del semiconductor. Un semiconductor dopado con impurezas trivalentes se dice que es de tipo P por ser positiva la carga de los portadores añadidos.



Imág.19. Impureza trivalente

Unión PN

Cuando un material semiconductor se le añaden impurezas tipo P por un lado e impurezas tipo N por otro, se forma una unión PN con dos regiones, una N y otra P separadas. **(Imág.20)**



Imág.20. Unión PN

Por la atracción entre cargas positivas y negativas, los electrones libres de la región N más próximos a la región P se difunden en esta, produciéndose la

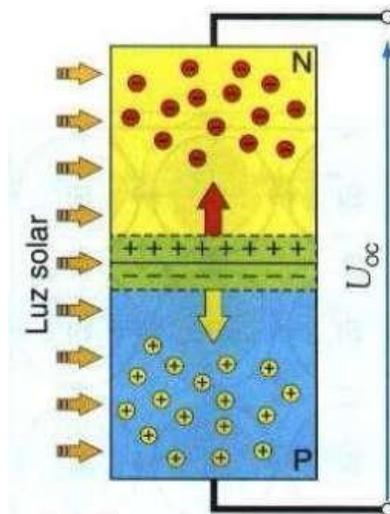
recombinación con los huecos más próximos de dicha región. En la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos.

Por el hecho de formar parte de una red cristalina, los iones mencionados no se pueden mover y por lo tanto no son libres para recombinarse. Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P, deteniendo la difusión y manteniendo separados a los portadores de la carga de cada región.

2.8. CELULA SOLAR

Una célula solar básica es una unión PN (**Imág.21**) con un contacto en la región P y otro en la región N que permiten el conexionado con un circuito eléctrico.

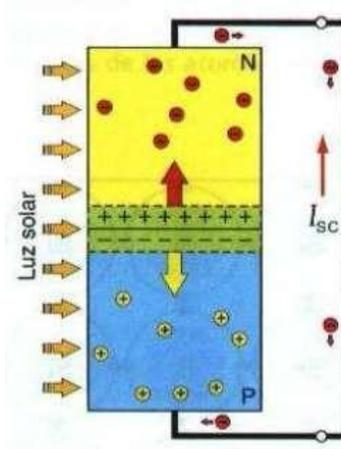
Si se ilumina la célula, a los electrones y huecos generados los separa la barrera de potencial de la unión PN, acumulando huecos en la región P y electrones en la región N. La acumulación de cargas produce una diferencia de potencial, que aumenta cuando aumenta la iluminación. Esta diferencia de potencial se opone a la generada por la barrera de potencial de la unión PN, empujando a los electrones hacia la región P y a los huecos a la región N, recombinando los pares electrón-hueco generados. Por lo tanto, la acumulación de huecos y electrones tendrá un límite, que dependerá de la dificultad de las cargas para encontrarse de nuevo en el interior del semiconductor. La diferencia de potencial que se alcanza recibe el nombre de tensión de circuito abierto, U_{oc} .



Imág.21. Célula solar básica unión PN circuito abierto

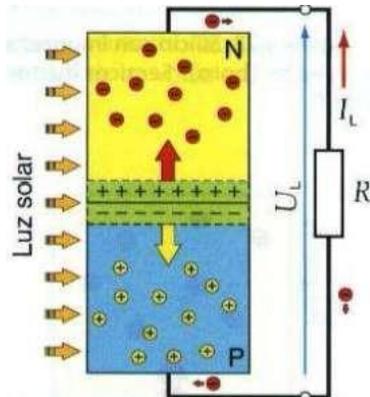
Si cortocircuitamos la célula uniendo regiones P y N con un conductor exterior de resistencia nula, (**Imág.22**), los electrones de la región N se desplazan a través del conductor y se recombinan con los huecos de la zona P. La corriente que circulará

conductor se mantendrá mientras que esté iluminado, siendo esta corriente proporcional a dicha iluminación. Esta corriente recibe el nombre de corriente de corto circuito, I_{sc} .



Imág.22. Celula solar básica unión PN circuito cerrado o en corto circuito

Si se conecta un receptor en el circuito exterior la resistencia de dicho receptor condicionará la diferencia de potencial generada por la célula (**Imág.23**). De las cargas generadas por la iluminación de la unión PN, una parte circulará por el receptor produciendo un trabajo y otra se recombinará en el interior de la célula produciendo calor. La diferencia de potencial en el receptor será el producto de la intensidad producida por la célula, por la resistencia del receptor. Si la resistencia es muy grande, habrá una acumulación mayor de portadores en la unión PN, aumentando la diferencia de potencial sobre la resistencia e incrementando la recombinación de portadores en la célula. Si la resistencia es pequeña, la mayoría de los portadores circularán por el circuito exterior, reduciendo la acumulación de portadores en la unión PN y disminuyendo la diferencia de potencial sobre la resistencia.

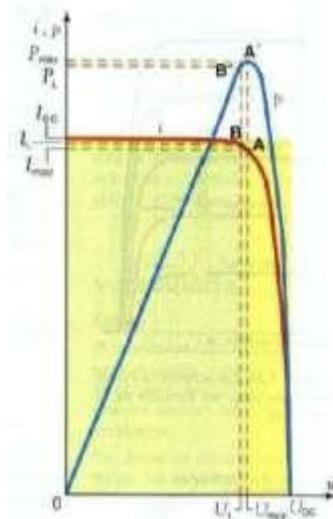


Imág.23. Célula solar básica unión PN circuito cerrado con una resistencia

Se cumple siempre que la intensidad I_L y la tensión U_L en el receptor son inferiores a la intensidad de cortocircuito I_{sc} y a la tensión de circuito abierto U_{oc} , respectivamente.

2.8.1. CARACTERÍSTICAS i-u

La figura representa las características i-u y p-u de una célula solar con irradiancia y temperaturas constantes. Sobre la característica i-u se sitúa el punto de trabajo de la célula. (**Imág.24**)



Imág.24. Características i-u del panel solar

R: Resistencia del receptor (Ω).

I_L : Intensidad suministrada por la célula (A).

U_L : Tensión en el receptor conectado a la célula (V).

Es importante resaltar que es el valor de esta resistencia R y el valor de la corriente de la célula I_L los que imponen el punto de trabajo de dicha célula.

La potencia P_L entregada por la célula se representa en la característica p-u por el punto B' y tiene como valor:

$$P_L = U_L \times I_L$$

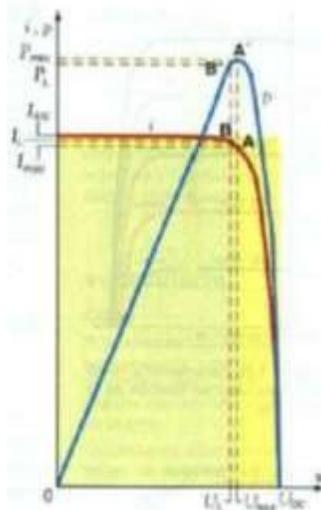
P_L : Potencia entregada por la célula (W).

I_L : Intensidad suministrada por la célula (A).

U_L : Tensión en el receptor conectado a la célula (V).

2.8.2. POTENCIA MAXIMA Y EFICIENCIA

Potencia máxima: punto de la característica i-u en el que la potencia entregada por la célula es máxima. Este punto, representado por A, tiene su correspondiente punto A' en la característica p-u de la célula (**Imág.25**). Se cumple que:



Imág.25. Características p-u de la célula-

$$P_{m\acute{a}x} = U_{mpp} \times I_{mpp}$$

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima de la célula (W).

U_{mpp} : Tensión máxima de la célula (V).

I_{mpp} : Intensidad máxima de la célula (I).

Este producto es la potencia máxima que la célula es capaz de suministrar a un receptor, está representado en la figura por el área del rectángulo sombreado con el vértice en A y siempre es inferior al área del rectángulo representado por la corriente de corto circuito I_{sc} y la tensión de circuito abierto U_{oc} . El cociente entre ambas áreas se denomina Factor de Forma (FF): (**Imag.26.**)

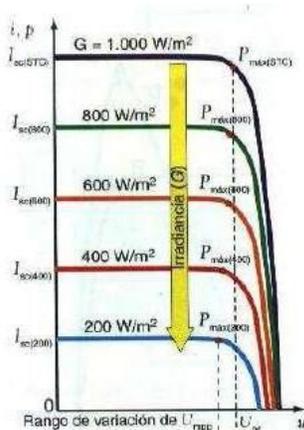
$$FF = \frac{U_{mpp} \times I_{mpp}}{U_{oc} \times I_{sc}} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{U_{oc} \times I_{sc}}$$

FF: Factor de forma, sin unidades.

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima (W).

I_{sc} : Intensidad de corto circuito (A).

U_{oc} : Tensión de circuito abierto (V).



Imág.26. El factor de forma FF siempre es inferior a la unidad. Es un indicador de la calidad d la célula que será mejor cuanto más cerca esté FF de la unidad.

Eficiencia: también denominada rendimiento de conversión, η , indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la célula que se convierte en energía eléctrica. Se calcula con el cociente entre la potencia eléctrica máxima, $P_{m\acute{a}x}$, y el producto del área superficial de la célula, A_c , por la irradiancia incidente en G en condiciones estándar de medida (CEM):

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{G \times A_c}$$

η : Eficiencia o rendimiento de conversión

(%). $P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima (W).

G: Irradiancia en condiciones CEM (1,000 W/m²).

A_c : Área superficial de la célula (m²).

2.8.3. EFECTOS DE LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA

Las condiciones de funcionamiento de una célula solar en aplicaciones terrestres son variables, con valores de irradiancia que normalmente van de 0 a 1000 W/m² y soportando temperaturas de trabajo que pueden alcanzar 50 °C por encima de la temperatura ambiente. Es importante conocer cómo afectan estas condiciones de trabajo al comportamiento de la célula solar. **(Imág.27)**

La figura muestra el efecto de la irradiancia en la característica i-u de una célula solar. Como se puede ver, la intensidad de cortocircuito, I_{sc} , varía con la irradiancia, siendo esta variación lineal, de acuerdo con la expresión:

$$I_{sc}(G) = G \times \frac{I_{sc}(CEM)}{1000}$$

$I_{sc}(G)$: Intensidad de cortocircuito para una irradiación G (A).

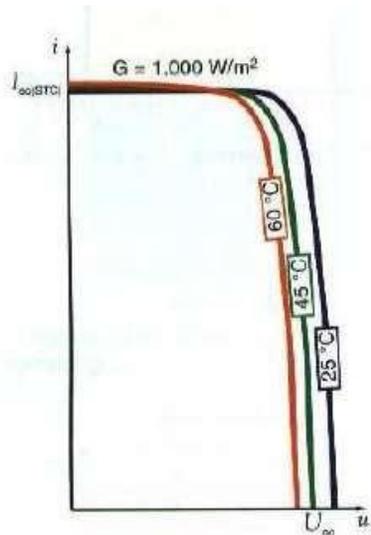
$I_{sc}(STC)$: Intensidad de cortocircuito en condiciones CEM (A).

G: Irradiancia (W/m^2).

La tensión de circuito abierto, U_{OC} , varía muy poco con la irradiancia, como se puede ver en la figura, los valores de U_{OC} para diferentes irradiancias se agrupan en una zona muy pequeña sobre el eje de abscisas, por lo tanto, a efectos prácticos, se pueden considerar como constante.

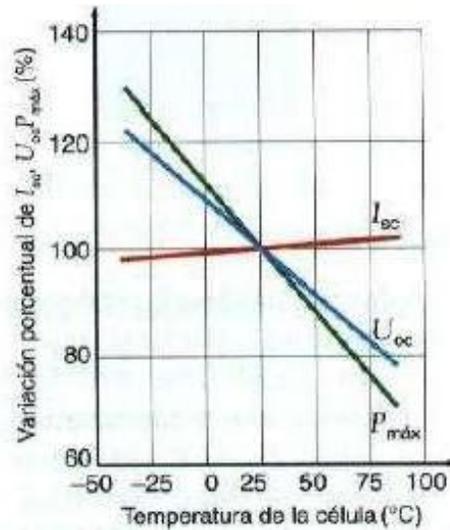
La potencia eléctrica de una célula solar será mayor menor en función de la irradiancia de la irradiación solar. La figura tiene marcados los puntos de funcionamiento de máxima potencia, P_{max} , para cada valor de irradiancia.

La figura muestra el efecto de la temperatura de la célula sobre la característica i-u. Se puede ver que la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante. Es evidente que si la tensión de la célula disminuye cuando aumenta la temperatura y la intensidad prácticamente se mantiene constante, la potencia entregada por la célula, producto de la tensión por la intensidad, disminuirá cuando aumente la temperatura.



Imág.27. Efectos de temperatura.

La siguiente figura muestra la variación porcentual con la temperatura de la tensión de circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima de una célula solar.(**Imág.28**)



Imág.28. Variación porcentual de la temperatura

La temperatura de trabajo de una célula solar depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Aproximadamente se calcula con la fórmula:

$$T_c = T_a + G \times \frac{TONC - 20}{800}$$

T_c : Temperatura de trabajo de la célula (°C).

T_a : Temperatura ambiente (°C).

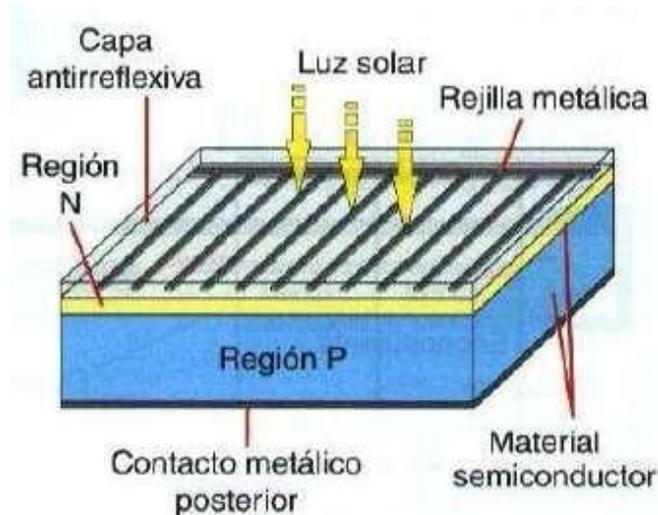
TONC: Temperatura de operación nominal de la célula (°C).

G: Irradiancia (W/m^2).

El valor de la temperatura de operación nominal de la célula (TONC) es un parámetro que se obtiene de las hojas de características de los módulos fotovoltaicos y si no se dispone de él, se puede tomar 45° C como un valor razonable.

2.8.4. CONSTITUCION DE UNA CELULA SOLAR

Una célula solar convencional está construida a partir de una oblea de material semiconductor como el silicio, de un espesor aproximado de entre 100 y 500 μm , en la que se ha fundido boro (P) y sobre la que se difunde una capa muy fina, de 0.2 a 0.5 μm de fósforo (N) para obtener una unión PN. **(Imág.29)**



Imág.29. Constitución de una célula solar

Para aumentar el rendimiento de la célula, la cara que va a recibir la luz solar se somete a un proceso, denominado texturización, que crea micro-pirámides superficiales para reducir la reflexión en la superficie de la célula. Sobre esta superficie se dispone una rejilla metálica que proporciona una buena conexión eléctrica dejando al descubierto la mayor cantidad posible de superficie receptora de la luz solar. Esto se consigue disponiendo láminas metálicas en forma de peine, muy finas, con anchuras que van de 20 a 150 μm según la técnica de implantación utilizada. La rejilla descrita es el terminal negativo de la célula, el terminal positivo se consigue con la metalización de la cara posterior. La célula se completa depositando una capa antirreflexiva en la cara frontal que facilita la absorción de fotones.

La siguiente tabla muestra los tipos de células solares que se utilizan en la mayoría de las aplicaciones actuales, clasificados en función del material y la tecnología utilizados en su construcción. **(Imág.30)**

Tipo de célula	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15...18 %		Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se gasta mucha energía en su construcción. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
Silicio policristalino	12...14 %		Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo	6...9 %		Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo coste de fabricación.

Imág.30. Tipos de materiales para paneles solares

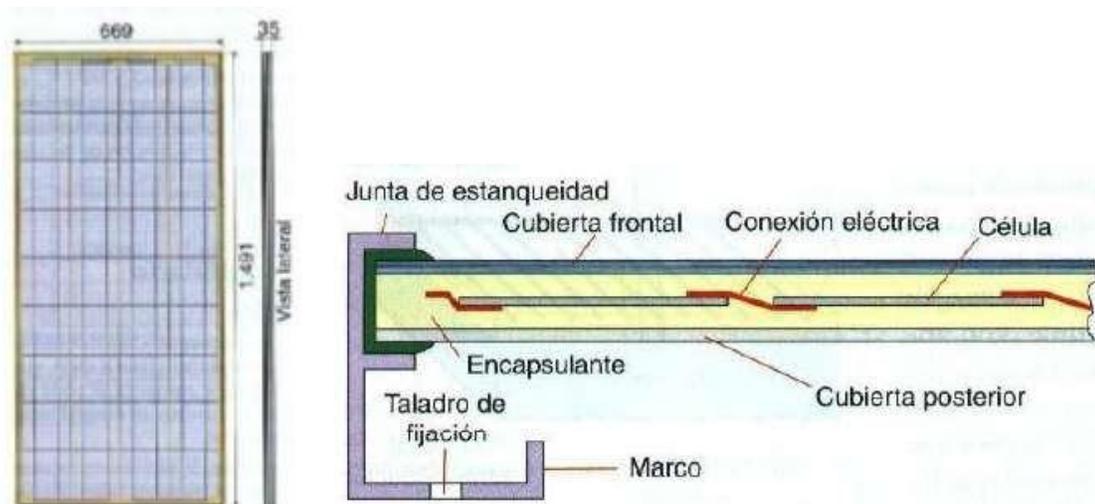
2.9. MODULOS FOTOVOLTAICOS

Una célula solar típica con una superficie de 100 cm^2 produce 1.5 W aproximadamente, con una tensión de 0.5 V y una corriente de 3 A . Estos valores de tensión y corriente no son adecuados para casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias células para conseguir niveles de tensión y corriente útiles.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie. En algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie. Además, hay que proporcionar al conjunto de células una protección frente a los agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica. Al conjunto de células solares agrupadas en las condiciones descritas se les denomina módulo fotovoltaico.

2.9.1. ESTRUCTURA DE UN MODULO FOTOVOLTAICO

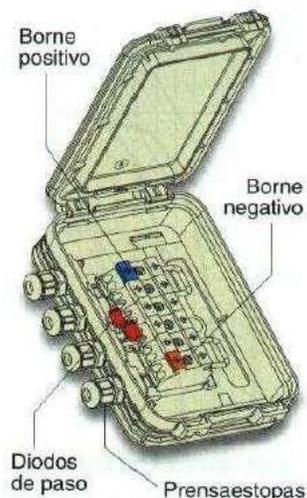
Un módulo fotovoltaico está compuesto por (Imág.31):



Imág.31. Constitución de una célula solar.

- **Cubierta frontal:** suele ser de vidrio templado de entre 3 y 4 mm de espesor, con muy buena transmisión de la radiación solar, proporciona protección contra los agentes atmosféricos y los impactos (granizo, lluvia, etc.). La superficie exterior del vidrio es antirreflexiva y está tratada para impedir la retención del polvo y la suciedad. La superficie interior generalmente es rugosa, lo que permite una buena adherencia con el encapsulante de las células, además de facilitar la penetración de la radiación solar.

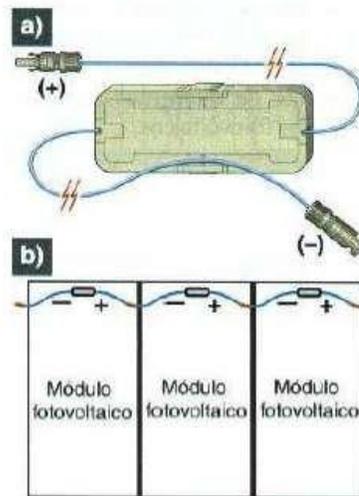
- **Encapsulante:** en la mayoría de los módulos se emplea etil-vinil-acetato (EVA). En contacto directo con las células, protege las conexiones entre las mismas y aporta resistencia contra vibraciones e impactos. Además proporciona el acoplamiento con la cobertura frontal y la protección posterior. Al igual que la cubierta frontal, permite la transmisión de la radiación solar y no se degrada con la radiación ultravioleta.
- **Cubierta posterior:** se utiliza una capa de polivinilo fluoruro (PVF) o de poliéster. Junto con la cubierta frontal, protege al módulo de la humedad y otros agentes atmosféricos y lo aísla eléctricamente. De naturaleza opaca, es habitual que sea de color blanco para reflejar la luz solar que no recogen las células sobre la cara posterior rugosa de la cubierta frontal, que refleja de nuevo hacia las células.
- **Marco:** la mayoría están hechas de aluminio anodizado. Proporciona rigidez y resistencia mecánica al módulo, además de un sistema de fijación. Puede incorporar una conexión para la toma de tierra. Nunca se debe mecanizar, porque las vibraciones pueden romper el cristal de la cubierta frontal.
- **Conexiones:** situadas en la parte posterior del módulo, habitualmente consiste en una caja con una protección recomendada contra el polvo y el agua IP-65, fabricada con materiales plásticos resistentes a las temperaturas elevadas, que en su interior incorpora los bornes de conexión positivo y negativo del módulo y los diodos de paso diodos by-pass). El uso de prensaestopas para el paso de cables mantiene la protección contra el polvo y el agua. **(Imág.31)**



Imág.31. Caja de conexiones

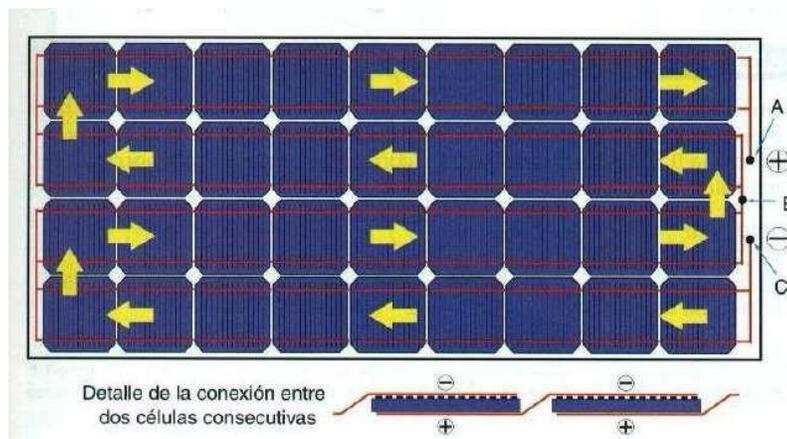
Otra forma de conexión se puede ver en la siguiente imagen, el fabricante suministra el módulo fotovoltaico con dos cables, finalizados con

conectores, diferentes para el positivo y negativo, con la longitud suficiente para permitir una rápida conexión entre paneles consecutivos.



- Células:** el conexionado de las células de un módulo fotovoltaico se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada célula. La interconexión entre células se realiza uniendo las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula siguiente.

El principio y el final de la cadena de células en serie finalizan en los puntos A y c que representan los terminales positivo y negativo de la caja de conexiones situada en la parte exterior del módulo. El punto B representa al terminal que permite la conexión de los diodos de paso, también situados en la caja de conexiones. (Imág.32)



Imág.31. Células solares y su conexión

2.9.2. PARAMETROS CARACTERISTICOS DE UN MODULO FOTOVOLTAICO

Un módulo fotovoltaico está constituido por varias células solares conectadas eléctricamente entre sí. Si todas las células son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiación y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un módulo fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

$$U_M = N_s \times U_c$$

U_M : Tensión del módulo (V).

U_c : Tensión de una célula solar (V).

N_s : Número de células asociadas en serie.

$$I_M = N_p \times I_c$$

I_M : Intensidad del módulo (A).

I_c : Intensidad de una célula solar (A).

N_p : Número de células/ ramas en paralelo.

$$P_M = N_s \times N_p \times P_c$$

P_M : Potencia del módulo (W).

P_c : Potencia de una célula solar (W).

N_s : Número de células asociadas en serie.

N_p : Número de células/ramas en paralelo.

Como se puede deducir de las expresiones anteriores, los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico tienen una relación directa con los parámetros eléctricos de sus células y con la cantidad y el conexionado serie-paralelo de las mismas.

Todo lo anterior nos lleva a establecer que las características i-u y p-u de un módulo son proporcionales a las de sus células solares y las conclusiones obtenidas para una célula solar son válidas también para un módulo:

- El **punto de trabajo** en la característica i-u del módulo lo fijan la resistencia R de la carga conectada y la corriente I_M aportada por el módulo que depende de la radiación solar. La tensión U_M proporcionada por el módulo se obtiene aplicando la ley de Ohm: $U_M = I_M \times R$.
- Hay un punto en la característica i-u, de valores U_{mpp} e I_{mpp} , en que la potencia entregada por el módulo es máxima. Se cumple que: $P_{m\acute{a}x} = U_{mpp} \times I_{mpp}$. Este producto es la **potencia máxima** que el módulo es capaz de suministrar a un receptor.
- La **intensidad de la corriente** que proporciona un módulo fotovoltaico es proporcional a la irradiancia de la radiación solar aunque se cortocircuite no puede sobrepasar el valor de la corriente de cortocircuito I_{sc} .
- Los **efectos de la temperatura** en las características del módulo son similares a los de una célula:
 - La tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura.
 - La intensidad de cortocircuito aumenta al aumentar la temperatura.
 - La potencia del módulo disminuye al aumentar la temperatura.

2.9.3. HOJAS DE DATOS DEL FABRICANTE

Las hojas de datos de un módulo fotovoltaico deben incluir información de un conjunto de parámetros característicos de acuerdo con las normas, los cuales son:

- **Potencia eléctrica máxima ($P_{m\acute{a}x}$):** potencia correspondiente al punto de la característica intensidad-tensión (i-u) donde el producto de la intensidad por la tensión es máximo. También se denomina potencia de pico.
- **Tensión en circuito abierto (U_{oc}):** tensión de salida de un módulo fotovoltaico en circuito abierto (sin carga) a una irradiancia y temperaturas determinadas.
- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc}):** intensidad de salida del módulo fotovoltaico en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinados.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (U_{mpp}):** tensión correspondiente a la potencia máxima.

Los parámetros térmicos de funcionamiento que deben aparecer en las hojas de datos son:

- **Temperatura de operación nominal de la célula (TONC).**
- **Coeficientes de temperatura:**
 - **Coeficiente intensidad-temperatura (α).**
 - **Coeficiente tensión-temperatura (β).**

Los coeficientes de temperatura ayudan a determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de temperatura distintas a las de los ensayos normalizados.

2.9.4. OTROS PARAMETROS

Hay un conjunto de parámetros que son propios de la integración del módulo en un generador fotovoltaico donde queda conectado en serie o en paralelo con otros módulos. Estos parámetros son:

- **Tensión máxima del sistema:** valor de la tensión máxima que puede tener el sistema fotovoltaico en el que se integra el módulo.
- **Corriente inversa límite:** es un parámetro de las hojas de datos de un módulo fotovoltaico que representa la capacidad de transporte de la máxima corriente de trabajo del módulo fotovoltaico como corriente inversa con una tensión mayor o igual a la de circuito abierto sin que se produzcan daños permanentes en este.

Una corriente inversa es la que se produce cuando la tensión de trabajo del generador fotovoltaico en el que está integrado el módulo es mayor que su tensión de circuito abierto, momento en el que la corriente, desde el punto de vista del módulo fotovoltaico, cambia de signo y el módulo queda polarizado en inverso trabajando como receptor.

2.9.5. PUNTO CALIENTE

Si en un módulo fotovoltaico con varias células en serie, se produce un sombreado de una célula, esta tiende a funcionar como un receptor, disipando potencia. Este efecto se produce cuando la intensidad de funcionamiento del módulo supera a la intensidad de cortocircuito disminuida de la célula sombreada. En estas condiciones la célula sombreada se encuentra polarizada inversamente y tiene que disipar potencia provocado su sobrecalentamiento. El efecto recibe el nombre

de punto caliente debido al calentamiento localizado en la célula o células sombreadas del módulo.

Para evitar el riesgo de un daño irreversible en el módulo como consecuencia de este calentamiento localizado, se utilizan diodos de paso en paralelo con las células asociadas en serie.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos incorporan diodos de paso por grupos de células. Se suele poner un diodo por grupos de células en vez de un diodo por cada célula, que resultaría costoso. En caso de sombreado, el diodo cortocircuita el grupo de células y el resto de módulo puede seguir generando electricidad.

2.9.6. CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de tensión e intensidad de un sistema. Es necesario agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie aumentan la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema.

Siempre que se agrupan módulos fotovoltaicos se debe cumplir la condición de que sean iguales. Esta igualdad implica que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante.

Se pueden realizar tres tipos de conexión en función a las necesidades:

- **Conexión serie:** para elevar la tensión del generador.
- **Conexión paralela:** para elevar la intensidad del generador.
- **Conexión serie/paralelo:** para elevar la tensión y la intensidad del generador.

Conexión de módulos en serie

La intensidad del generador es igual a la de un módulo y la tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie.

$$I_G = I_M$$

I_G : Intensidad del generador (A).

I_M : Intensidad de un módulo (A).

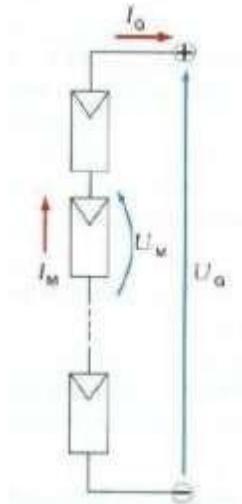
$$U_G = N_s \times U_M$$

U_G : Tensión del generador (V).

N_s : Número de módulos conectados en serie.

U_M : Tensión del módulo (V).

El conexionado en serie de los módulos (**Imág.32**) se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo del generador y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo del generador.



Imág.32. Paneles en serie

Conexión de módulos en paralelo

La tensión del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de módulos en paralelo:

$$I_G = N_P \times I_M$$

I_G : Intensidad del generador (A).

N_P : Número de módulos conectados en paralelo.

I_M : Intensidad de un módulo (A).

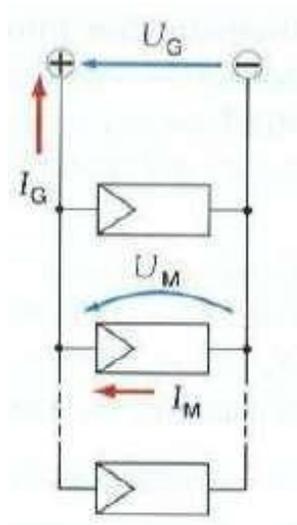
$$U_G = U_M$$

U_G : Tensión del generador (V).

U_M : Tensión del módulo (V).

El conexionado en paralelo de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos entre sí para formar el terminal positivo del

generador y conectando el terminal negativo de todos los módulos entre sí para formar el terminal negativo del generador. **Imág.33.**



Imág.33. Paneles en paralelo

Conexión de módulos en serie/paralelo

La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo. Cada grupo de módulos conectados en serie se denomina rama o cadena.

$$I_G = N_p \times I_M$$

I_G : Intensidad del generador (A).

N_p : Número de módulos conectados en paralelo.

I_M : Intensidad de un módulo (A).

$$U_G = N_s \times U_M$$

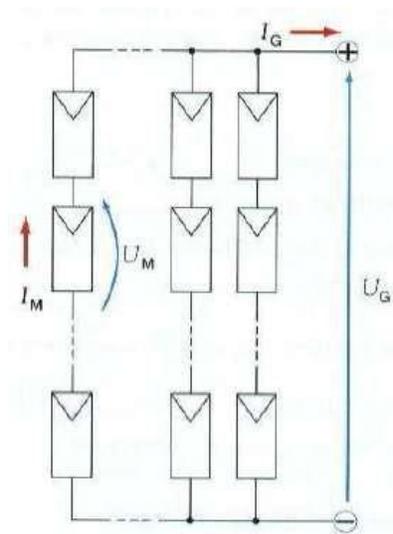
U_G : Tensión del generador (V).

N_s : Número de módulos conectados en serie.

U_M : Tensión del módulo (V).

Para conectar los módulos de una rama se aplica el procedimiento de conexionado en serie de módulos. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo de la rama y el terminal positivo del último módulo es el terminal

positivo de la rama. El conexionado termina aplicando el procedimiento de conexión paralelo a las ramas realizadas previamente. **(Imág.34)**



Imág.34. Paneles en serie/paralelo

Los parámetros eléctricos de un generador fotovoltaico dependen directamente de los parámetros de sus módulos. Si todos los módulos son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un generador fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

$$P_{Gm\acute{a}x} = N_s \times N_p \times P_{m\acute{a}x}$$

$P_{Gm\acute{a}x}$: Potencia máxima del generador (W).

N_s : Número de módulos conectados en serie.

N_p : Número de ramas conectadas en paralelo

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia máxima del módulo (W).

$$U_{Goc} = N_s \times U_{oc}$$

U_{Goc} : Tensión del circuito abierto del generador (V).

U_{oc} : Tensión del circuito abierto del módulo (V).

$$I_{Gsc} = N_p \times I_{sc}$$

I_{Gsc} : Intensidad de cortocircuito del generador (A).

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del módulo (A).

$$U_{G\ mpp} = N_s \times U_{mpp}$$

$U_{G\ mpp}$: Tensión máxima del generador (V).

U_{mpp} : Tensión máxima del módulo (V).

$$I_{G\ mpp} = N_p \times I_{mpp}$$

$I_{G\ mpp}$: Intensidad máxima del generador (A).

I_{mpp} : Intensidad máxima del módulo (A).

$$\alpha_G = N_p \times \alpha$$

α_G : Coeficiente intensidad- temperatura del generador (mA/°C ó %/°C).

α : Coeficiente intensidad temperatura del módulo (mA/°C ó %/°C).

$$\beta_G = N_s \times \beta$$

β_G : Coeficiente tensión- temperatura del generador (mV/°C ó %/°C).

β : Coeficiente tensión-temperatura del módulo (mV/°C ó %/°C).

CAPITULO 3

3. BATERIAS Y ACUMULADORES

3.1. ELECTROQUIMICA

Es la parte de la química que trata de las relaciones entre la electricidad y los fenómenos químicos. Comprende el estudio de las reacciones químicas que resultan del paso de la corriente eléctrica a través de ciertos líquidos (electrolisis), así como del análisis de esas reacciones químicas que acompañan al funcionamiento de ciertos generadores como son las pilas y acumuladores.

3.2. ELECTRÓLISIS

Los conductores líquidos al ser recorridos por una corriente se descomponen químicamente y es este fenómeno el que los distingue de los conductores sólidos o de primera clase que no son alterados por el paso de la corriente a su través. De ahí que se defina el fenómeno del electrólisis como el proceso electroquímico mediante el cual los conductores líquidos son descompuestos químicamente al ser recorridos por una corriente eléctrica.

Se debe al físico y químico sueco Svante Arrhenius el concepto de disociación electrónica (1884) que consiste simplemente en que los ácidos, las bases y las sales (solute) al disolverse en un líquido disocian sus moléculas, o lo que es lo mismo: las moléculas del soluto se descomponen en iones positivos (cationes) y en iones negativos (aniones). Esto se debe a la acción disolvente (fuerza de disociación) del medio o por efecto de la fusión. La disolución así obtenida es el electrólito.

Si a través de los electrodos sometemos a tensión al electrólito los iones positivos (cationes) se dirigen hacia el cátodo o polo negativo y los iones negativos (aniones) se dirigen hacia el ánodo o polo positivo. El movimiento de los electrones (corriente eléctrica) a través del electrólito se efectúa, pues, utilizando los iones como portadores, de ahí que a esta corriente eléctrica se le denomine "iónica" y se desplaza en el sentido real electrónico de los electrones negativos, del cátodo (-) hacia el positivo o ánodo (+). Todo lo contrario del sentido convencional de la corriente eléctrica que decimos, en electrotecnia, circula de polo positivo hacia el polo negativo.

En los electrolitos el hidrógeno y los metales son cationes (+) que se desplazan con el sentido convencional de la corriente hacia el cátodo (-). Mientras que los

grupos radicales ácidos y oxidrilos se mueven transportando los electrones hacia el ánodo (+).

3.2.1. LEYES DE FARADAY EN LA ELECTROLISIS

Como los iones disociados de cada sustancia son los que transportan los electrones, se trata de cuantificar qué relación existe entre el peso de sustancia electrolíticamente descompuesta y la cantidad de electricidad transportada. Esta relación la cuantifican las leyes de Faraday que tienen por enunciado y expresión:

1ra. Ley de Faraday: el peso de sustancia electrolíticamente descompuesta y que aparece en los electrodos es proporcional a la cantidad de electricidad transportada. Tiene por expresión:

p: Peso del metal descompuesto o depositado en gramos (g).

c: Equivalente electroquímico de cada elemento químico

Q: Cantidad de electricidad en culombios (C).

I: Intensidad de la corriente en amperios (A).

t: Tiempo en segundos (s).

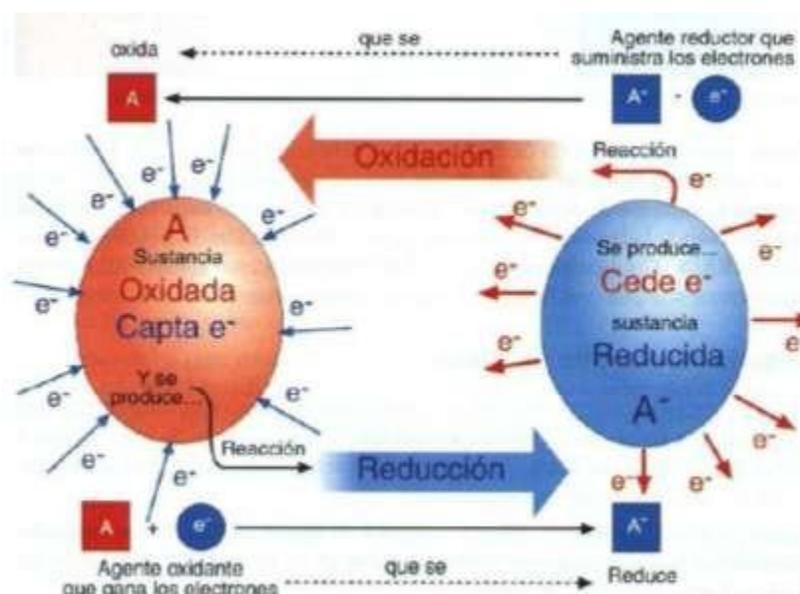
2da. Ley de Faraday: los pesos liberados por cantidades iguales de electricidad están en la misma relación que los equivalentes químicos A/n . Donde A es el peso atómico y n la valencia. Se expresa:

La constante $k=1/(96,500 \text{ C/g})$ es un valor deducido de numerosos ensayos y se interpreta como la cantidad de electricidad de 96,500 C que descomponen siempre A/n gramos de metal por segundo, cualquiera que este sea.

3.3. REACCION OXIDO-REDUCCION

Nos interesa utilizar el electrólito como generador de electricidad, pila electrolítica, batería o acumulador. Esto resulta fácil si tenemos en cuenta de dos conceptos: a) Potencial de electrodo (E_o), que se producen con el transporte de electrones en la reacción óxido-reducción entre un cuerpo oxidante y otro reductor. b) Reacción secundaria que se produce en una disolución electrolítica, como proceso reversible en el que se basa el funcionamiento del acumulador.

Hay sustancias que tienen una elevada capacidad para captar o ceder electrones. Se conoce como reacciones de oxidación-reducción a la transferencia de electrones entre dos sustancias o elementos químicos, uno oxidante y otro reductor. Es una reacción química correspondiente a la acción de un oxidante sobre un cuerpo reductor, que da lugar a la reducción del oxidante y a la oxidación del reductor. La oxidación de un cuerpo corresponde a la pérdida de electrones y la reducción corresponde a una ganancia de electrones. Para que exista la reacción oxidación-reducción siempre tiene que haber un elemento que ceda electrones y otro que los capte. **(Imág.35)**



Imág.35. Oxido reducción

Esto se presenta en la figura, en la que observamos:

- **El agente oxidante** es el elemento químico que **capta electrones**, quedando con un estado de oxidación inferior al que tenía, es decir, reducido.
- **El agente reductor** es aquel elemento químico que **cede electrones** de su estructura química al medio, aumentando su estado de oxidación, es decir, oxidándose.

Para poder prever el resultado de estas reacciones es importante clasificar los oxidantes y los reductores por su fuerza considerando los pares redox, representados por las semirreacciones que hacen intervenir explícitamente los electrones y en las que se pueden descomponer las reacciones de oxidación-reducción.

3.4. ACUMULADOR O BATERIA RECARGABLE

3.4.1. FUNCIONES BASICAS

Debido a que las células fotovoltaicas generan electricidad en las horas de sol, el mayor problema con el que nos encontramos es almacenar la energía eléctrica para usarla en horas nocturnas o en momentos del día de baja insolación, de ahí la importancia del acumulador que se carga con la electricidad procedente de los módulos de energía solar, almacena la energía eléctrica, se descarga y debido a su reversibilidad se puede volver a cargar. Esta función básica de carga, almacenamiento y descarga del acumulador se complementa con:

- a) Atender suministros de consumo elevado y de corta duración o de falta de tensión. Nivelación de picos.
- b) Suministro de energía de apoyo en los meses de invierno. Almacenar energía en horas de bajo consumo y cederla en horas punta de demanda.
- c) Garantizar, junto con el regulador, la estabilidad de funcionamiento de la ISFTV.

En la actualidad para ISFTV no se utilizan baterías de arranque tradicional del automóvil y sí se utilizan baterías tipo estacionarias OPzS de Pb-ácido, níquel-cadmio (Ni-Cd), níquel-hierro (Ni-Fe).

3.4.2. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS

Electrodos

Suelen ser placas compuestas por dos partes: la rejilla y el material activo. La rejilla es el conductor eléctrico de la corriente generada y hace de soporte mecánico del material activo. Para ejercer estas funciones de retención y conducción, debe poseer las siguientes características:

- **Elevada resistencia mecánica:** factor determinante, tanto por su dureza (para aguantar procesos de estampado), como para poder soportar las vibraciones solicitadas en su funcionamiento.
- **Elevada conductividad eléctrica:** para reducir resistencia interna y por tanto las pérdidas.
- **Elevada sobretensión de desprendimiento de gases:** durante la carga y la descarga el desprendimiento de oxígeno en la placa positiva, y el

desprendimiento del hidrógeno en la placa negativa, consume agua que reduce el nivel del electrolito por lo que se hace necesario que el aleante no favorezca la formación de gases.

- **Buena adherencia en la intercara rejilla-material activo:** debe evitarse el desprendimiento de la materia activa en funcionamiento con las vibraciones durante el proceso de carga-descarga.
- **Buena resistencia frente a la corrosión anódica de la rejilla positiva:** para evitar la reducción de la sección de conducción y minimizar pérdidas energéticas.
- **Colabilidad:** para evitar las grietas en las rejillas.
- **Peso:** por no intervenir en el proceso de conversión energética conviene que sea el menor posible. **(Imag.36)**



Imág.36. Electrodo

Material activo, anódico y catódico

Es la fuente de energía de la que se debe obtener el máximo rendimiento y larga vida. Se prepara en forma de pasta con una determinada consistencia que permita su aplicación a la rejilla. Debe tener las siguientes propiedades:

- **Elevada tensión.**
- **Bajo peso:** para no favorecer, por gravedad, el desprendimiento del material activo de la rejilla.
- **Adecuada porosidad y alta cohesión:** con distintos aditivos sobre fibra de vidrio o poliéster.

- **Elevada eficacia a la reacción electroquímica:** conseguir estabilidad y evitar su descomposición.
- **Fácil fabricación y bajo costo:** minimizar coste es un objetivo prioritario de la eficiencia.
- **Buena estabilidad frente al electrodo:** tanto a la corrosión como a la adherencia.

Electrólito

Es un **conductor de segunda clase**, es decir, una solución acuosa de un ácido, una base o sales. Es lo que llamamos un conductor iónico que permite la transferencia de electrones en el circuito interior por medio del desplazamiento de los iones entre el ánodo y el cátodo. En algunos acumuladores actuales suele ser un gel.

El electrólito, en un acumulador Pb-ácido, se compone de una solución del 37% de ácido sulfúrico (H_2SO_4) de densidad 1.280 g/cm^3 . En el acumulador de níquel-cadmio el electrólito es una solución del 25% de hidróxido potásico de densidad 1.260 g/cm^3 . En ambos casos debe tener las siguientes propiedades:

- **Alta conductividad iónica:** concentración alta para reducir la resistencia eléctrica.
- **Bajo efecto corrosivo en los electrodos:** la concentración alta favorece la corrosión, por lo que hay que optimizar esta con la acción anterior que, como vemos, son contrapuestas.
- **Buena estabilidad térmica:** en ISFTV es importante que el punto de congelación sea a temperatura muy baja.
- **Bajo nivel de impurezas:** se deben minimizar las impurezas en el electrólito, lo que llamamos “barro del electrólito”.
- **Bajo coste:** como el ácido sulfúrico es abundante y es el compuesto más utilizado en la industria, son factores que nos favorecen.

Separadores

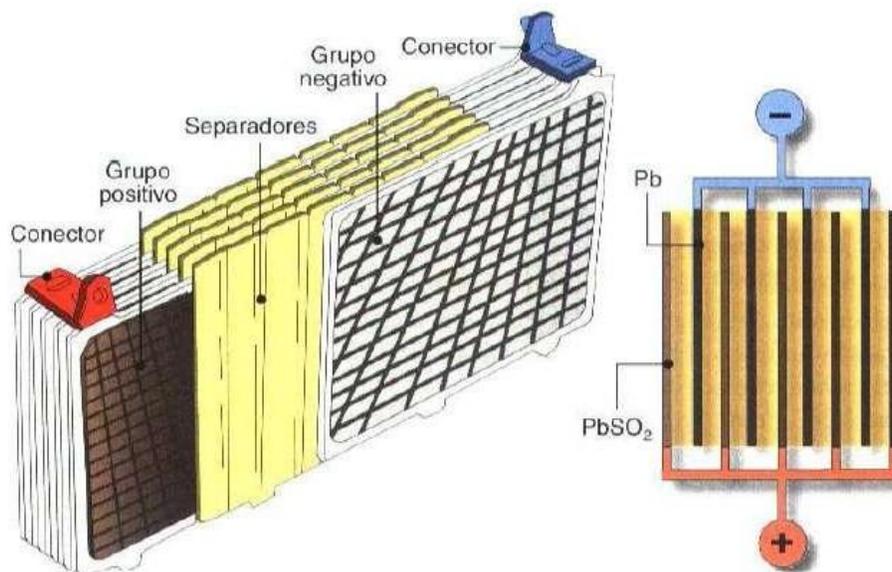
Material poroso celulósico con fibras de vidrio, poliéster o polietileno que se coloca entre placas consecutivas de diferente polaridad evitando el cortocircuito en el interior de la celda. A la vez que hace de aislante debe permitir el paso de iones a su través. De ahí su porosidad y propiedades siguientes:

- **Elevado poder aislante:** entre placas y material activo de distinta polaridad eléctrica.

- **Buena porosidad y permeabilidad iónica:** buena difusión iónica.
- **Ausencia de impurezas y contaminantes:** para disminuir pérdidas energéticas.
- **Buena resistencia mecánica:** para facilitar la manipulación en el ensamblaje de elementos y aguantar cambios de volumen en los procesos de carga-descarga.
- **Alta resistencia a la corrosión:** para facilitar la difusión iónica y evitar cortocircuitos.

Elemento

Conjunto ensamblado formado por un grupo de placas positivas, otro grupo de placas negativas y los separadores. Todas las placas positivas y negativas se van alternando una con otra y ambas aisladas por el separador. El grupo de placas de la misma polaridad, a través de un conector, se unen eléctricamente. La capacidad depende de la superficie enfrentada de las placas, del espesor de cada placa y del número de las mismas. **(Imág.37)**



Imág.37. Constitución de la batería

Celda

Conjunto formado por un elemento, electrolito, monobloque, tapa, tapones y conexiones. Cuando se necesita una tensión superior a la del propio elemento se conectan los elementos en serie dentro del monobloque y se pasa a denominar batería a todo el conjunto.

Terminales

A través del pasamuros de la tapa conectan los elementos con el circuito exterior. Se trata que sean antifugas, reforzados con cobre o latón y con tornillería de acero resistente a la corrosión.

Batería monobloque

Conjunto formado en su exterior por un monobloque, la tapa, tapones y bornes. En su interior contiene varios elementos conectados en serie y un electrólito común a todos ellos. Es la forma constructiva más tradicional en la comercialización de acumuladores donde se ha sustituido la ebonita de pared 6 mm de espesor a los 2-3 mm de espesor del polipropileno con el que se mejoran las siguientes características:

- **Elevada resistividad eléctrica.**
- **Buena resistencia química.**
- **Aptitud para el moldeo.**
- **Buena resistencia a los choques eléctricos.**
- **Alta resistencia al impacto.**
- **Asegurar la estanqueidad entre bloque y tapas.**
- **Mecanizable.**
- **Temperatura de trabajo continuo: 100 °C.**
- **Temperatura de fusión: 173 °C.**
- **Mayor volumen del monobloque que el ocupado por las placas.**

En las baterías monobloque existen normalmente tres tipos de tecnología, respecto a la forma de presentar el electrólito y de cerrar herméticamente con tapones o con válvulas con lo que de denominan libres de mantenimiento. Así tenemos:

- **Abiertas:** la más tradicional con tapones, exige mantenimiento para vigilar el nivel del electrólito.
- **AGM:** conglomerado con alfombrilla y electrólito.
- **GEL:** electrólito gelatinoso. Para situaciones de emergencia llevan válvula de seguridad VRLA.

En el caso de las baterías estacionarias para ISFTV con el fin de poder detectar visualmente el nivel de electrólito, se fabrican los bloques en material translúcido como el estireno acrílico nitrilo (SAN).

Tapones

Para evitar la pérdida de gases de hidrógeno y oxígeno que se producen durante el proceso de carga, se utilizan tapones catalizadores, que en vez de dar salida de los gases a la atmósfera, hacen que estos pasen por catalizadores para que vuelvan a convertirse en agua.

Tapa

En los acumuladores monobloque de copolímero de polipropileno son del mismo material y tiene una triple función:

- a) Hacer de pasamuros hermético para sujetar los terminales.
- b) Diseño de taladro con boca para abrochar o roscar el tapón.
- c) Cierre hermético con el recipiente.

3.5. PARAMETROS DE UN ACUMULADOR

En las instalaciones solares fotovoltaicas (ISFTV), sobre todo en las aisladas, la fiabilidad y eficiencia de los circuitos de utilización de la instalación eléctrica final depende en gran medida del sistema de almacenamiento o acumulación de la energía eléctrica. En realidad, este es el gran problema de la electricidad que, como sabemos por electrotecnia, los electrones no se pueden almacenar en cantidades industriales.

Las magnitudes o parámetros que definen una batería toman unos valores que dependen mucho del tipo constructivo de acumulador y de las aplicaciones a las que va destinado. En ISFTV los parámetros de tensión, capacidad, ciclaje y temperatura son de capital importancia.

Las baterías estacionarias tipo OPzS se caracterizan por las siguientes magnitudes: **tensión, capacidad, potencia y energía, vida según régimen de descarga.**

3.5.1. TENSION

Según que consideremos un solo elemento en un solo vaso o celda, varios elementos conexiónados en serie dentro de un monobloque y el estado de funcionamiento en que se encuentra el acumulador podemos considerar:

- **Potencial de electrodo:** es la tensión que se produce entre la interface metal-electrólito por la reacción química entre electrólito-electrodo y aparece entre los dos electrodos de una celda con el acumulador en vacío sin circulación de corriente.
- **Tensión en vacío:** depende del potencial de electrodo, de la densidad del electrólito y de la temperatura. Se mide en voltios y su valor es tal que se empaquetan grupos de electrodos hasta que dé 2.15 V (Upe).
- **Tensión de flotación:** tensión superior a la de circuito abierto para conservar completamente cargado el acumulador cuando no está trabajando. Todos los acumuladores sufren una autodescarga que se compensa con una pequeña corriente si se supera la tensión de alimentación en unos 0.2 V superior a la tensión en vacío del elemento acumulador.
- **Tensión de carga:** si a un acumulador descargado le aplicamos la tensión de flotación conseguimos llevarlo al estado de plena carga, pero en un tiempo muy largo. Para optimizar este, se necesita un mayor valor de tensión, llamado tensión de carga del acumulador, o tensión de igualación que nos asegure un gaseo y homogeneización del electrolito en todos los elementos en un tiempo relativamente corto no superior a 3 horas. De esta forma se elimina la estratificación.
- **Tensión final de corte:** también llamada tensión final de descarga, es un valor de tensión, tal que, nos indica la finalización de la descarga, para que la capacidad obtenida en ese punto sea útil en el tipo de aplicación instalada.

3.5.2. CAPACIDAD

La capacidad de una celda es la cantidad total de electricidad transferida a través de la intercara metal-electrólito en la reacción electroquímica definida en culombios por la Ley de Faraday. Es la intensidad de corriente que es capaz de suministrar la batería en un determinado tiempo. Se mide en amperios-hora, (A x h). Se cuantifica por las Leyes de Faraday y es por tanto proporcional a la cantidad de sustancia electrolíticamente descompuesta. Esta sustancia es la cantidad de materia activa del electrodo positivo y negativo, controlando el valor real de la capacidad aquel electrodo que le quede menos materia activa, bien por desprendimiento o bien por las reacciones de oxidación-reducción que se producen. De ahí la importancia en la fabricación de elegir un adecuado material activo y conseguir una buena fijación sobre la rejilla.

De las leyes del electrólisis, podemos expresar la capacidad de una batería mediante la generalizada Ley de Faraday:

e: Número de electrones transferidos en la reacción completa de descarga.

F: Constante de Faraday de 96,500 C.

N: Número de moles oxidados y reducidos.

Siempre se debe aplicar esta Ley de Faraday a los dos electrodos (positivo y negativo) y el que nos dé el valor inferior es el que nos determina la capacidad de la batería. La capacidad así calculada con esta fórmula es la teórica, pues el valor práctico con el que trabajamos depende del tipo y estructura de los electrodos, y de los parámetros externos de descarga.

En la práctica, interpretamos la capacidad como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado y se mide en amperios-hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga. Los factores externos que influyen en la fabricación junto con los parámetros de descarga. Estos parámetros (además de la intensidad y el tiempo) son la temperatura y la tensión final de corte que definen la descarga y por tanto influyen en la capacidad de una batería.

- **El régimen de descarga intensidad-tiempo** afecta a la capacidad, pues si la intensidad es muy elevada a costa de bajo tiempo, las reacciones de oxidación-reducción quedan confinadas a las capas de material activo en contacto inmediato con el electrólito, y la capacidad se limita porque no hay tiempo suficiente para la difusión del electrólito entre los poros de las placas. Es decir, a altas intensidades la difusión adquiere una mayor importancia, produciéndose una fuerte caída de tensión que influye en la polarización de concentración con una mayor demanda de material activo que el que se produce desde el seno del electrólito hacia la superficie del electrodo. A mayor intensidad de descarga, menor es el valor de la capacidad del acumulador y viceversa. La capacidad e intensidad nominal siempre se deben dar referidas a un régimen de descarga.
- **Influencia de la temperatura.** Si la temperatura aumenta se incrementa la capacidad y siempre los fabricantes la especifican referida a una temperatura. Es importante prever las temperaturas extremadamente bajas para evitar la congelación del electrólito cuando el acumulador ha sufrido una descarga, pues sabemos que en estado descargado la densidad del electrólito disminuye y con ella el punto de congelación.

3.5.3. POTENCIA Y ENERGIA

Como sabemos, según la Ley de Ohm, la potencia en corriente continua es el producto de la tensión por la intensidad. Se mide en vatios (W). Ahora bien, en el caso de las baterías secundarias o acumuladores el producto de esas dos magnitudes se debe de dar en unas determinadas condiciones de descarga, para poder efectuar el balance de potencia:

P_g : Potencia generada.

E: Fem o tensión, en voltios (V), a circuito abierto procedente del potencial de electrodo del PAR-REDOX.

I: Intensidad que suministra en el régimen concreto de descarga en amperios (A).

Normalmente, la potencia, se da para tiempos de descarga muy cortos y en este caso se denomina potencia instantánea de celda. Otro valor de referencia es la densidad de potencia cuyo valor es del orden de 50W/kg de electrolito en Pb-ácido y muy superior en Ni-Cd.

A la tensión en circuito abierto hay que restarle la caída de tensión debida a las polarizaciones de activación, concentración y de resistencia. Toda esta caída de tensión la englobamos en el producto de la resistencia interna por la intensidad que suministra. Podemos considerar el valor de la resistencia interna de una celda de Pb-ácido del orden de 0.005 Ω y un 50% superior en Ni-Cd, es decir, 0.008 Ω aproximadamente.

Potencia útil suministrada

Potencia perdida

3.6. VIDA Y CICLAJE DE ACUMULADOR

La materia activa, los componentes constructivos, la temperatura ambiente y de operación, la frecuencia y la profundidad de las descargas y descargas (ciclaje), y los métodos de carga influyen considerablemente en la capacidad del acumulador y en la vida del mismo.

- **Temperatura:** tanto la temperatura ambiente como la de operación influyen en la autodescarga y en la capacidad. La autodescarga aumenta con la temperatura. A elevadas temperaturas aumenta la capacidad y disminuye la

vida de la batería. Sin embargo, a muy bajas temperaturas disminuye la capacidad y existe la posibilidad de congelación, de ahí que en climas agresivos se utilice electrólito de mayor densidad que disminuye el punto de congelación.

- **Profundidad de descarga (DOD):** de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad que se ha sacado de la batería en un ciclo comparada con la capacidad a plena carga. Si tenemos un acumulador de 100 Ah y le sometemos a una descarga de 20 Ah esto representa una profundidad de descarga del 20%. Los reguladores incluyen las protecciones contra descargas excesivas para mantener un nivel mínimo de descarga de 20-30% de la capacidad nominal.

Las baterías utilizadas en ISFTV son de ciclo profundo que aguantan grandes descargas, DOD del orden del 80%, y proporcionan del orden de 1,500 ciclos. Si la profundidad de descarga (DOD) solo llega al 25% pueden dar hasta unos 4,000 ciclos.

- **Estado de carga (SOC):** de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad disponible en la batería comparada con la capacidad nominal a plena carga. Una batería totalmente cargada está al 100% del SOC y como sabemos se refleja en la alta densidad del electrólito y en una mayor temperatura del mismo. El DOD y el SOC son complementarios pues sumados tienen que dar siempre el 100% de la capacidad nominal. Siempre hay que atender las especificaciones de los fabricantes, que por otro lado, suelen recomendar reemplazar la batería cuando no recupera el 80% de la carga.

A la hora de efectuar la carga del acumulador, se utiliza el concepto de coeficiente de carga como la relación que existe entre la capacidad necesaria para cargar totalmente el acumulador y la capacidad que ha sido extraída del mismo. Para un acumulador de Pb-ácido está comprendido entre 1.1 a 1.25. Para un acumulador de níquel-cadmio puede llegar el coeficiente de carga hasta 1.4 según tipo y fabricante.

- **Profundidad de descarga máxima ($PD_{m\acute{a}x}$)** de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad que se ha sacado de la batería al final del periodo de autonomía fijado en comparación con la capacidad nominal a plena carga.

El periodo de autonomía se entiende como el número de días durante los cuales la batería ha de ser capaz de abastecer el consumo del circuito de utilización, en ausencia total de generación fotovoltaica. Se introduce aquí el concepto de periodo de autonomía en lugar de ciclo porque fijados los días de autonomía (A) y la profundidad de descarga máxima ($PD_{m\acute{a}x}$) se

puede calcular la capacidad de la batería (C_n) a partir del consumo medio diario (Q_d), mediante la fórmula:

C_n : Capacidad nominal de la batería (Ah).

Q_d : Consumo medio diario (Ah/día).

A: Periodo de autonomía (días).

$PD_{m\acute{a}x}$: Profundidad de descarga máxima (en tanto por uno).

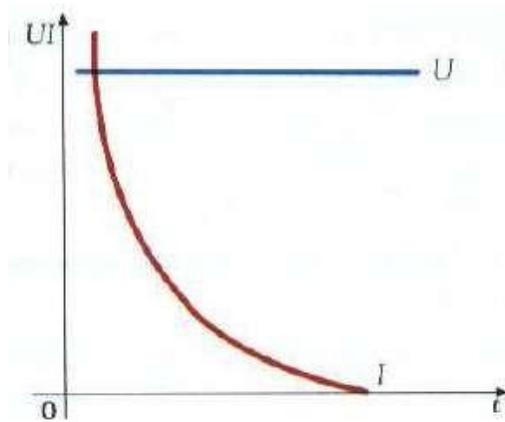
Se suele tomar en aplicaciones de viviendas un $PD_{m\acute{a}x}=0.7$ y en aplicaciones profesionales se es más exigente poniendo un valor de 0.5.

- **Dimensionado de la capacidad de la batería en un circuito de ISFTV:** como en todo dimensionado de circuito eléctrico debemos de partir de la previsión de cargas o inventario de los consumos eléctricos previstos. Para el correcto dimensionado de la batería es suficiente con el resumen de inventario de consumos: potencia (P) y energía medida diaria (W_d), tensión nominal de la batería de acumuladores (U_n), autonomía (A) y rendimiento de batería, regulador e inversor (η_{rb-inv}) si este último es necesario.

Hay que tener mucho cuidado en el dimensionado de la capacidad del sistema de acumulación, pues si se dimensiona por defecto nos encontraremos con la rápida descarga total de las baterías antes de cumplir con el tiempo de autonomía previsto. Por otro lado, si se dimensiona en exceso, el generador fotovoltaico nunca llegará a cargar las baterías con lo que se acelera el proceso de envejecimiento por sulfatación.

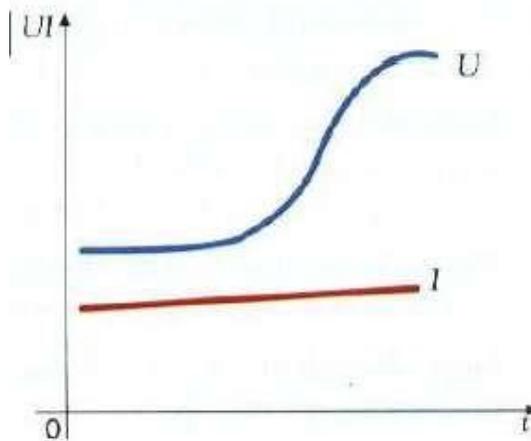
- **Métodos de carga:** existen métodos de carga a tensión constante (U), a intensidad constante (I_a), a tensión e intensidad constante (IU), a tensión creciente (W_a) y métodos combinados según tipo de acumulador, de fabricante y de regulador.
- **Tensión constante (U):** se realiza a un valor fijo de tensión y la intensidad disminuye a medida que se carga siguiendo la trayectoria indicada en la figura. Es peligroso utilizar un valor elevado de tensión sin control de la temperatura porque a medida que aumenta esta se produce una disminución de la resistencia interna y un aumento de la intensidad que por efecto Joule vuelve a aumentar la temperatura y así sucesivamente

llegando a producir la explosión de la batería. Este fenómeno se llama embalamiento térmico. **(Imág.38)**



Imág.38. Embalamiento térmico

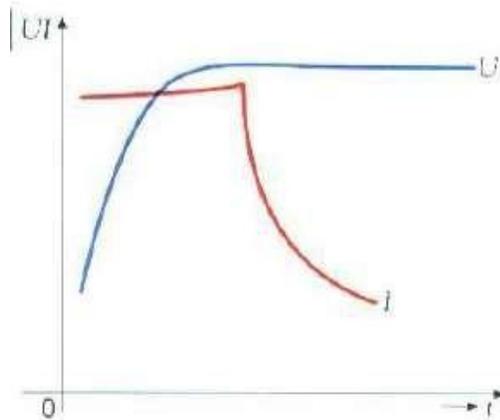
- **Intensidad constante ($I \square$):** las curvas de tensión e intensidad siguen la trayectoria que se indica en la figura. Este método es útil cuando se conoce la capacidad que la batería ha suministrado pues de esta forma se puede calcular la capacidad restituida. Debe existir siempre una desconexión automática por tiempo de carga. El criterio de carga tiene en cuenta el coeficiente de carga descrito más arriba. **(Imag.39)**



Imag.39. Intensidad constante

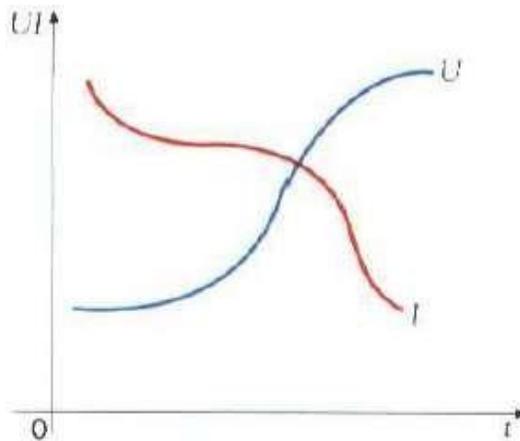
- **Tensión e intensidad constante (IU):** **(Imág.40)** con este método el acumulador se carga a intensidad constante hasta alcanzar la tensión el valor de gasificación. A partir de este punto la tensión permanece constante y la intensidad disminuye según la curva que se indica en la figura. Permite acortar el tiempo de carga pues la intensidad puede ser alta ya que al

permanecer constante el valor de la tensión se minimiza los daños por gaseo.



Imag.40. Tensión e intensidad constante

- **Tensión creciente (W_{\square}):** este método se basa en ir disminuyendo la intensidad a medida que aumenta la tensión como se indica en la figura. La carga se realiza con un valor alto de intensidad y cuando se alcanza la tensión de gasificación prefijada se reduce en un 50%. Se suele aplicar en baterías de tracción. (**Imág.41**)



Imag.41. Tensión creciente

El control de funcionamiento de los reguladores con microprocesadores permite utilizar estrategias complejas y precisas para controlar los procesos de carga-descarga de los acumuladores.

CAPITULO 4

4. REGULADORES E INVERSORES

4.1. REGULADORES

Para que un sistema fotovoltaico autónomo pueda proporcionar energía eléctrica en cualquier momento a su circuito de utilización, necesita un sistema de acumulación que almacene la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar.

La batería de acumuladores cumple esta misión y se va a cargar y descargar periódicamente, recibiendo energía eléctrica del generador fotovoltaico durante el día y devolviéndola al circuito de utilización durante la noche o en las horas de baja radiación solar. El control de este proceso de carga y descarga lo realiza un dispositivo denominado regulador de carga. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es fundamental para proteger la vida útil de la batería y mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

4.1.1 FUNCIONES DEL REGULADOR

Las principales funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico son:

- Proteger a la batería de acumuladores contra sobre-descarga o descarga profunda.
- Proteger a la batería de acumuladores contra sobrecarga, limitando la tensión de fin de carga.
- Evitar la descarga nocturna de la batería de acumuladores sobre el generador fotovoltaico.

La figura es un diagrama de bloques que presenta un ejemplo de sistema fotovoltaico autónomo básico. La función del regulador está representada de forma básica por un diodo D que impide la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico, evitando la descarga nocturna, y por un interruptor A que tiene como misión:

- Desconectar la batería de acumuladores del generador fotovoltaico cuando hay sobrecarga.
- Conectar la batería de acumuladores al circuito de utilización por la noche.

- Desconectar el circuito de utilización cuando hay sobredescarga de la batería de acumuladores.

Otras funciones, que dependen de cada fabricante, mejoran las prestaciones de los reguladores de carga. Algunas de ellas son:

- **Ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería:** permite seleccionar el tipo de batería, normalmente plomo-ácido (electrolito líquido) o gel (electrolito gelificado), para adecuar los valores de tensión de carga y los tiempos de aplicación de dichas tensiones al tipo de batería conectado.
- **Protección contra la inversión de polaridad, impidiendo el funcionamiento y emitiendo una alarma sonora.** Si la inversión de polaridad se produce en los bornes de la batería de acumuladores, el regulador no se pone en marcha y mantiene abiertos todos los circuitos. Si la inversión de polaridad se produce en la entrada del generador fotovoltaico, el regulador mantiene abierto el circuito del generador fotovoltaico.
- **Protección contra cortocircuitos:** tanto en la entrada del generador fotovoltaico como en la salida del circuito de utilización. Si el cortocircuito se produce en la entrada, se abre ese circuito protegiendo el sistema de regulación y todos los elementos conectados al mismo. Si el cortocircuito se produce en la salida se abre el circuito de utilización, protegiendo el sistema de regulación frente a corrientes elevadas.
- **Medición de la temperatura de la batería de acumuladores:** mediante un sensor para corregir el valor de la tensión de fin de carga.
- **Protección contra sobretensiones en la entrada del generador fotovoltaico:** en caso de una tensión superior a la especificada para el

regulador se interrumpe el proceso de carga de la batería de acumuladores. Para las sobretensiones producidas durante las tormentas eléctricas, se utilizan varistores, que absorben dichas sobretensiones y protegen a los elementos conectados al regulador.

- **Protección contra sobreintensidades:** si aparece una sobreintensidad por sobrecarga en el circuito que va del generador fotovoltaico a la batería de acumuladores, el regulador interrumpe el proceso de carga. Si la sobrecarga se produce en el circuito que va de la batería a utilización, el regulador interrumpe dicho circuito. En ambos casos para protegerse, a sí mismo y al resto de elementos conectados al regulador.
- **Protección contra descargas excesivas:** en la mayoría de los reguladores se establece un nivel mínimo de carga de entre el 20% y el 30% de la capacidad nominal de la batería de acumuladores. Si se sobrepasa ese valor se desconecta la salida del circuito de utilización. Cuando se recarga la batería de acumuladores y se alcanza una tensión mínima se vuelve a conectar automáticamente la salida del circuito de utilización.
- **Monitorización del proceso de carga/descarga** con indicación de los valores de tensión e intensidad en cada instante.
- **Indicación de los estados de alarma mediante señales ópticas y acústicas.** Entre las alarmas más frecuentes que incorporan los reguladores se pueden citar:
 - **Baja tensión de la batería de acumuladores.**
 - **Desconexión del circuito de utilización por baja tensión de la batería de acumuladores.**
 - **Tensión alta en la batería de acumuladores.**
 - **Exceso de corriente.**
 - **Cortocircuito.**

4.1.2. REGULACION DE LA CARGA DE LA BATERIA DE ACUMULADORES

La utilización de microprocesadores para controlar el funcionamiento de los reguladores permite utilizar estrategias complejas, pero con muchas prestaciones, para regular la carga de la batería de acumuladores. Según el fabricante la estrategia de regulación puede incluir varias etapas que, en general, se pueden ajustar a las descritas a continuación:

- **Carga profunda:** primera fase del proceso de carga, el regulador permite la entrada de corriente a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de carga, donde la batería de acumuladores alcanza un nivel de carga próximo al 95% de su capacidad total. Alcanzada dicha tensión, el regulador establece una banda de regulación de tensión de batería, llamada mantenimiento de carga profunda (MCP). Esta banda de regulación MCP produce una ligera agitación de electrólito del acumulador que evita su estratificación y la sulfatación de las placas internas. Este estado se mantiene durante un periodo de tiempo de algunos minutos que es ajustable. Transcurrido dicho tiempo, el regulador pasa al estado de flotación alta. En los acumuladores de plomo-ácido tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, la densidad del ácido no es uniforme (estratificación), y es necesario agitarlo para homogeneizar el electrólito y evitar sulfatación de las placas activas.
- **Igualación o ecualización:** en los acumuladores de plomo-ácido, el regulador aplica de forma automática una carga de igualación para alargar su vida. En esta fase se inyecta corriente durante un periodo de algunas horas para conseguir la carga máxima en todos los elementos de la batería y que queden igualados. En acumuladores de plomo-ácido, esta igualación se realiza cada vez que transcurran 30 días sin que haya realizado una carga profunda o el microprocesador que controla el regulador determina que es necesario realizar una igualación para compensar situaciones de descarga del acumulador. Esta fase de carga no se realiza en los acumuladores de tipo gel.
- **Flotación alta:** en este estado el regulador mantiene la tensión de batería constante mientras se realiza la última fase de carga de los acumuladores. El tiempo de aplicación de esta fase depende del histórico de funcionamiento del sistema, pudiendo variar desde algunos minutos en instalaciones con poco uso y batería siempre muy cargada hasta algunas

horas para situaciones de baterías que han estado con poca carga durante mucho tiempo. Este ajuste basado en un histórico de sucesos automático y es posible gracias a la utilización de microprocesadores programados para tener en cuenta las características particulares de funcionamiento de cada instalación. El sistema de regulación funciona dentro de lo que se denomina Banda de Flotación Alta (BFA). Esta BFA es un rango de tensiones cuyos valores máximos y mínimos se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal.

- **Flotación baja:** en este punto los acumuladores están completamente cargados. Se inyecta una pequeña corriente de mantenimiento para compensar el efecto de auto-descarga.
- **Modo noche:** el regulador detecta que está anocheciendo midiendo la tensión en la entrada de los módulos fotovoltaicos. Cuando se detecta esta situación desconecta dicha entrada para evitar la circulación de corriente de la batería de acumuladores hacia los módulos fotovoltaicos. Esta función evita la utilización de un diodo de bloqueo.

4.2. FUNCIONAMIENTO Y TIPOS DE REGULADORES

El regulador controla el estado de carga de la batería de acumuladores midiendo la tensión en bornes de dicha batería. A partir de la tensión medida se desarrolla la estrategia de control de la carga, de ahí la importancia de efectuar una medida correcta evitando las caídas de tensión que se producen en los cables de conexión y en los dispositivos de protección que puede haber entre la batería de acumuladores y el regulador.

La figura representa el es quema de conexiones entre el regulador y la batería de acumuladores donde se ve que la tensión en el regulador U_r es menor que la tensión en la batería U_b debido a la caída de tensión $R_c \times I_c$ que se produce en la resistencia R_c de los cables de conexión al circular la corriente I_c de la carga. Para realizar la medida correctamente, muchos reguladores disponen de un circuito de medida independiente, representada en la figura por el voltímetro, que mide la tensión directamente en bornes de la batería. Como la corriente I_v del circuito de medida es prácticamente cero, la tensión medida corresponde a la real de la batería de acumuladores.

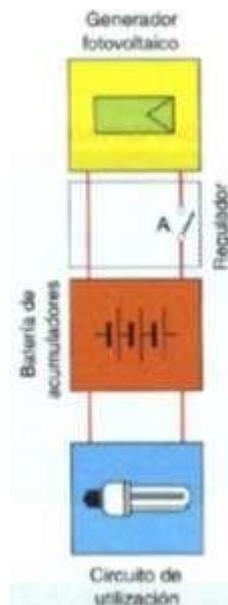
A partir de la tensión medida en la batería el regulador conecta o desconecta el generador fotovoltaico. Para efectuar esta conexión/desconexión los reguladores actuales utilizan relés de estado sólido de tipo MOSFET.

Los valores de tensión que se deben utilizar como referencia en los procesos de carga y descarga de una batería de acumuladores varían sensiblemente con la temperatura y el tipo de batería. La mayoría de los reguladores disponen de un sensor interno que mide la temperatura pero esto obliga a colocar el regulador cerca de la batería. Otros reguladores permiten la conexión de un sensor de temperatura adosado a la batería de acumuladores.

Además de la tensión de la batería, los reguladores actuales disponen de un sistema de autoaprendizaje que les permite tener en cuenta también la capacidad, la antigüedad y el grado de sulfatación de la batería de acumuladores, para decidir la estrategia de control de la carga.

En función de cómo se realiza la conexión y desconexión del regulador se pueden clasificar en:

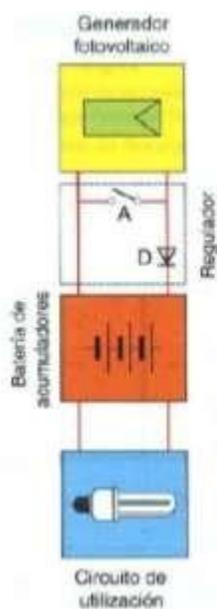
- **Regulador serie: (Imág.42)** el control de carga de la batería de acumuladores se efectúa interrumpiendo la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería mediante el relé de estado sólido A.



Imag.42. Regulador en serie

Estos reguladores tienen como ventaja su pequeña disipación de energía, lo que permite su uso en sistemas con mucha potencia (con corrientes superiores a la centena de amperios) y como inconvenientes la caída de tensión en el circuito de conmutación entre el generador fotovoltaico y la batería, el autoconsumo que es mayor que en los reguladores paralelos.

- **Regulador paralelo:** el control de carga de la batería de acumuladores se efectúa cortocircuitando la entrada del generador fotovoltaico mediante el relé de estado sólido A. El diodo de bloqueo D tiene dos funciones: evitar el cortocircuito de la batería cada vez que se cierra el relé A e impedir la circulación de corriente de la batería hacia el generador fotovoltaico durante la noche. (Imág.43.)



Imag.43. Regulador paralelo

Estos reguladores tienen como ventajas que son más económicos y presentan un autoconsumo menor que los reguladores serie. Además, pueden funcionar sin necesidad de batería, actuando en este caso como limitador del voltaje producido por el generador fotovoltaico, que será constante aunque la irradiancia varíe. Como inconvenientes citar la elevada disipación de energía en forma de calor que limita la potencia total que pueden manejar y la caída de tensión que se produce en el diodo de bloqueo.

Según cómo se efectúe la regulación de la carga de la batería los reguladores se clasifican en dos grupos: reguladores todo-nada y reguladores PWM.

- **Reguladores todo-nada:** las diferentes etapas de carga de la batería de acumuladores: carga profunda, equalización, flotación, etc. se realizan conectando y desconectando el circuito entre el generador y la batería de acumuladores para diferentes valores de tensión de la batería. En la etapa de carga profunda el regulador permite el paso de toda la corriente producida por el generador fotovoltaico hasta que la tensión en la batería alcanza un valor predeterminado. Al final de esta primera fase de carga se produce el mantenimiento de carga profunda (MCP), dejando pasar la corriente durante un cierto tiempo con tensión constante, para producir una ligera agitación del electrolito del acumulador que evita su estratificación y la sulfatación de las placas internas.
Una vez alcanzado ese nivel de carga, se pasa a la etapa de flotación donde se mantiene la tensión de la batería en torno a un valor constante, conectando y desconectando en un rango de histéresis muy pequeño, entre 0.5 y 1 V por encima y debajo de dicho valor constante. Con esto se consigue mantener un estado de carga en el rango de 80%...90%. Si el consumo aumenta y el regulador no es capaz de mantener la tensión de flotación, se desconecta el consumo y se vuelve a la primera etapa de carga, hasta que se recupera la tensión en la batería.
- **Reguladores PWM:** en este tipo de regulación la primera etapa es igual que en la regulación todo-nada y el regulador permite el paso de toda la corriente producida por el generador fotovoltaico hasta la batería. Es en la fase final de la primera etapa (fase MCP) y en la etapa de flotación donde se recurre a la técnica de modulación por anchura de pulsos (PWM-Pulse Width Modulation). Esta técnica permite variar de forma gradual la corriente de carga de la batería modificando la anchura de los pulsos de la tensión aplicada a la batería.

La tensión U_{fv} es la tensión proporcionada por el generador fotovoltaico. La tensión U_m aplicada a la batería se obtiene abriendo durante un tiempo t_{off} y cerrando durante un tiempo t_{on} el interruptor que conecta el generador con la batería de acumuladores. El cociente t_{on}/T se denomina ciclo de trabajo del regulador. Modificando el ciclo de trabajo t_{on}/T varía la tensión U_m según la expresión:

—

En los reguladores para sistemas fotovoltaicos se mantiene la frecuencia constante (y por lo tanto el periodo T) en torno a algunas centenas de hercios y se varía el tiempo de conducción t_{on} para variar la tensión U_m .

El uso de esta técnica de regulación permite introducir más corriente en la batería sin aumento de la tensión, consiguiendo estados de carga de la batería con promedios cercanos al 95% además de mejorar el aprovechamiento de la energía procedente del generador fotovoltaico.

La técnica PWM se puede realizar con reguladores serie o paralelo, pero hacia el final de la carga, el interruptor en un regulador paralelo estará más tiempo cerrado que en el regulador serie, que estará casi siempre abierto, y el calor disipado en dicho interruptor será considerablemente mayor. Esto obliga a utilizar un buen sistema de evaluación de calor que minimice sus efectos sobre el funcionamiento del regulador.

Hay reguladores de carga que se fabrican con un seguidor del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico integrado. Con este componente el generador fotovoltaico funciona en el máximo de potencia MPP (Maximum Power Point) de su característica y reduce las pérdidas de potencia en porcentajes superiores al 10%.

El regulador de carga con seguidor MPP es imprescindible cuando se utilizan módulos fotovoltaicos cuya tensión en el punto de trabajo óptimo es muy diferente de la tensión de carga de la batería. Esto ocurre cuando se utilizan módulos que están diseñados para sistemas conectados a la red o en sistemas aislados con temperaturas ambientes muy bajas.

4.3. CARACTERISTICAS Y DIMENSIONADO DE LOS REGULADORES

- **Tensión nominal.** Es la tensión del sistema fotovoltaico para la que se ha diseñado el regulador que además coincide con la tensión nominal del sistema de acumulación. Los valores más habituales son 12, 24 y 48 V, aunque hay muchos reguladores que son capaces de trabajar con diferentes tensiones que se pueden seleccionar de forma manual o automática.
- **Intensidad nominal.** Es el valor de la intensidad del generador fotovoltaico que tiene que controlar el regulador. Suele tener el mismo valor tanto para la entrada del generador fotovoltaico como para la salida hacia el circuito de utilización. Se selecciona en función de la corriente de cortocircuito, I_{sc} , del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM. Irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$, temperatura del módulo de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y factor de masa del aire AM 1.5). Se debe aplicar un factor de seguridad de 1.25 para tener en cuenta aquellos días con sol y nubes en los que la irradiancia puede sobrepasar a los $1,000 \text{ W/m}^2$.

Otras características importantes son la tensión máxima en la entrada que no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico y la corriente de consumo propio, ya que el regulador se alimenta del propio sistema fotovoltaico y su consumo tiene que ser mínimo.

4.4. INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE REGULADORES

El regulador se debe montar en un lugar protegido de la humedad y el polvo y no debe exponerse a la irradiación directa del sol y a otras fuentes de calor.

El montaje debe realizarse en posición vertical, en una pared y sobre una superficie no inflamable, manteniendo las distancias recomendadas por el fabricante alrededor del regulador para permitir la libre circulación de aire favoreciendo la convección natural.

El regulador de carga debe estar lo más cerca posible de la batería para reducir al máximo la caída de tensión en los conductores de conexión.

Siempre se conecta primero la batería de acumuladores. Si existe un fusible externo de protección del circuito de la batería se debe abrir para desconectar el circuito.

En segundo lugar se conecta el generador fotovoltaico, asegurándose antes siempre que está protegido contra la incidencia de luz.

En tercer lugar se conecta el circuito de utilización. Antes se debe asegurar la desconexión de los receptores abriendo los dispositivos de protección generales del circuito de utilización.

Los reguladores de carga requieren muy poco mantenimiento y únicamente se debe realizar una revisión anual para asegurar que no se obstruyen las entradas de aire de ventilación en los disipadores de calor y que las conexiones están correctamente realizadas comprobando el apriete de los tornillos.

4.5. INVERSORES FOTOVOLTAICOS

Un generador fotovoltaico produce energía eléctrica en forma de corriente continua que se puede usar para aportar la energía generada a la red de distribución eléctrica o para alimentar un sistema autónomo.

Si el generador fotovoltaico se quiere utilizar para conectarlo a la red de distribución eléctrica hay que convertir la corriente continua que genera en corriente alterna con la tensión y la frecuencia demandadas por las compañías eléctricas.

Si el generador fotovoltaico se quiere utilizar en un sistema autónomo, donde se pretende utilizar la energía eléctrica producida por el generador en los receptores eléctricos habituales como lámparas, televisión, etc. se pueden utilizar aparatos receptores que funcionen con corriente continua. Sin embargo, este tipo de aparatos suelen ser más caros y más difíciles de encontrar que sus equivalentes que funcionan con corriente alterna. Por otro lado, las tensiones habituales que utilizan en los sistemas fotovoltaicos autónomos, limitan su uso a sistemas de poca potencia, de algunas centenas de vatios, para que las corrientes transportadas sean reducidas. Por lo tanto, si se quieren utilizar aparatos que funcionan con corriente alterna o la potencia del sistema es superior a 1 kW, es imprescindible disponer de algún sistema que convierta la corriente continua a corriente alterna.

Un inversor es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna producida, los inversores pueden ser de dos tipos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Los inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos pueden ir conectados a la salida del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso tienen que tolerar el rango de variación de la tensión de entrada proporcionado por la batería de acumuladores. La mayoría son inversores con salida monofásica de baja potencia (inferiores a 1.5 kW). Pueden tener funciones de regulación de carga de la batería. También, aunque no es necesario, cada vez es más frecuente que dispongan de seguidor MPP.

Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1 kW hasta las centenas de kW. Es necesario que dispongan de seguidor MPP. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia de control la corriente alterna de la red.

4.6. FUNCIONES Y CARACTERISTICAS DE LOS INVERSORES

Dependiendo de su utilización, sistema autónomo o conectado a la red, el inversor tiene que tener unas características y funciones propias. No obstante, hay unas características y funciones comunes a los dos usos de un inversor.

4.6.1. RENDIMIENTO

La característica más importante de un inversor es su rendimiento que se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada de un inversor. En muchas hojas de características se denominan eficiencia al rendimiento.

El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en un inversor. Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. El rendimiento del inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga.

El trabajo de un inversor, desde el punto de vista de la potencia que tiene que convertir, es distinto según se use como autónomo o conectado a la red. En los inversores para sistemas autónomos la potencia variable está en la salida y depende de los receptores que se conectan, disponiendo en la entrada de la potencia máxima proporcionada por el conjunto de batería de acumuladores y generador fotovoltaico. En los inversores para sistemas conectados a la red, la potencia de salida tiene que ser siempre la máxima posible y es la potencia de entrada la magnitud variable que depende de la irradiancia recibida en el generador fotovoltaico.

Por este motivo, para los inversores se sistemas conectados a la red, se utiliza una definición de rendimiento normalizada, para permitir la comparación de especificaciones entre diferentes fabricantes, que tiene en cuenta que el generador fotovoltaico trabaja la mayor parte del tiempo con irradiancias que van de 200 a 800 W/m^2 y que el inversor recibirá una potencia de entrada variable que lo va a hacer trabajar con diferentes regímenes de carga.

El rendimiento también depende de la temperatura de trabajo, disminuyendo cuando aumenta dicha temperatura. Es importante por lo tanto que las condiciones de instalación del inversor favorezcan la disipación de calor y permitan que trabaje en las mejores condiciones.

4.6.2. CARACTERISTICAS DE LAS CORRIENTES ALTERNA GENERADA

Corriente alterna sinusoidal pura de frecuencia constante en un margen de +- 2% y tensión constante en un margen de +-10%.

Para especificar el grado de desviación de la forma de onda producida por el inversor respecto de una onda senoidal pura se especifica la distorsión total armónica (THD, Total Harmonic Distortion). Se define como la relación entre la tensión o intensidad debida a los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental. Se calcula con la expresión:

$$\frac{\sum_{n=2}^{\infty} U_n^2}{U_1^2}$$

U_1 : Valor eficaz de la tensión del armónico fundamental (V).

U_n : Valor eficaz de la tensión del armónico de orden n (V).

THD_v: Distorsión total armónica de la tensión (%).

4.6.3. CAPACIDAD DE SOBRECARGA

Un inversor tiene que proporcionar una potencia superior a la nominal durante un intervalo de tiempo que permita la conexión de aquellos receptores que necesitan una intensidad de arranque mayor que la nominal para poder funcionar, como sucede con los motores.

4.6.4. GRADO DE PROTECCION DE LA ENVOLVENTE DEL INVERSOR

Se recomienda que los inversores tengan un grado de protección mínima IP 20 en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie.

4.6.5. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES AUTONOMOS

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Entregar la potencia nominal de forma continua, en el rango de temperatura ambiente especificado por el fabricante y arrancar y operar con todas las cargas de la instalación, incluidas aquellas que tengan corriente de arranque, sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- El autoconsumo del inversor sin carga debe ser menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida. Es recomendable que tenga un sistema de espera (stand-by) para reducir las pérdidas en vacío (sin carga).
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- Si el inversor está conectado directamente a la batería de acumuladores tiene que asegurar la protección frente a sobrecargas y sobredescargas

4.6.6. CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES CONECTADOS A LA RED

Deben tener las siguientes funciones y características:

- Seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. El inversor tiene que llevar un seguidor MPP.
- Sistema de vigilancia y desconexión de la red. Si el tramo de la red de distribución eléctrica a la que está conectado el inversor queda fuera de servicio.
- Estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno debe ser inferior al 0.5% de su potencia nominal.
- Cuando la potencia proporcionada por el generador fotovoltaico sea menor que la necesaria para el autoconsumo del inversor, este se debe poner en modo de espera (stand-by).

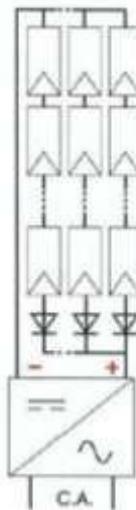
- El inversor debe entregar potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar superiores en un 10% a las condiciones CEM. Debe soportar picos de irradiancia de un 30% superior a las condiciones CEM durante periodos de hasta 10 s.

4.7. TIPOS DE INVERSORES PARA CONEXIÓN A LA RED

Cuando agrupamos varios módulos fotovoltaicos para formar un generador, podemos conectar los módulos en serie, en paralelo o combinar ambas conexiones. Según el tipo de conexión elegido vamos a tener unos valores de tensión e intensidad que van a condicionar la selección del inversor más apropiado para el generador. En función del tipo de conexionado se utilizan cuatro configuraciones de inversor cuyas características se describen a continuación.

4.7.1. INVERSOR CENTRAL

El generador fotovoltaico está conectado a un único inversor. Se utilizan en instalaciones de mucha potencia (10 kW...1 MW) en las que el generador fotovoltaico está formado por muchas ramas en paralelo de módulos conectados en serie. (**Imag.44**)



Imag.44. Inversor central

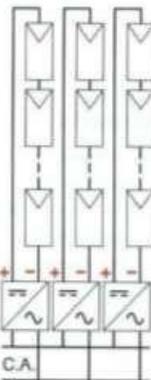
Este tipo de inversor permite la generación de potencias elevadas con buen rendimiento y costes reducidos al disponer de una instalación centralizada con protecciones únicas. Tiene el inconveniente de limitar la fiabilidad del sistema fotovoltaico al depender de un único inversor que, si se avería, produce la parada de toda la instalación. Además, es necesario disponer de diodos de bloqueo o fusibles de protección en cada rama para evitar los efectos de las corrientes .

Para que este tipo de inversor rinda adecuadamente son necesarias ciertas condiciones, en función del conexionado del generador fotovoltaico:

- Si el generador está formado por ramas o cadenas de muchos módulos fotovoltaicos en serie para obtener una tensión elevada y una corriente reducida, las condiciones de insolación para todo el generador deben ser muy homogéneas, sin sombras en las respectivas ramas. Además, es necesario que los módulos fotovoltaicos tengan tolerancias de producción muy bajas. Estas condiciones son necesarias para que el seguidor MPP del inversor encuentre una curva característica de funcionamiento del generador que se corresponda con la de cada rama. Si hay ramas con curvas características diferentes, el seguidor MPP no puede detectarlas y hacer los ajustes para poder seguir las.
- Si el generador fotovoltaico va a tener sombreados parciales o está formado por módulos con elevadas tolerancias de producción es necesario conectar el generador formando ramas o cadenas con pocos módulos fotovoltaicos en serie que van a proporcionar una tensión reducida y una corriente elevada. En estos casos el inversor tiene que estar preparado para trabajar con bajas tensiones de entrada.

4.7.2. INVERSOR DE CADENA

En un generador fotovoltaico formado por varias ramas de módulos conectados en serie se dispone un inversor en cada rama. Reciben el nombre de inversores de cadena porque tiene en su entrada una sola rama o cadena de módulos fotovoltaicos conectados en serie. Son inversores con potencias nominales que van de 1 a 10 kW aproximadamente. Se pueden conectar varios inversores en paralelo para obtener la potencia deseada. **(Imág.45)**



Imag.45. Inversor cadena

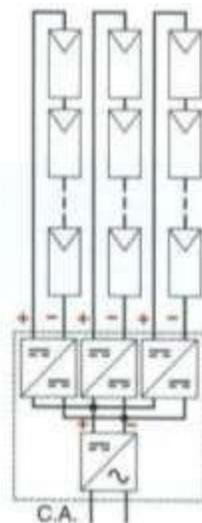
Tienen un rendimiento mayor que los inversores centrales, puesto que el seguidor MPP de cada inversor sigue la característica de una única rama de módulos, aunque es necesario que todos los módulos de la rama tengan las mismas condiciones de trabajo. Incluso, permiten que diferentes ramas puedan tener condiciones de insolación distintas, como ocurre cuando se instalan módulos fotovoltaicos en fachadas que tienen diferentes orientaciones. Además, eliminan la necesidad de instalar diodos de bloqueo con el consiguiente aumento del rendimiento de la instalación.

Se puede descentralizar la instalación de los inversores para situarlos junto a los módulos y reducir el cableado en corriente continua, siempre que se elijan con la protección adecuada (IP65) para trabajar a la intemperie.

La composición modular permite aislar una rama en caso de avería, dejando al resto de ramas funcionando. También facilita la fabricación de grandes series con el consiguiente abaratamiento del inversor.

4.7.3. INVERSOR MULTICADENA

Son inversores que permiten la conexión de varias ramas de módulos, cada una con su propio MPP, aunque disponen de una única etapa inversora. Se fabrican para potencias en el rango de 3 a 10 kW. **(Imág.46)**

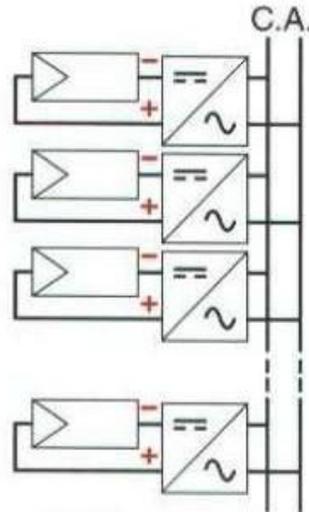


Imag.46. Inversor multicadena

Son una solución económica que se utiliza para instalaciones en las que hay ramas de módulos con diferentes condiciones de trabajo (distinta orientación, diferentes tolerancias de producción, sombreados, diferentes cantidades de módulos por rama, etc.). La mayoría de este tipo de inversores dispone de conexión para dos o tres ramas con su propio seguidor MPP.

4.7.4. INVERSOR INTEGRADO EN EL MODULO

Son Inversores que van directamente instalados en el módulo fotovoltaico. Habitualmente se utilizan en sistemas fotovoltaicos de poca potencia, de 50 a 500 W. Al realizarse la conversión de corriente continua en corriente alterna en el mismo módulo, toda la instalación se realiza en corriente alterna y no hay cableado en corriente continua. **(Imág.47)**



Imag.47. Inversor integrado en el modulo

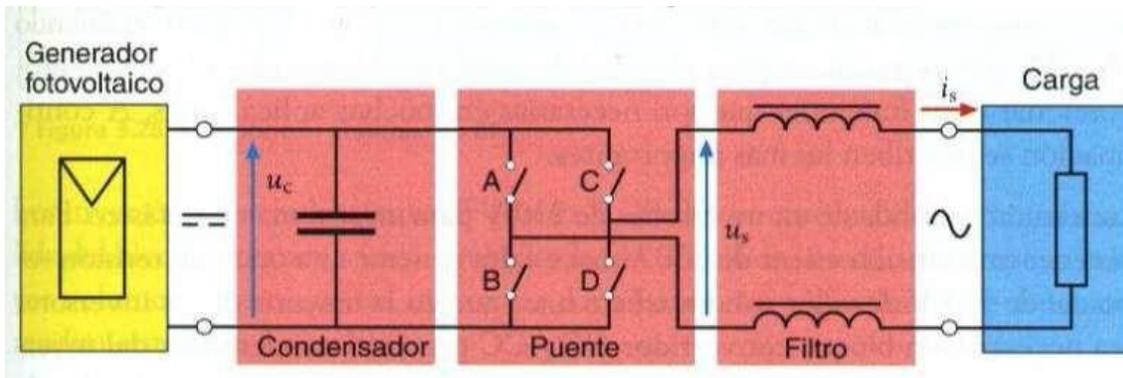
Su rendimiento es inferior al de los inversores de cadena y el hecho de tener que conectar cada módulo a la red de C.A. con el incremento de cableado que supone, hace que se utilicen en sistemas de poca potencia.

En sistemas fotovoltaicos con varios módulos, los sombreados sobre un módulo no afectan al resto y si se produce una avería en el inversor, el resto de módulos puede continuar con su producción de energía.

El inversor se adapta a las características de potencia y tensión del propio módulo y va integrado en la caja de conexiones del mismo, siendo una ventaja desde el punto de vista del rendimiento, pero un inconveniente si se produce una avería importante en el inversor y solo puede cambiarse junto con el módulo.

4.8. FUNCIONAMIENTO Y CONFIGURACIONES DE UN INVERSOR

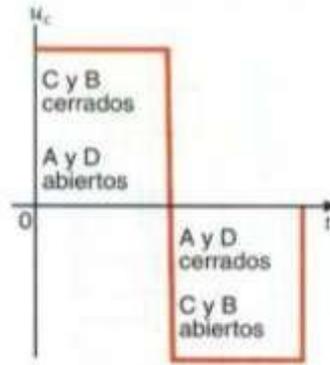
La **Imag.48** representa el diagrama de bloques de un inversor básico. Los semiconductores de potencia (generalmente transistores MOSFET o IGBT) que actúan como dispositivos de conmutación electrónica se representan por interruptores. No se representa el sistema de control para facilitar la comprensión, entendiéndose que los interruptores se abren y cierran controlados por dicho sistema.



Imag.48. Diagrama de un inversor básico

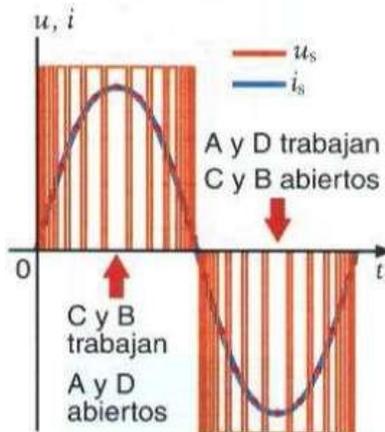
La función principal de un inversor es formar una corriente alterna a partir de la corriente continua producida por el generador fotovoltaico. Como la corriente alterna tiene valores positivos y negativos, es necesario que el inversor sea capaz de invertir la polaridad de la tensión que recibe del generador fotovoltaico. Para ello se utiliza un circuito de conmutación electrónica similar al bloque denominado puente.

Los interruptores A, B, C y D representan a los dispositivos de conmutación que abren y cierran de forma alterna para producir periodos cuya duración es el valor inverso de la frecuencia deseada. Durante un semiperiodo se cierran C y B, permaneciendo A y D abiertos, para poner en la salida la tensión del generador con la polaridad positiva. En el semiperiodo siguiente se cierran los interruptores A y D, permaneciendo C y B abiertos, para poner en la salida la tensión del generador con polaridad negativa. La onda de la tensión resultante es una onda cuadrada que tiene valores positivos y negativos pero no es senoidal y no se podría utilizar prácticamente en ningún receptor eléctrico.



Imag.49. Tensión senoidal

Para conseguir una onda de tensión senoidal (**Imag.49**) se recurre a realizar con los interruptores del puente una modulación PWM. Durante el semiperiodo en el que trabajan los interruptores C y B, se abren y cierran a una frecuencia elevada, en torno a 20 kHz, para producir pulsos de tensión de anchura variable, cuya tensión media coincide con el valor instantáneo que debe tener la onda de tensión senoidal. A continuación, se reproduce el semiperiodo negativo de la onda senoidal haciendo trabajar a los interruptores A y D del mismo modo.



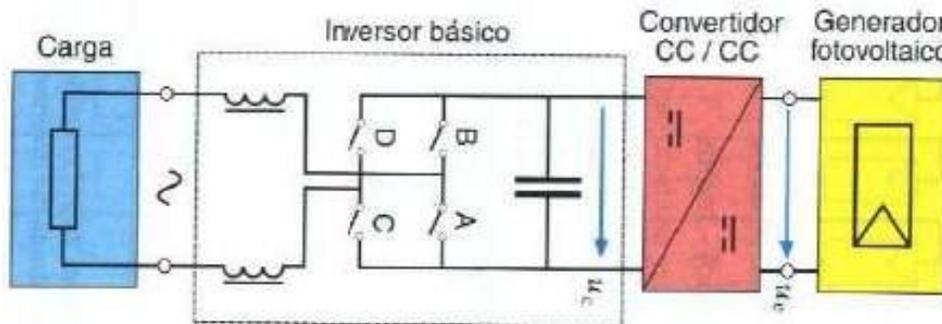
Imag.49. Tensión senoidal

Para conseguir que la intensidad de la corriente producida por el generador se mantenga durante las interrupciones de los interruptores del puente se coloca un filtro inductivo, también denominado filtro PWM, a la salida del puente. Las bobinas del filtro absorben energía cuando los interruptores están cerrados y la devuelven a la carga cuando están abiertos, de esa forma la corriente i_s en la carga tiene forma senoidal.

Para transmitir la energía eléctrica necesaria de forma continua es necesario situar un condensador en la entrada del puente. Este condensador es de gran capacidad para permitir el suministro de los picos de corriente demandados por el puente .

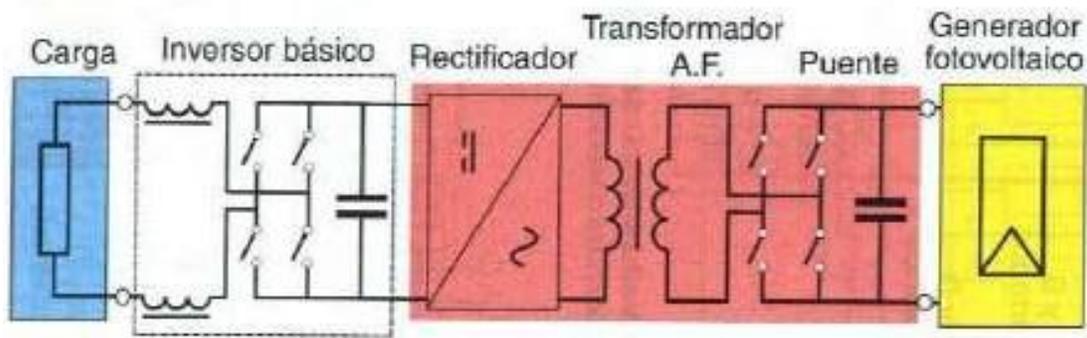
La estructura básica de inversor mostrada en la **Imag.49** puede utilizar con muchas limitaciones, teniendo en cuenta que un generador fotovoltaico puede funcionar con tensiones muy diversas en función del conexionado de los módulos, pero añadiendo otros bloques se puede ampliar el rango de tensiones de entrada, además de proporcionar otras funciones que son necesarias en muchas aplicaciones.

La tensión de salida de un inversor es de 127 V para un sistema monofásico. Para obtener una tensión eficaz de 127 V hace falta generar una onda de tensión senoidal de valor máximo. Esto hace que en la mayoría de los inversores sea necesario un bloque convertidor CC/CC previo al condensador del inversor que adapte la tensión del generador fotovoltaico u_e al valor de tensión u_c requerido en el condensador y el puente. A este bloque convertidor se le dota también de los elementos necesarios para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia MPP del generador fotovoltaico.



Imag.49. Estructura básica de un regulador senoidal

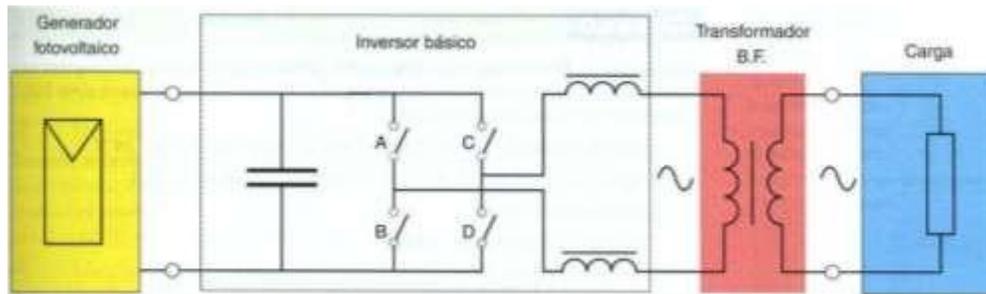
Otra función que puede tener un inversor es el aislamiento galvánico entre el generador fotovoltaico que genera corriente continua y la red de corriente alterna. Este aislamiento habitualmente se realiza con un transformador que, si se instala en la salida del inversor, se denomina aislamiento BF (Baja Frecuencia) y si se instala en la entrada del inversor se denomina aislamiento AF (Alta Frecuencia). Los inversores con aislamiento AF llevan un bloque de conmutación electrónica que convierte la corriente continua del generador fotovoltaico en una corriente alterna de alta frecuencia mediante un puente convertidor. Esta corriente alterna se aplica al primario de un transformador que realiza las funciones de aislamiento y adaptación de los valores de tensión y corriente. La corriente alterna recogida en el secundario del transformador se aplica a un rectificador que la convierte de nuevo en corriente continua. Esta corriente continua la recibe el bloque inversor básico que la convierte en corriente alterna senoidal con las características requeridas en la carga o en la red . **(Imág.50)**



Imag.50. Estructura básica de un regulador senoidal con transformador

Este tipo de inversor, al trabajar el transformador con alta frecuencia, tiene la ventaja del poco volumen y peso, aunque la mayor complejidad del bloque de conmutación y rectificación disminuye su fiabilidad. Tiene mayor rendimiento que los inversores con aislamiento BF. Necesitan un sistema de control de ausencia de componente continua en la conexión a la red.

Los inversores con aislamiento BF llevan un transformador en la salida del bloque inversor básico. Trabaja a la frecuencia de la red lo que implica mayor volumen y peso que los inversores con aislamiento AF, además de tener un rendimiento inferior a estos. **(Imág.51)**



Imag.51. Estructura básica de un regulador senoidal con transformador de alta frec.

Por su mejor complejidad, son más robustos y fiables que los inversores de aislamiento AF. A diferencia de estos, no necesitan un sistema de control de ausencia de componente continua en la conexión a la red puesto que el transformador situado en la salida impide su transmisión.

4.9 DIMENSIONADO DEL INVERSOR

En los inversores autónomos los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son la tensión nominal de entrada y la potencia nominal.

La tensión nominal de entrada del inversor debe coincidir con la tensión nominal de la batería de acumuladores.

Para la potencia nominal del inversor se aplica el criterio de que la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea no sobrepase dicha potencia nominal.

Para determinar la potencia nominal del inversor se debe trabajar con los valores de potencia aparente de los receptores y no con su potencia activa, puesto que la potencia nominal del inversor se especifica para un factor de potencia unidad. Normalmente, en todos los receptores resistivos y de alumbrado la potencia activa coincide con la aparente, al tener un factor de potencia unidad. En los receptores que disponen de motores se puede obtener la intensidad que absorben de sus hojas de datos o de su placa de características para calcular la potencia aparente. Si hay algún receptor que necesite una corriente de arranque se debe comprobar que la potencia máxima durante el tiempo necesario para el arranque es admisible en el inversor. Normalmente, los receptores eléctricos domésticos tienen tiempos de arranque muy reducidos, inferiores a 0.5 s. En inversores para conexión a red los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son:

- **Potencia nominal.** Debe estar entre el 80% y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico. La potencia nominal de los generadores fotovoltaicos está calculada en condiciones CEM que rara vez se dan en condiciones reales. Si se calculase el inversor para el 100% de esta potencia nominal, la mayoría del tiempo el inversor estaría trabajando en condiciones de baja potencia de salida y con bajo rendimiento. Si se elige el inversor con una potencia inferior a la potencia del generador fotovoltaico, trabajará la mayor parte del tiempo en condiciones de alta irradiancia y la potencia del generador sobrepasa a la del inversor, su seguidor MPP se sitúa fuera del punto de máxima potencia para proteger al inversor, sin dejar de producir energía eléctrica. La pérdida de energía que se produce con este hecho es mínima comparada con la ventaja de trabajar la mayor parte del tiempo con un rendimiento alto del inversor.
- **Rangos de tensiones de entrada del seguidor MPP ($U_{inv \text{ mín}}$... $U_{inv \text{ máx}}$).** Estará comprendido entre los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia. El valor máximo corresponde a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de -10°C y el valor mínimo a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de 70°C . En los dos casos con una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$.

$$U_{inv \text{ mín}} \leq U_{G \text{ mpp}} (70^{\circ}\text{C}) \dots U_{G \text{ mpp}} (-10^{\circ}\text{C}) \leq U_{inv \text{ máx}}$$

- **Tensión máxima ($U_{\text{máx vacío}}$).** El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta tensión corresponde con

la que produce el generador fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia de $1,000\text{ W/m}^2$.

$$U_{G\text{ oc }(-10\text{ }^{\circ}\text{C})} \leq U_{\text{máx vacío}}$$

- **Intensidad máxima ($I_{\text{inv máx}}$).** El inversor debe soportar la corriente máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta intensidad corresponde con la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia de $1,000\text{ W/m}^2$.

$$I_{G\text{ sc } (70\text{ }^{\circ}\text{C})} \leq I_{\text{inv máx}}$$

4.10. INSTALACION Y MANTENIMIENTO DE LOS INVERSORES

Para la instalación de un inversor se deben tener en cuenta, además de que el inversor puede formar parte de un sistema autónomo o conectado a la red, dónde y cómo se monta y como se realiza el conexionado.

4.10.1. DONDE Y COMO SE MONTA

Para seleccionar la situación del inversor el factor más importante es la longitud del tramo de cableado entre la batería de acumuladores y el inversor, si el sistema es autónomo, o entre el generador fotovoltaico y el inversor si es un sistema conectado a la red, dado que este tramo de cableado generalmente se caracteriza por transportar mucha intensidad. Para reducir la caída de tensión que se produce al circular dicha intensidad, se debe situar el inversor lo más cerca posible de la batería de acumuladores o del generador fotovoltaico, según sea el tipo de sistema.

También hay que tener en cuenta la protección proporcionada por la envolvente del inversor especificada por su grado de protección IP. La protección mínima IP 20 es para el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie.

Finalmente, el lugar de montaje debe favorecer la disipación del calor producido en el inversor, permitiendo la circulación del aire e impidiendo que le puedan alcanzar focos de calor como, por ejemplo, la exposición directa a la luz del Sol. No se debe montar nunca sobre superficies inflamables como, por ejemplo, madera o materiales sintéticos.

4.10.2. COMO SE REALIZA EL CONEXIONADO

Para el conexionado del inversor es imprescindible utilizar los esquemas proporcionados por el fabricante en el manual de instrucciones.

El inversor dispondrá de dos bornes de entrada de corriente continua para conectar la batería de acumuladores o el regulador (sistemas fotovoltaicos autónomos), o el generador fotovoltaico (sistemas fotovoltaicos conectados a la red). Se debe prestar mucha atención a la polaridad del circuito de corriente continua. También dispondrá de bornes para la salida de corriente alterna, que puede ser monofásica o trifásica según la potencia del inversor.

4.10.3. MANTENIMIENTO

Los inversores prácticamente no requieren mantenimiento, reduciéndose a una revisión anual para realizar las siguientes operaciones:

- Comprobar con pequeños tirones que los cables están bien conectados.
- Comprobar que los terminales y bornes están libres de corrosión. Si el ambiente es especialmente adverso, proteger las conexiones con algún protector contra la corrosión.
- Eliminar la suciedad que pueda dificultar la visualización de las indicaciones o afectar a su funcionamiento. Utilizar un paño humedecido en agua o limpiador multiusos.
- Comprobar visualmente que la sujeción del inversor es firme y que la superficie de sustentación del mismo no muestra signos de deterioro.

CAPITULO 5

5. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (I)

5.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTONOMOS

Son sistemas fotovoltaicos que se utilizan para abastecer de energía eléctrica a receptores o viviendas aisladas que no disponen de conexión a la red de distribución de energía eléctrica. También se denominan sistemas aislados de la red. Si al sistema fotovoltaico de generación de energía se añaden otras fuentes adicionales de energía como generadores diesel, aerogeneradores, etc., el sistema recibe la denominación de híbrido.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos más numerosos son generalmente de poca potencia, van desde los que disponen de un único módulo, que generan potencias de algunas decenas de vatios, hasta los que generan potencias de hasta 10 kW.

Los sistemas que suministran decenas de kilovatios, destinados a abastecer de energía eléctrica a poblaciones pequeñas alejadas de la red de distribución eléctrica, reciben el nombre de centrales fotovoltaicas autónomas.

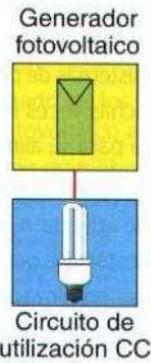
Los sistemas fotovoltaicos autónomos son una alternativa, desde el punto de vista técnico y económico, a otros sistemas de generación eléctrica, en aquellos lugares donde no se dispone de suministro de la red de distribución eléctrica o es necesaria una gran inversión económica para alcanzarla, sobre todo frente a sistemas de producción de energía mediante generadores diesel, baterías, etc.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en sistemas fotovoltaicos directos sin acumulación y sistemas fotovoltaicos con acumulación.

5.1.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DIRECTOS

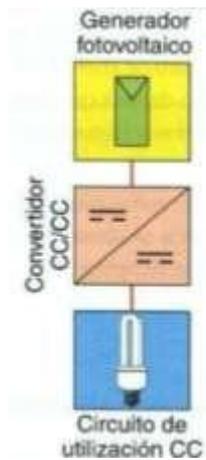
El generador fotovoltaico de la **Imág.52** se conecta directamente al circuito de utilización y no disponen de sistema de acumulación eléctrica. Se utilizan en aplicaciones donde el uso de la energía eléctrica se puede limitar a los momentos en los que hay radiación solar.

Por ejemplo, en dispositivos de pequeña potencia se conecta directamente el generador fotovoltaico al circuito de utilización.



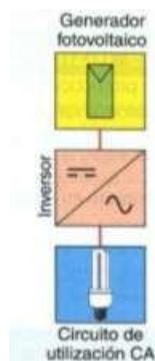
Imag.52. Sistema fotovoltaico directo

El acondicionamiento de la corriente aportada por el generador fotovoltaico puede proporcionarlo un convertidor CC/CC, cuando el circuito de utilización requiere una corriente continua regulada dando lugar a la siguiente configuración (**Imág.53**):



Imag.53. Sistema fotovoltaico con convertidor CC/CC

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna se utiliza un inversor como acondicionador de la corriente aportada por el generador fotovoltaico, dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques siguiente (**Imág.54**):



Imag.54. Sistema fotovoltaico con inversor

5.1.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON ACUMULACION

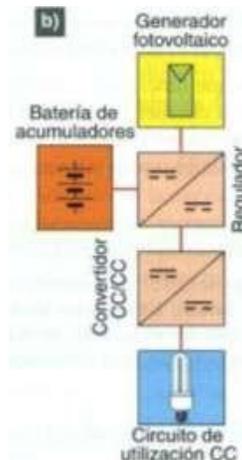
Se utilizan en aquellas aplicaciones que requieren un suministro de energía eléctrica en cualquier momento, independientemente de la presencia de radiación solar. El sistema de acumulación, formado normalmente por una batería de acumuladores, almacena la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar.

La utilización de acumuladores eléctricos requiere el uso de un regulador que controle el proceso de carga y descarga para proteger la vida útil de la batería de acumuladores. **(Imág.55)**



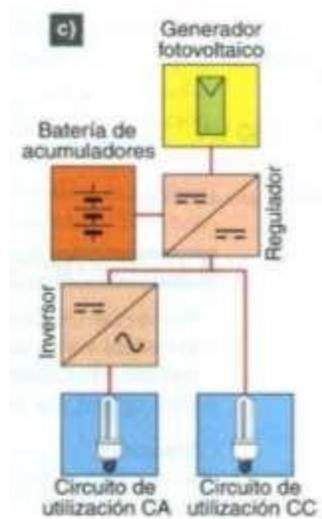
Imag.55. Sistema fotovoltaico con regulador y acumulador

En aquellos sistemas donde se requiera una corriente continua regulada y estable, o de un valor alejado del que puede proporcionar el conjunto generador fotovoltaico-batería se utiliza un convertidor CC/CC conectado a continuación del regulador de carga, dando lugar a una configuración representada en el siguiente diagrama **(Imág.56):**



Imag.56. Sistema fotovoltaico con regulador, acumulador y convertidor CC/CC

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna para su funcionamiento, se incluye un inversor para alimentar al circuito de utilización en corriente alterna. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques. Según la aplicación, se pueden realizar modificaciones sobre la configuración, por ejemplo, si no se utilicen receptores de corriente continua, se prescindiría de la salida para este tipo de corriente. **(Imág.57)**



Imag.57. Sistema fotovoltaico con regulador, acumulador e inversor

Si el sistema fotovoltaico es híbrido, el generador adicional de energía puede incorporar su propio regulador de carga y se conecta en paralelo con el conjunto generador fotovoltaico-regulador.

5.2. PROYECTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ACUMULACION

Para realizar el diseño del sistema hay diferentes métodos.

Se va a utilizar como ejemplo un proyecto de un sistema con acumulación para explicar los diferentes bloques que componen un sistema autónomo y los parámetros que se utilizan en su diseño. El procedimiento es similar para los sistemas autónomos directos prescindiendo de la parte del sistema dedicada a la acumulación, como son el regulador de carga y la batería de acumuladores.

5.2.1. RECOGIDA DE LA INFORMACION

La información se recopila con visitas al lugar de la instalación y mediante entrevistas al usuario o cliente. Se debe acotar el alcance del suministro de energía especificando los consumos que hay que abastecer, así como las opciones de ampliación a contemplar. Es importante recoger información sobre periodos de uso

utilizar. Si es posible, recabar el nivel de seguridad deseado en días de autonomía en el suministro. El conjunto de la información recogida se agrupa en un inventario. El principal objetivo de esta recogida de información es realizar una estimación de la energía eléctrica media diaria absorbida por el sistema.

La mayoría de los datos de potencia absorbida se pueden recoger de las placas de características de los aparatos teniendo en cuenta que:

- En aparatos con factor de potencia distinto de la unidad se debe trabajar con la potencia aparente, que se obtiene dividiendo la potencia activa por el factor de potencia.
- En aparatos que funcionan con control automático, como los frigoríficos, para obtener energía diaria es preferible utilizar datos del fabricante que proporcionan el consumo de energía anual. Este dato está disponible en las informaciones técnicas de la web de cada fabricante.

5.2.2. ELECCION DEL TIPO DE SISTEMA

La elección del tipo de sistema implica determinar la necesidad de acumulación (sistema directo o con acumulación si se utiliza energía eléctrica en horas de no insolación), el tipo de corriente que se va a utilizar en los receptores (solo c.c., c.c. y c.a. o solo c.a.) y la tensión o tensiones nominales de los circuitos de utilización. El tipo de corriente en los receptores depende del tipo de instalación:

- En viviendas con muy poco consumo, por ejemplo solo alumbrado, es frecuente utilizar únicamente c.c., eliminando así la necesidad del inversor. Si el consumo es mayor se puede utilizar un sistema mixto, con c.c. para los receptores de baja potencia y c.a. para los receptores de mayor consumo. Sin embargo, cada vez es más frecuente utilizar únicamente receptores de c.a., sobre todo porque los receptores que se fabrican actualmente cada vez más eficientes en el consumo de energía y los inversores son también más fiables y eficientes.
- En aplicaciones profesionales se utiliza solo c.c.
- En sistemas de bombeo de agua se utiliza solo c.c. o solo c.a. en función del motor que se emplee en la bomba.

La tensión nominal del circuito de utilización viene fijada por los receptores que se quiere alimentar. En aquellos casos en los que se tenga que elegir una tensión nominal para el sistema de acumulación, con el fin de conseguir valores de intensidad razonables, se fija en función de la potenci

Si el suministro de energía eléctrica no requiere el uso de corriente continua de 12 o 24 V en los receptores, es preferible una tensión nominal alta, independientemente de la potencia. De esta forma, las secciones de los conductores en la parte de corriente continua se reducen notablemente. Si la potencia es superior a 2 kW o 3 kW y las distancias entre el generador y el regulador de carga es grande (10 metros o más) se debe considerar la posibilidad de utilizar un regulador con seguidor MPP y trabajar con una tensión en el generador fotovoltaico superior a la del sistema de acumulación, el incremento del coste del regulador de carga se compensa con el ahorro en la instalación eléctrica.

5.2.3. DIMENSIONADO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El dimensionado del generador fotovoltaico se realiza en función del consumo eléctrico de la instalación y la radiación solar que se recibe en el lugar. Para realizar este dimensionado es imprescindible establecer un periodo de diseño que básicamente consiste en hacer una distribución de los consumos de energía eléctrica a lo largo del año y decidir aquel intervalo de tiempo donde la relación generación/consumo va a ser más desfavorable.

Algunos ejemplos son:

- Instalación con consumo constante a lo largo del año. El periodo de diseño se establece para el peor mes que será el mes de menor radiación solar.
- Para una instalación de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad del agua, el periodo de diseño para el peor mes corresponderá con el verano, que será el periodo de mayor consumo de agua.
- Para una generación máxima anual, el periodo de diseño es todo el año.

Una vez establecido el periodo de diseño, hay que determinar la orientación e inclinación óptimas del generador fotovoltaico, además de estimar las pérdidas que se pueden producir si no se pueden utilizar los valores óptimos de orientación

e inclinación o hay proyección de sombras que afectan al generador en su funcionamiento.

Para determinar la inclinación óptima, si se busca la máxima captación de energía solar a lo largo del año, se puede utilizar la fórmula. No obstante, para los periodos de diseños más habituales se utiliza la siguiente tabla, donde se indica la inclinación del generador para que la energía recogida sea máxima en función de la latitud del lugar ϕ y una constante K que indica la relación entre el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano horizontal $G_{dm}(0)$ y el mismo valor para un plano inclinado un ángulo óptimo $G_{dm}(0, \beta_{opt})$. (**Tabla 1**)

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

Tabla.1. Inclinación optima

Finalmente si se prevé que alguna sombra pueda afectar al funcionamiento del generador se aplica un factor de sombreado FS que indica el porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Por su mayor incidencia en los sistemas conectados a la red.

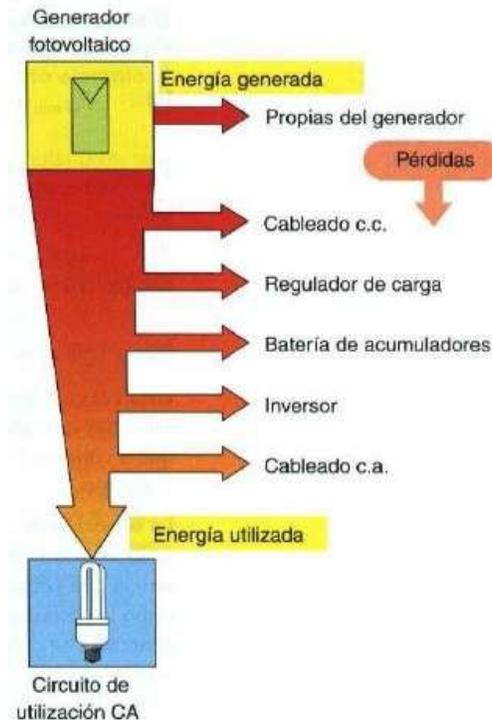
Con los factores y constantes descritos se calcula el valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador, inclinada un ángulo β y orientada un ángulo de acimut α , partiendo del valor medio mensual de irradiación diaria sobre una superficie horizontal $G_{dm}(0)$ publicado en alguna de las fuentes oficiales, con la expresión:

K: Constante que proporciona la relación entre irradiación diaria sobre el plano horizontal $G_{dm}(0)$ y el mismo valor para un plano inclinado un ángulo óptimo $G_{dm}(0, \beta_{opt})$ sin unidades.

FI: Factor de irradiación para un generador con orientación e inclinación (α, β) sin unidades.

FS: Factor de sombreado sin unidades.

Una vez determinada la irradiación solar sobre el generador hay que calcular la potencia del mismo, teniendo en cuenta que una parte de la energía eléctrica que va a generar se queda por el camino antes de llegar a los receptores. **(Imág.58)**



Imág.58. Pérdidas en la generación de energía

Las pérdidas se deben a diferentes factores, siendo los más importantes los que se enumeran a continuación:

- **La temperatura de las células de los módulos suele ser muy superior a los 25 °C de las condiciones CEM** para las que se dan los parámetros de los módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas se estiman en torno a un 4 % por cada 10 °C dependiendo de la tecnología de fabricación de los módulos.
- **La dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos.** Por un lado, las tolerancias de producción hacen que la potencia nominal de un módulo sea inferior, dentro de las tolerancias, a la nominal declarada. Por otro lado, las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre módulos de un mismo tipo que forman un generador, hace que la potencia del generador sea inferior a la suma de las potencias de los módulos.
- **No trabajar en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos.** Si el regulador de carga dispone de seguidor MPP estas pérdidas son muy reducidas, pero si no dispone de dicho seguidor, los

módulos fotovoltaicos trabajaran fuera del punto de generación de máxima potencia con la consiguiente reducción de la potencia.

- **La circulación de corriente por los conductores produce pérdidas de potencia por efecto Joule.** Estas pérdidas coinciden con el porcentaje de caída de tensión utilizado en el cálculo de la sección de los conductores.
- **El rendimiento del regulador de carga y la batería de acumuladores.** Este rendimiento tiene en cuenta las pérdidas que se producen en la batería de acumuladores en el proceso de conversión de energía eléctrica en energía química durante la carga y viceversa durante la descarga, que hacen que la energía que entra en la batería durante la carga sea siempre superior a la que devuelve en la descarga. También se agrupan en este rendimiento las pérdidas en el regulador de carga debidas al autoconsumo para poder funcionar y a las caídas de tensión y calentamientos en los componentes de su circuito de potencia.
- **El rendimiento del inversor.** Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. En los sistemas aislados se debe elegir un inversor que tenga un rendimiento lo más constante posible para todas las potencias de salida del inversor, puesto que va a funcionar con diferentes regímenes de carga, en función de los receptores que estén funcionando.

Para facilitar el cálculo de la potencia del generador, estas pérdidas se agrupan en un coeficiente que recoge el rendimiento energético de la instalación denominado PR (Performance Ratio).

Los valores típicos de PR que se recomienda utilizar son:

- Sistemas con inversor: PR=0.7.
- Sistema con inversor, batería y regulador de carga: PR=0.6.
- Sistema con batería y regulador de carga (sin inversor): PR=0.7.

El valor mínimo de potencia del generador fotovoltaico $P_{G\text{mín}}$, se calcula con la expresión siguiente:

$P_{G\text{mín}}$: Potencia del generador (W).

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones CEM (constante de valor 1,000 W/m²).

W_d : Consumo de energía diario (Wh).

$G_{dm}(\alpha, \phi)$: Valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador inclinada un ángulo α y orientada un acimut ϕ (Wh/m²).

PR: Rendimiento energético de la instalación. Expresado en tanto por uno.

Una vez calculada la potencia mínima que tiene que tener el generador fotovoltaico hay que seleccionar los módulos fotovoltaicos que lo forman y cómo tienen que ir conectados para cumplir con las necesidades de tensión del sistema de acumulación.

La selección de un módulo fotovoltaico adecuado implica elegir módulos con la tensión nominal adecuada para un sistema aislado con acumulación y una potencia que conectando un número adecuado de módulos proporcione como mínimo la potencia mínima calculada P_{Gmin} . Con el fin de no sobredimensionar el generador se comprobará que con la potencia máxima del módulo elegido no se sobrepasa el 20% del valor de P_{Gmin} , es decir, la potencia nominal del generador fotovoltaico debe cumplir:

La tensión del generador debe adaptarse a la tensión nominal del sistema de acumulación de manera que sea suficientemente alta como para permitir la carga de la batería. Los módulos fotovoltaicos preparados para trabajar en instalaciones aisladas de la red, especifican en sus características la tensión nominal del sistema de acumulación con el que pueden trabajar, fabricándose para tensiones nominales de 12 V y 24 V.

En general, un módulo fotovoltaico preparado para trabajar con un sistema de acumulación de 12 V, es un módulo de 36 células que tiene una tensión U_{mpp} en el rango 17...18 V y una tensión U_{oc} en el rango 21...22 V. Estas tensiones son necesarias para poder cargar adecuadamente una batería de acumuladores de 12 V. Si el módulo fotovoltaico está preparado para trabajar con un sistema de acumulación de 24 V, tendrá 72 células, una tensión U_{mpp} en el rango 34...36 V y una tensión U_{oc} en el rango 43...45 V. Si el sistema de acumulación es de 48 V o 120 V, habrá que conectar en serie los módulos fotovoltaicos necesarios, por ejemplo, para un sistema de 48 V habrá que conectar en serie 4 módulos de 12 V de tensión nominal o 2 de 24 V de tensión nominal. Si el sistema es de 120 V habrá que conectar en serie 10 módulos de 12 V de tensión nominal o 5 de 24 V de tensión nominal.

Si se utiliza un regulador de carga con seguidor MPP se pueden utilizar módulos fotovoltaicos con tensiones no adaptadas para la carga de baterías siendo el seguidor MPP el encargado de adaptar el nivel de tensión del generador al nivel

de tensión necesario en la regulación de carga de la batería, por ejemplo, tensión del generador fotovoltaico 100 V, tensión de la batería de acumuladores 24 o 48 V.

5.2.4. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ACUMULACION

La función de la batería de acumuladores en un sistema aislado de la red es proporcionar energía eléctrica durante la noche y durante aquellos días de nula o muy baja insolación. Por lo tanto, el criterio básico para calcular la capacidad de este sistema de acumulación es que tiene que garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número de días de autonomía fijados de antemano.

El número de días de autonomía depende del lugar y tipo de instalación. En lugares con largos periodos de baja insolación, con predominio de días nublados, hay que fijar más días de autonomía que en lugares donde predominan los días soleados. Por otro lado, si la instalación es una aplicación profesional, hay que garantizar más días de autonomía que si es una aplicación doméstica. De manera general, aquellos sistemas que requieran mayor fiabilidad tendrán que estar proyectados para más días de autonomía.

Para alargar la vida útil de batería de acumuladores es preciso fijar también una profundidad de descarga máxima ($PD_{m\acute{a}x}$) al final del periodo de autonomía fijado, profundidad que depende del tipo de batería de acumuladores utilizada y suele estar en un rango 30% a 90%, recomendándose una profundidad de descarga máxima del 70% en instalaciones domésticas y del 50% en instalaciones profesionales. No obstante, siempre se deben seguir las limitaciones de cada fabricante al respecto. Fijados los días de autonomía y la profundidad de descarga, se calcula la capacidad del sistema de acumulación a partir del consumo medio diario. Como la capacidad de una batería se expresa en Ah, hay que calcular el consumo medio diario de la instalación en Ah, dividiendo el valor de la energía diaria calculado con el inventario de consumos, entre la tensión nominal:

Q_d : Consumo medio diario (Ah/día).

W_d : Energía media diaria (Wh/día).

U_n : Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

La capacidad total del sistema de acumulación se calcula con la expresión:

C_n : Capacidad de la batería de acumuladores para descargar en 20 horas (Ah).

Q_d : Consumo medio diario (Ah/día).

A: días de autonomía del sistema (días).

$PD_{m\acute{a}x}$: Profundidad de descarga máxima. En tanto por uno.

η_{inv} : Rendimiento del inversor. En tanto por uno.

η_{rb} : Rendimiento del conjunto batería y regulador de carga. En tanto por uno.

- La capacidad total C_n es la capacidad referida a un tiempo de descarga en 20 horas, C_{20} , en vez de la capacidad referida a un tiempo de descarga en 100 horas, C_{100} , que sería más apropiada dado el periodo de descarga de la batería de acumuladores. Esto sobredimensiona el acumulador en 25%, pero compensa la pérdida de capacidad que se produce en el sistema de acumulación a lo largo del tiempo.
- En ausencia de datos, se puede tomar como rendimiento típico del inversor (η_{inv}) un 85% y como rendimiento típico del conjunto batería y regulador de carga (η_{rb}) un 80%.

En la expresión anterior, el producto del consumo medio diario (Q_d) por los días de autonomía (A) representa el criterio principal de garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica diaria durante un número de días de autonomía. Se corrige dividiendo por la profundidad de descarga máxima ($PD_{m\acute{a}x}$) para evitar que al final de los días de autonomía previstos la batería se descargue un porcentaje superior al fijado por dicha profundidad de descarga. Finalmente, se corrige dividiendo por los rendimientos del inversor y del regulador de carga más la batería, para tener en cuenta las pérdidas de energía eléctrica que se producen en estos elementos antes de llegar al circuito de utilización que alimenta a los receptores. Si se sobredimensiona en exceso el sistema de acumulación, el generador fotovoltaico nunca podrá cargarlo completamente y la batería tenderá a sulfatarse. Para evitar esto, el valor de la capacidad del sistema de acumulación no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

C_n : Capacidad total de la batería de acumuladores (Ah).

$I_{G_{sc}}$: Intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM (A).

En aplicaciones profesionales hay casos en los que se necesita una capacidad de acumulación que no cumple la relación anterior. Para que la probabilidad de pérdida de carga sea más pequeña se puede justificar un aumento de tamaño del generador fotovoltaico que se aproxime a la relación anterior con el fin de que la batería de acumuladores se cargue adecuadamente.

Las bajas temperaturas influyen negativamente sobre la capacidad nominal de una batería de acumuladores, que el fabricante da para una temperatura ambiente de 20 °C. Se estima que dicha capacidad disminuye aproximadamente un 1% por cada grado que disminuye la temperatura sobre 20 °C. el valor real de la capacidad de una batería de acumuladores para una temperatura inferior a 20 °C se puede calcular mediante la expresión:

$$\frac{C_n}{C_n'} = 1 - 0.01(T - 20)$$

C_n' : Capacidad nominal para la temperatura T inferior a 20 °C (Ah).

C_n : Capacidad nominal del sistema de acumulación a 20 °C (Ah).

T: Diferencia de temperatura respecto de 20 °C. Se calcula con $T = |T - 20|$.

Si el sistema de acumulación va a estar sometido a temperaturas ambiente inferiores a 20 °C se debe corregir el calor de la capacidad total para tener en cuenta su disminución.

Finalmente, con el dato de capacidad total del sistema de acumulación y la tensión nominal del sistema, se elige un elemento acumulador con la capacidad nominal y una tensión tales que, con las conexiones serie-paralelo adecuadas, cumpla con los requisitos de capacidad total y tensión nominal calculados.

La tensión nominal se consigue conectando en serie acumuladores monobloque de 6 V o 12 V o elementos acumuladores de 2 V de tensión nominal. Si la capacidad del sistema de acumulación es pequeña, inferior a 300 Ah se utilizan elementos monobloque, para capacidades mayores se utilizan elementos de 2 V. El número de elementos acumuladores a conectar en serie se calcula dividiendo la tensión nominal del sistema entre la tensión del elemento elegido:

$$N_{bs} = \frac{U_n}{U_b}$$

U_n : Tensión nominal del sistema de acumulación (V).

U_b : Tensión de un elemento acumulador (V).

N_{bs} : Número de elementos en serie.

Aunque se deben evitar, dentro de lo posible, los agrupamientos en paralelo, en sistemas con necesidad de mucha capacidad es inevitable realizar este tipo de conexionado. El número necesario de ramas de acumuladores en paralelo se calcula dividiendo la capacidad total del sistema entre la capacidad del elemento acumulador elegido:

—

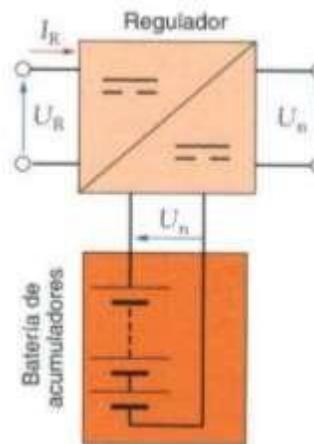
C_n : Capacidad nominal del sistema de acumulación (Ah).

C_b : Capacidad de un elemento acumulador (Ah).

N_{bp} : Número de ramas de elementos en paralelo.

5.2.5. DIMENSIONADO DEL REGULADOR DE CARGA

Para seleccionar el regulador de carga más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal, su intensidad nominal y la tensión máxima de entrada que tiene que soportar (**Imág.60**):



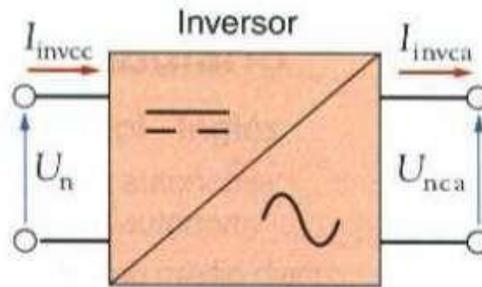
Imag.60. Dimensionado del regulador de carga

- **La tensión nominal U_R** , tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n .
- **La intensidad nominal I_R** , es el valor de la intensidad de cortocircuito, $I_{G_{sc}}$, del generador fotovoltaico en condiciones CEM con un factor de seguridad de 1.25.
- **La tensión máxima en la entrada** no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico, $U_{G_{oc}}$, a la temperatura más desfavorable ($-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) de las células del módulo.

Con estos datos se consultan los catálogos de los fabricantes para seleccionar el regulador de carga que mejor se adapta a dichos parámetros.

5.2.6. DIMENSIONADO DEL INVERSOR

Para seleccionar el inversor más apropiado para un sistema fotovoltaico autónomo, hay que determinar su tensión nominal de entrada y su potencia nominal (**Imág.60**):



Imag.60. Dimensionado del inversor

- **La tensión nominal de entrada** tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, U_n .
- **La potencia nominal del inversor** se calcula con la suma de todas las potencias de los receptores que puedan funcionar de forma simultánea. Para determinar esta potencia se debe trabajar con los valores de potencia aparente de los receptores. Si hay algún receptor que necesite una corriente de arranque se debe comprobar que la potencia máxima durante el tiempo necesario para el arranque la admite el inversor. Esta información se debe recoger cuando se realiza el inventario de consumos.

Normalmente las características de salida del inversor en los sistemas fotovoltaicos autónomos corresponden con un suministro normal de c.a. de 127 V y 60 Hz. Solo en sistemas de potencia elevada o de alimentación de motores eléctricos, se utilizan inversores con salida trifásica de 240 V y 60 Hz.

5.3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO

En general, la selección mínima normalizada del conductor necesario para una línea eléctrica de baja tensión viene determinada por las limitaciones de calentamiento y caída de tensión que se pueden dar en el conductor y su cálculo se hace para que cumpla tres condiciones:

- **1ra Condición: máxima caída de tensión.** La circulación de corriente por los conductores de una línea eléctrica ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites tolerados para garantizar el funcionamiento correcto de los receptores alimentados por la línea.
- **2da Condición: calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible.** Al circular la corriente, se produce un calentamiento debido a la transformación en calor de la energía perdida a causa de la resistencia eléctrica de los conductores. La temperatura que alcanzan los conductores por este motivo, en régimen permanente, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible por los materiales que los aíslan. Esta temperatura es de 70 °C para aislamientos termoplásticos y de 90 °C para aislamientos termoestables.
- **3ra Condición: intensidad de cortocircuito.** La temperatura que pueden alcanzar los conductores de una línea eléctrica, como consecuencia de un cortocircuito o de una sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible especificada en las normas particulares de los cables.

En un caso general, la sección de conductor que cumpla simultáneamente las tres condiciones anteriores es la que se tiene que instalar en la línea calculada, sin embargo, la tercera condición no es aplicable en los sistemas alimentados con un generador fotovoltaico que autolimita su intensidad máxima al valor de la intensidad de cortocircuito del generador I_{GSC} que, además, es la corriente que se utiliza como dato de intensidad máxima admisible para el cálculo por calentamiento. Luego en un sistema alimentado por un generador fotovoltaico, la sección del conductor sólo tiene que cumplir las condiciones de máxima caída de tensión y de calentamiento del conductor.

5.3.1. RECOPIACION DE DATOS

Se necesitan datos de potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación. En lo referente a tensiones, en los tramos de c.a. lo habitual es tener tensiones de 127 V en monofásica o 220 V en trifásica. En los tramos de c.c. se utiliza como dato de tensión, la nominal del sistema de acumulación, con valores típicos de 12 V, 24 V o 48 V. Los tramos de línea característicos de una instalación de este tipo son:

- Conexión de los módulos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico. (1)
- Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador de carga. (2)
- Conexión del regulador de carga con la batería de acumuladores. (3)
- Conexión del regulador de carga con el inversor. (4)
- Conexión del inversor con la caja general de mando y protección de la instalación de utilización. (5)
- Circuitos de utilización. (6)

Las corrientes a considerar en cada tramo de línea son:

- En el tramo 1, la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de c.c.
- En los tramos 2 y 3, la corriente a considerar es la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM. Son circuitos de c.c.
- En el tramo 4, la corriente de entrada del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal del sistema de acumulación. Es un circuito de c.c.
- En el tramo 5, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y la tensión nominal de utilización. Es un circuito de c.a.
- En todos los tramos anteriores, 1 a 5, se debe multiplicar el valor de la intensidad considerado por 1.25.

5.3.2. MAXIMA CAIDA DE TENSION PERMITIDA

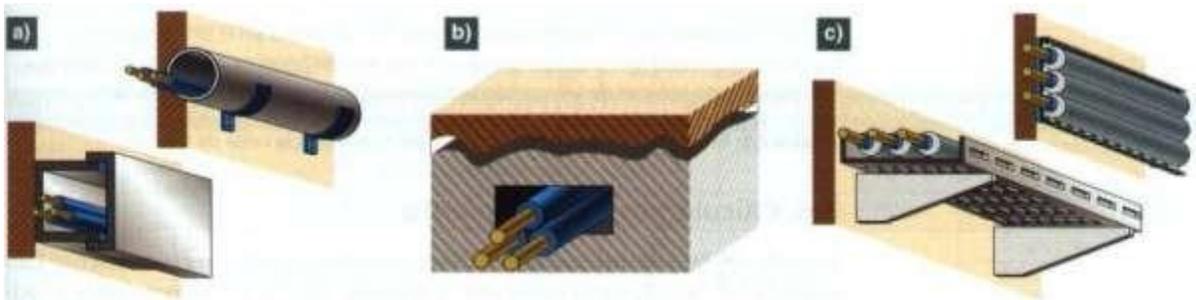
Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal. Es decir, desde el generador fotovoltaico hasta la caja general de mando y protección de la instalación de utilización, que correspondería a los tramos 1 a 5, la caída de tensión no será superior al 1.5%. esta caída de tensión se debe repartir entre la parte de instalación en c.c. y la parte de instalación en c.a. teniendo en cuenta las trayectorias de corriente.

Durante las horas de insolación, la corriente circula, por los trayectos A y B, y en las horas nocturnas o de baja insolación la corriente circula por la trayectoria C. Teniendo en cuenta que el tramo de línea 3 siempre es más pequeño que los tramos 1 y 2, la trayectoria más desfavorable a tener en cuenta para el reparto de la caída de tensión es la trayectoria A, compuesta por los tramos de línea 1, 2, 4 y 5. La caída de tensión total permitida de 1.5% se repartirá entre tramos 1, 2, 4 y 5. El tramo 3 podrá tener la misma caída de tensión que la suma de caídas de los tramos 1 y 2, para que se cumpla la condición de máxima caída de tensión en horas nocturnas o de baja insolación. Para repartir la caída de tensión en cada tramo, un buen criterio consiste en asignar el mayor porcentaje de caída de tensión a la zona de tensión nominal más baja, y por lo tanto con mayores corrientes, realizando un reparto proporcional a las longitudes y dejar el resto para la zona de tensión nominal más alta.

5.3.3. TIPOS O METODOS DE INSTALACION

Los tipos de instalación que se utilizan habitualmente en cada uno de los tramos de línea son **(Imág.61)**:

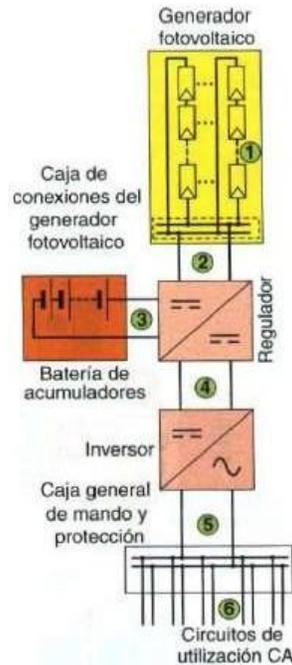
- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (c) o canal con tapa (a).
- Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al regulador de carga: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (c) o cable en el interior de tubo o canal cerrada (a) en instalaciones fotovoltaicas con el generador sobre tejado o pared. Si el generador fotovoltaico está situado en superficie, este tramo de línea será de cable en conducto enterrado (b).
- Tramos de líneas 3, 4 y 5, conexionado entre regulador de carga, batería de acumuladores, inversor y caja general de mando y protección de la instalación de utilización: estos tramos de línea suelen estar en el interior del local o vivienda y se usa cable en el interior de tubo o canal cerrada (a).



Imag.61. Tipos o métodos de instalación

5.3.4. TIPOS DE CABLE

Se utilizan cables con conductores flexibles, con aislamiento y cubierta de materiales termoestables no propagadores de incendio, diferenciando dos zonas de la instalación con características propias, el conexionado de los módulos fotovoltaicos al regulador de carga y el conexionado de este con el resto del sistema fotovoltaico **(Imág.62)**:



Imag.62. Tipos de instalaciones

- En los tramos de c.c. 1 y 2, se utilizan cables resistentes a la intemperie, puesto que pueden estar expuestos a la radiación directa del Sol y a radiaciones U.V., además de soportar temperaturas extremas. Los fabricantes de cables dan soluciones para estos tramos con cables preparados para trabajar con temperaturas permanentes de 90 °C y soportar temperaturas entre -40 °C y 120 °C, garantizando una vida útil mínima de 30 años.
- En los tramos de c.c. 3 y 4, y en el tramo de c.a. 5, se utilizan tipos de cable propios de instalaciones de enlace, aislados con material termoestable como son los cables con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina RZ1-K(AS) y cables con aislamiento de etileno- propileno (EPR) y cubierta de poliolefina SZ1-K(AS).

5.3.5. CALCULO POR CAIDA DE TENSION

Se aplica la fórmula de cálculo correspondiente teniendo en cuenta si la línea es trifásica, monofásica o de c.c.(**Imág.63**)

	En función de P	En función de I y cos φ
Monofásica y c.c. ⁽¹⁾	[12] $S = \frac{200 \cdot l \cdot P}{\Delta U_{\%} \cdot U^2 \cdot \gamma_{\theta}}$	[14] $S = \frac{200 \cdot l \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta U_{\%} \cdot U \cdot \gamma_{\theta}}$
Trifásica	[13] $S = \frac{100 \cdot l \cdot P}{\Delta U_{\%} \cdot U^2 \cdot \gamma_{\theta}}$	[15] $S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot l \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta U_{\%} \cdot U \cdot \gamma_{\theta}}$
S: sección del conductor (mm ²). γ _θ : conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ prevista (s · m/mm ²) ⁽²⁾ . l: longitud de la línea (m). ΔU _% : caída de tensión máxima permitida en porcentaje de la tensión de la línea (V). P: potencia activa transportada por la línea (W). U: tensión de la línea (400 V en trifásica, 230 V en monofásica y 12 ó 24 V en c.c.) (V). I: intensidad prevista en la línea (A). cos φ: factor de potencia de la carga al final de la línea.		
(1) En los circuitos de c.c. se utilizan las fórmulas de monofásica sin el término cos φ. (2) La conductividad del conductor se debe a tomar a la temperatura de servicio del cable que, para el caso habitual de aislamiento termoestable, a 90 °C es γ ₉₀ = 45 s · m/mm ² .		

Imag.63.Calculo por tensión

5.3.6. CALCULO POR CALENTAMIENTO

Se utiliza el dato de intensidad de cada tramo multiplicado por el coeficiente 1.25. En los tramos donde se utiliza la potencia como dato, tramos 4 y 5 de entrada y salida del inversor, se calcula la intensidad y se aplica el mismo coeficiente. Se deben aplicar factores de corrección a la intensidad a la intensidad calculada si:

- La temperatura ambiente es diferente de 40 °C en los tramos de instalación al aire o 25 °C en los tramos de instalación enterrada. En los tramos 1 y 2, si están instalados al aire (sobre bandeja o en tubo o canal cerrada) se debe considerar una temperatura ambiente de 50 °C (factor de corrección, 0.89 para cable con aislamiento termoestable). **(Imág.64)**

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURA AMBIENTE DIFERENTES DE 40 °C A APLICAR A LOS VALORES DE LAS INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES AL AIRE															
Aislamiento	Temperatura ambiente (°C)														
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
PVC (Termoplástico)	1,41	1,35	1,29	1,22	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	–	–	–	–
XLPE, EPR (Termoestable)	1,26	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55	0,45

Imag.64. Temperatura para calculo por recalentamiento

- Hay más de un circuito en la misma canalización. En el tramo 1, conexionado de los módulos fotovoltaicos, se debe considerar el agrupamiento de varios.

- La línea está expuesta a la radiación solar (factor de corrección 0.9).

Con la intensidad corregida y según el método de instalación se determina la sección Y utilizando la siguiente tabla (**Imág.65, Imág.66**)

Método de instalación	Descripción
A1	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante
A2	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante
B1	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera
B2	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera
C	Cable mono o multiconductor fijado sobre una pared de madera
D	Cable multiconductor en conductos enterrados
E	Cable monoconductor al aire libre
F	Cable multiconductor al aire libre
G	Conductores desnudos o aislados sobre aisladores

Imag.65. Método de instalación

UNE 20460-5-523:2004, INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 40 °C EN EL AIRE													
Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
Ver tabla 4.7	A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
	A2	PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2						
	B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2		
	B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2				
	C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
	E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
	F								PVC3		PVC2	XLPE3	
Columna 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	

Imag.66. Intensidad corregida

Sección (mm ²)													
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	—	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	—	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	—	—	—	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	—	—	—	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	—	—	—	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	—	—	—	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	—	—	—	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	—	—	—	315	350	374	401	435	468	490	552	590	

UNE 20460-5-523:2004. INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS. TEMPERATURA AMBIENTE 25 °C EN EL TERRENO

Método de instalación	Sección (mm ²)	Número de conductores de cobre cargados y tipo de aislamiento				Número de conductores de aluminio cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3	PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	1,5	20,5	17	24,5	21				
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5	20,5	17	24,5	21
	4	36	29	42	35	27,5	22,5	32,5	27,5
	6	44	37	53	44	34	28	40	34
	10	59	49	70	58	45	38	53	45
	16	76	63	91	75	58	49	70	58
	25	98	81	116	96	76	62	89	74
	35	118	97	140	117	91	76	107	90
	50	140	115	166	138	107	89	126	107
	70	173	143	204	170	133	111	156	132
	95	205	170	241	202	157	131	185	157
	120	233	192	275	230	179	149	211	178
	150	264	218	311	260	202	169	239	201
	185	296	245	348	291	228	190	267	226
240	342	282	402	336	263	218	309	261	
300	387	319	455	380	297	247	349	295	

5.4. APARATOS DE MANIOBRA Y PROTECCION EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO

Un sistema fotovoltaico autónomo tiene un comportamiento eléctrico muy diferente al de las instalaciones eléctricas convencionales:

- El generador fotovoltaico se comporta como generador siempre que hay luz solar, aunque esté desconectado.
- La corriente producida por el generador fotovoltaico está autolimitada.
- Hay dos fuentes de tensión, el generador fotovoltaico y la batería de acumuladores.

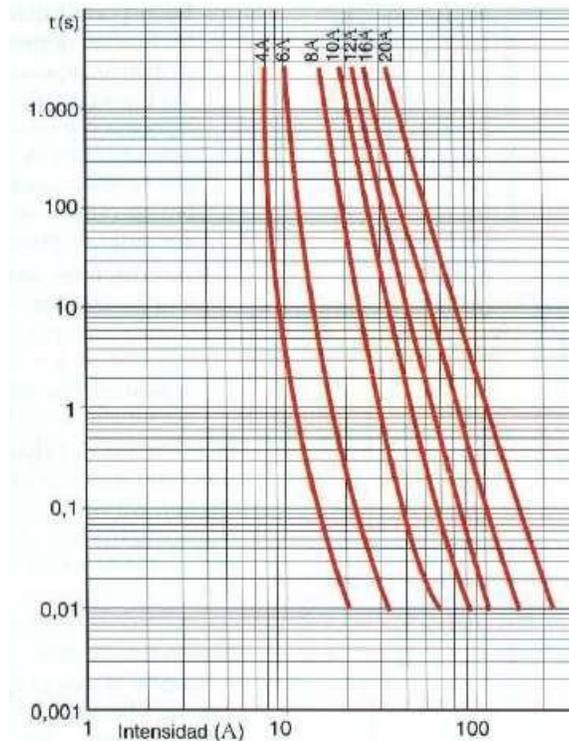
Estos factores nidos a que la corriente generada es corriente continua, impide el uso de los dispositivos de protección habituales en las instalaciones convencionales de corriente alterna. Por ejemplo, si se produce un cortocircuito no aparecen corrientes de cortocircuito lo suficientemente elevadas para disparar las protecciones habituales. Tampoco se pueden utilizar los interruptores diferenciales convencionales que solo funcionan en corriente alterna.

5.4.1. PROTECCION CONTRA SOBREINTENSIDADES

En el circuito que va del generador fotovoltaico al regulador de carga, la intensidad máxima que puede aparecer corresponde con la corriente de cortocircuito, limitada por el propio generador (I_{Gsc}). En las ramas o módulos fotovoltaicos en paralelo que forman el generador, también está limitada la corriente al calor de cortocircuito de un módulo (I_{sc}). Como los conductores de conexión de todo el generador se dimensionan para soportar de forma permanente estas corrientes de cortocircuito, no es necesario incorporar protecciones frente a este tipo de sobreintensidades. Sin embargo, dentro del generador fotovoltaico, si tiene más de tres módulos o ramas de módulos en paralelo, se pueden producir corrientes inversas en aquellas ramas o módulos en los que por algún motivo disminuya su tensión de circuito abierto con respecto a la del generador. Para proteger a cada rama o módulo en paralelo frente a esta situación se pueden poner diodos de bloqueo, o disponer algún dispositivo de protección contra sobreintensidades, como pueden ser los fusibles o los interruptores automáticos magnetotérmicos. Las condiciones de uso que deben cumplir cada uno de estos sistemas de protección son:

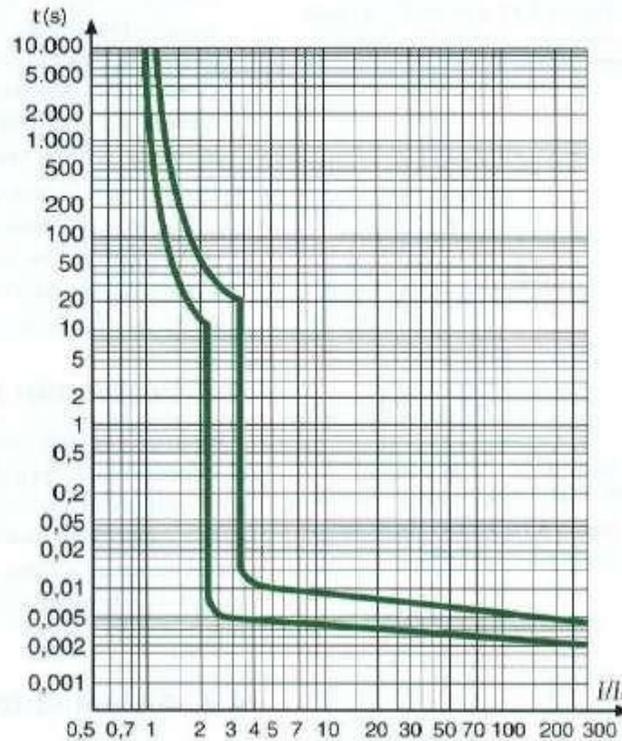
- **Diodos de bloqueo.** Se dimensionan para soportar 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM y una tensión inversa igual a 2 veces la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) en condiciones CEM. Tienen el inconveniente de disipar mucha potencia y solo son recomendables cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en lugares de difícil acceso para su mantenimiento o el generador fotovoltaico está muy expuesto a sombreados parciales. Esto es así porque el diodo de bloqueo, a diferencia de los fusibles que serían la protección alternativa, no necesita reponer ningún elemento de su composición cuando actúa como protección, simplemente impide el paso de corriente inversa.
- **Fusibles.** Se dimensionan para actuar entre 1.5 y 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM. Deben ser específicos para la protección de semiconductores. Si la tensión del generador fotovoltaico es elevada se debe comprobar que la tensión asignada al fusible soporta 1, 2 veces la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) en condiciones CEM. Todos estos parámetros especificados siempre en

corriente continua. El principal inconveniente de los fusibles es la necesidad de reponer el cartucho cuando actúan frente a una sobreintensidad. Sin embargo, disipan mucha menos potencia que los diodos de bloqueo (producen una caída de tensión de 0.2 V aproximadamente frente a los 0.6 V de caída en los diodos). **(Imág.67)**



Imag.67. Corriente de los fusibles

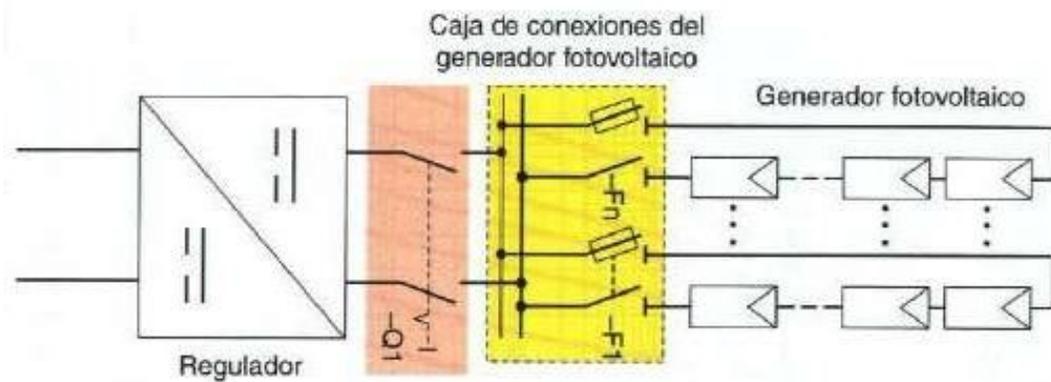
- **Interruptores automáticos magnetotérmicos.** Tienen que ser específicos para corriente continua, lo que dificulta su uso pues actualmente hay pocos fabricantes que dispongan de este tipo de dispositivos. Se dimensionan para actuar como máximo a 1.5 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM. Se debe comprobar que su tensión de servicio es como mínimo 1.2 veces la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) en condiciones CEM. Deben tener una curva de disparo tipo Z (con disipadores magnéticos que disparan entre 2 y 3 veces su intensidad nominal) específica para la protección de semiconductores. **(Imág.68)**



Imag.68. Corriente de los interruptores termomagnéticos

Además de las protecciones mencionadas, las ramas en paralelo del generador y este mismo tienen que disponer de un dispositivo de maniobra que permita su desconexión del resto de la instalación. Normalmente se utiliza un interruptor general para desconectar el generador fotovoltaico y un sistema de desconexión que permita aislar las ramas o módulos en paralelo del generador:

- **Interruptor general del generador.** Es un interruptor que tiene que estar preparado para abrir o cerrar el circuito en condiciones de servicio. Se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del generador (I_{Gsc}) y la tensión de circuito abierto del generador (U_{Goc}) ambas en condiciones CEM. Se debe situar junto al regulador de carga para permitir la desconexión del generador como requisito previo si se tiene que desconectar la batería de acumuladores. **(Imág.69)**



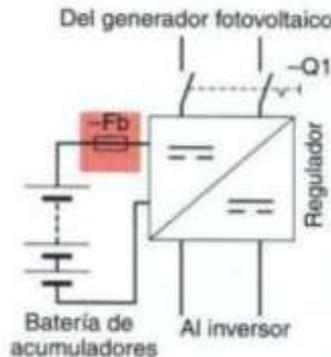
Imag.69. Interruptor general del generador

- **Sistema de desconexión de las ramas del generador.** Se sitúa en el principio de cada rama en paralelo del generador y se puede utilizar:
 - **Bases portafusibles seccionables.** Cumplen la doble función de proporcionar un sistema de desconexión de la rama y al mismo tiempo incorporar el cartucho fusible de protección contra sobrecorrientes. Las bases portafusibles tendrán las mismas características que los fusibles, son bipolares con un solo polo protegido mediante fusible, incorporado en el otro polo una barra de neutro que solo cumple la función de seccionamiento. Hay que tener en cuenta que este sistema de desconexión no permite la maniobra en carga y es necesario desconectar el interruptor general del generador antes de proceder a la apertura de la base portafusibles seccionables.
 - Interruptores automáticos magnetotérmicos bipolares. Cumplen la doble función de proporcionar un sistema de desconexión de la rama y al mismo tiempo incorporar la protección contra sobrecorrientes. Es una solución más costosa que las bases portafusibles pero tiene las ventajas de permitir la apertura del circuito en carga y, a diferencia de los fusibles, no necesita reponer ningún componente cuando actúa frente a una sobrecorriente.

En el circuito de la batería de acumuladores al regulador, sí que pueden aparecer corrientes muy elevadas en caso de cortocircuito. Los conductores de conexión son muy cortos y de mucha sección, y la batería de acumuladores tiene una resistencia interna baja, de forma que la corriente de cortocircuito sólo está limitada por la suma de estas resistencias. Por lo tanto, es necesario instalar una protección contra cortocircuitos, además de disponer algún dispositivo que permita la desconexión de la batería de acumuladores cuando sea necesario. Estas funciones se pueden realizar con:

- **Fusibles.** Es la solución preferente porque es más eficaz frente a las elevadas corrientes de cortocircuito que se pueden presentar. Como este circuito se dimensiona para soportar la corriente de cortocircuito del

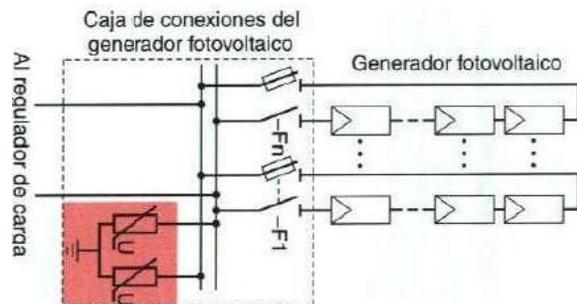
generador (I_{Gsc}) en condiciones CEM, el calibre del fusible debe estar entre 1.5 y 2 veces dicha corriente y su curva característica puede ser tipo gG. Se pone un solo fusible en el conductor conectado al positivo de la batería. Para desconectar la batería de acumuladores se puede utilizar la base portafusibles, extrayendo el cartucho, abriendo siempre antes los circuitos de entrada de corriente de los módulos fotovoltaicos al regulador y de salida de corriente al inversor o a los circuitos de utilización.



- **Interruptores automáticos magnetotérmicos.** Tienen que ser específicos para corriente continua. Se utiliza el mismo criterio de dimensionado que con los fusibles pudiéndose utilizar una curva de disparo normal, tipo B. Deben tener una capacidad de ruptura frente a cortocircuitos muy elevada, lo que aumenta el coste de esta solución frente a los fusibles.

5.4.2. PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

Para la protección contra sobretensiones que pueden producirse en el generador fotovoltaico por descargas atmosféricas se deben instalar protectores contra sobretensiones en la caja de conexiones del generador, conectados entre el positivo y el negativo y la toma de tierra. Si la distancia entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga es superior a 10 metros, también se deben instalar protectores contra sobretensiones en la entrada del regulador de carga. **(Imag.70)**



Imag.70. Protección contra sobretensiones

5.4.3. AISLAMIENTO Y PUESTA A TIERRA

Los módulos del generador fotovoltaico y los materiales utilizados en la instalación eléctrica deben tener aislamiento clase II. Los marcos metálicos de los módulos y la estructura soporte del generador fotovoltaico estarán conectados a tierra mediante conductor de cobre de sección mínima 16 mm².

El generador fotovoltaico trabaja aislado de la toma de tierra en funcionamiento flotante. Si hay un defecto de aislamiento en uno de los conductores del generador, no circula corriente a tierra al no cerrarse el circuito. Sin embargo, si se produce un segundo fallo de aislamiento pueden darse tensiones de contacto peligrosas en las masas. Si se usan tensiones de corriente continua bajas, 12 o 24 V, no es necesario aumentar el nivel de protección. Pero si la tensión del sistema es superior a 24 V se debe instalar un sistema de monitorización del aislamiento de los dos polos del generador que dé una señal de alarma cuando se produzca el primer fallo de aislamiento, para intervenir en la instalación antes de que aparezca el segundo fallo de aislamiento.

5.4.4. PROTECCION DEL INVERSOR Y LOS CIRCUITOS DE UTILIZACION

Son circuitos de c.a. y las protecciones son contra sobrecargas y cortocircuitos mediante interruptores automáticos magnetotérmicos contra contactos directos e indirectos mediante interruptor diferencial. La corriente y la tensión de servicio de estos dispositivos se determinan en función de la potencia y tensiones nominales del inversor. Se recomienda interruptores diferenciales de alta sensibilidad.

5.5. ESTRUCTURAS SOPORTE

Un componente muy importante en la construcción de un sistema fotovoltaico es la estructura sobre la que se monta el conjunto de módulos fotovoltaicos que forman el generador. La estructura que soporta a un generador fotovoltaico cumple dos funciones:

- Dotar a la estructura del generador de la consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
- Proporcionar la orientación e inclinación óptimas para la aplicación diseñada.

Para seleccionar la estructura más adecuada para una aplicación hay que tener en cuenta dónde se va a instalar el generador y los esfuerzos a los que va a estar sometido.

La superficie del generador fotovoltaico se ve expuesta a la acción de los agentes atmosféricos, fundamentalmente la fuerza ejercida por el viento y el peso de la nieve que ocasionalmente se pueda acumular en él (si fuera el caso).

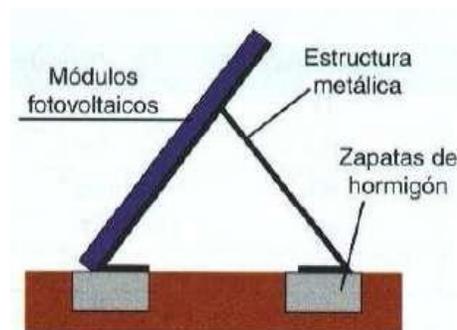
Sobre un generador fotovoltaico que está inclinado a un ángulo β y normalmente orientado hacia el Sur (en el hemisferio norte), la fuerza ejercida por el viento, en el caso más desfavorable, se producirá con viento procedente del norte en la parte posterior del generador.



TIPOS DE ESTRUCTURAS DE SOPORTE

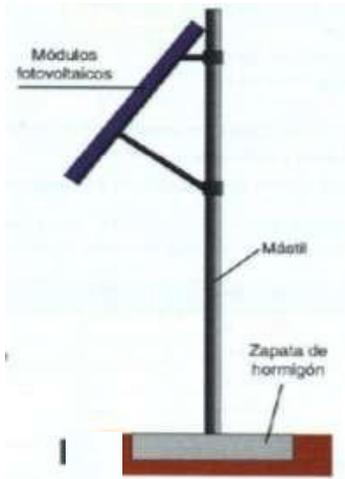
Se puede hacer una clasificación de las estructuras soporte de los generadores fotovoltaicos en función de la situación del plano del generador:

- **Sobre suelo:** se emplea en generadores con muchos módulos fotovoltaicos. Presenta una ventaja de la facilidad de montaje por su accesibilidad además de permitir estructuras muy robustas y resistentes. Tiene como inconvenientes la proyección de sombras de unos módulos sobre otros cuando el ángulo de elevación del Sol es reducido y la exposición a actos vandálicos y robos, lo que obliga en muchos casos a proteger la instalación con cerramientos metálicos. **(Imag.71)**



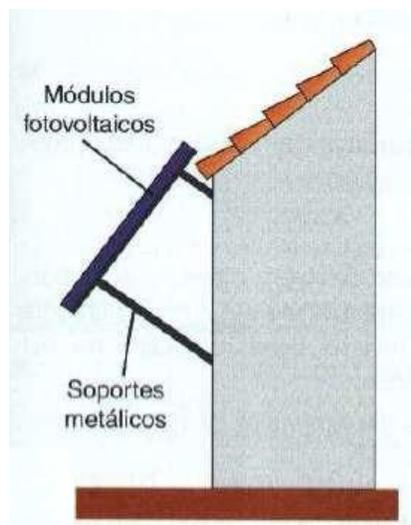
Imag.71. Colocación de paneles solares en el suelo

- **Sobre mástil:** se emplea en generadores pequeños de poca superficie (uno o dos módulos) y en instalaciones que necesitan por su función un poste o mástil, como en antenas repetidoras, etc. **(Imag.72)**



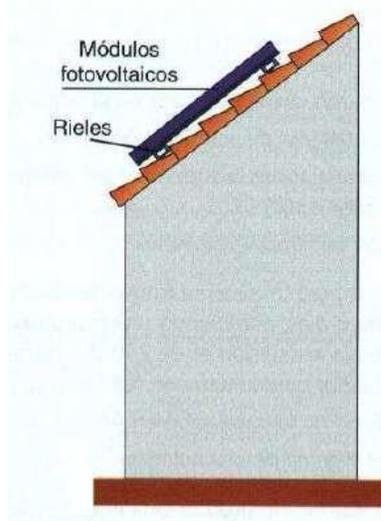
Imag.72. Colocación de paneles solares sobre mastil

- **Sobre pared:** sistema muy apropiado para instalaciones en viviendas o edificios con alguna fachada orientada al Sur. Tiene como ventajas la simplicidad de la estructura, puesto que se aprovecha la fachada como elemento de soporte principal, y la protección contra el viento, al estar la zona posterior de los módulos resguardados. **(Imag.73)**



Imag.73. Colocación de paneles solares sobre la pared

- **Sobre tejado o cubierta:** si se dispone de una cubierta horizontal la instalación es muy sencilla, siendo similar a una instalación sobre el suelo. Si la instalación es sobre una cubierta inclinada, se debe situar el plano del generador paralelo a la pendiente del tejado, para facilitar el uso de rieles en el montaje de los módulos. Es necesario dejar espacio para la circulación de aire entre generador y cubierta para facilitar la evacuación del calor producido en los módulos. **(Imag.74)**



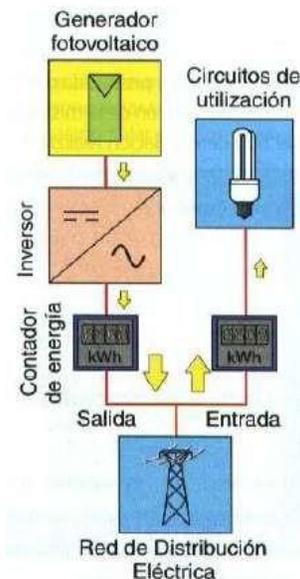
Imag.74. Colocación de paneles solares sobre tejado o cubierta

CAPITULO 6

6. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (II)

6.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Un sistema fotovoltaico para conexión a la red está constituido básicamente por un generador fotovoltaico y un inversor que convierte la corriente continua del generador en corriente alterna con una tensión y la frecuencia requeridas. Además, debe incluir las protecciones eléctricas correspondientes. Toda la energía eléctrica producida se envía a la red de distribución eléctrica donde es comprada por las compañías distribuidoras de electricidad. **(Imag.75)**



Imag.75. Instalación de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red

La energía necesaria para el consumo se tiene que extraer de la red comprándola a la compañía distribuidora de electricidad. Es necesario disponer de un sistema de medida de energía eléctrica que contabilice la energía que sale y la energía que entra. El usuario compra la energía eléctrica que consume a la compañía distribuidora al precio establecido y además es propietario de un sistema generador de electricidad que puede facturar los kWh producidos a un precio superior.

Un usuario que instalase un generador fotovoltaico en su tejado podría consumir la energía que produjese vendiendo el sobrante a la red. Esto induciría al ahorro de energía por parte del usuario, pues cuanto menos consumiese más dispondría

para vender. Por otro lado, en los meses de verano, durante las horas punta del consumo eléctrico, favorecería el autoconsumo y disminuiría considerablemente la demanda de energía a través de la red eléctrica.

El requisito imprescindible para instalar un sistema fotovoltaico conectado a la red es disponer de un espacio en un edificio, nave industrial o en cualquier otro lugar libre de sombras para ubicar el generador fotovoltaico.

En función del lugar de instalación del generador fotovoltaico se pueden distinguir tres tipos de sistemas conectados a la red eléctrica:

- **Tejados de viviendas:** se utiliza la superficie de un tejado para instalar sobre ella los módulos fotovoltaicos del generador. Son sistemas sencillos de instalar por su concepción modular y el peso de los módulos no suele suponer una carga excesiva para cualquiera de los tejados existentes.
- **Plantas de generación:** son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas.

En este tipo de sistemas para aumentar la capacidad de producción se pueden utilizar sistemas de seguimiento solar.

- **Integración en edificios:** son aplicaciones donde se sustituyen elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos arquitectónicos que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía, aunque es prioritario el nivel de integración del elemento fotovoltaico en la estructura del edificio. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.

La integración de sistemas fotovoltaicos en edificios, con aportaciones energéticas en las horas punta, contribuye a reducir la producción diurna de energía por medios convencionales.

6.2. PROYECTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Las condiciones técnicas que se proponen en los siguientes apartados para el diseño de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red están basadas en las elaboradas por el IDAE, en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red que se incluye en la convocatoria de ayudas del Plan de Fomento de las Energías Renovables.

El primer paso en un proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red es determinar la potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico.

La potencia de pico del generador fotovoltaico se calcula a partir de:

- El cumplimiento de la exigencia básica HE 5, denominada “Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica” fijada por el Código Técnico de la Edificación (CTE).
- La superficie disponible para la instalación del generador fotovoltaico.

La segunda opción estará condicionada por la inversión económica máxima que se quiera hacer y por la compañía eléctrica que tiene que absorber la producción de electricidad del generador y que tiene que conceder el permiso de conexión a la red. Una vez calculada la potencia del generador fotovoltaico, y en función de ella, se calcula la potencia del inversor. La potencia nominal del inversor, o la suma de las potencias nominales de los inversores en aquellos casos en que se instalen varios, es la potencia nominal del sistema fotovoltaico y tiene la consideración de potencia instalada en todo lo referido al REBT.

6.2.1. POTENCIA DE PICO DEL GENERADOR

La contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica establece que en los edificios se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red. Los valores derivados de esta exigencia básica tendrán la consideración de mínimos, sin perjuicio de valores más estrictos que puedan ser establecidos por las administraciones competentes y que contribuyan a la sostenibilidad, atendiendo a las características propias de su localización y ámbito territorial.

Ámbito de aplicación

Los edificios de los usos indicados en la tabla incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m ² construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m ² construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m ² construidos
Administrativos	4.000 m ² construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m ² construidos

La potencia eléctrica mínima determinada en aplicación de esta exigencia básica se puede disminuir o suprimirse justificadamente, si se cubre la producción eléctrica estimada mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables o si el emplazamiento no cuenta con suficiente acceso al sol por barreras insalvables y no se pueden aplicar soluciones alternativas o cuando existan limitaciones en la rehabilitación de edificios, por la normativa urbanística aplicable o por protección histórico-artística.

Determinación de potencia a instalar se calcula mediante la siguiente fórmula:

$P_{\text{máx}}$: Potencia máxima o de pico a instalar (kW).

A y B: Coeficientes definidos en función del uso del edificio (kW/m² y kW respectivamente)

C: Coeficiente definido en función de la zona climática establecida, sin unidades.

S: Superficie construida del edificio (m²).

Tipo de uso	A (kW/m ²)	B (kW)
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

En cualquier caso, la potencia de pico mínima a instalar será de 6.25 kW. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.

La superficie S a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:

- En el **caso que se destinen a un mismo uso**, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto.
- En el **caso de distintos usos**, de los establecidos en la tabla anterior, dentro de un mismo edificio o recinto, se aplicará a las superficies construidas correspondientes, la expresión aunque estas sean inferiores al límite de aplicación indicado en la tabla. La potencia pico mínima instalar

será la suma de las potencias de pico de cada uso, siempre que resulten positivas. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6.25 kW.

6.2.2. POTENCIA DE PICO DEL GENERADOR POS SUPERFICIE DISPONIBLE

Si se dispone de una superficie, por ejemplo un tejado o una azotea, la potencia del generador estará limitada por la cantidad máxima de dicha superficie que pueda ocupar el generador fotovoltaico.

La tabla siguiente muestra la ocupación superficial de los módulos de un generador fotovoltaico, en función de la tecnología utilizada en su construcción.

Tecnología del módulo	Superficie ocupada (m ² / kW)
Monocristalina	6 a 9
Policristalina	7 a 10
Capa fina	15 a 20

Dividiendo la superficie disponible para instalar el generador por la superficie ocupada por metro cuadrado según el tipo de tecnología, se obtiene un rango de valores de potencia máxima. Sobre el rango de potencia obtenido se tiene que ajustar el valor de la potencia real a partir de las dimensiones proporcionadas por el fabricante del módulo fotovoltaico elegido y su disposición sobre la superficie de instalación.

6.2.3. ORIENTACION E INCLINACION DE SOBRAS

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites establecidos en la tabla. Se consideran tres tipos de instalación para los módulos y diferentes porcentajes de pérdidas para cada caso:

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

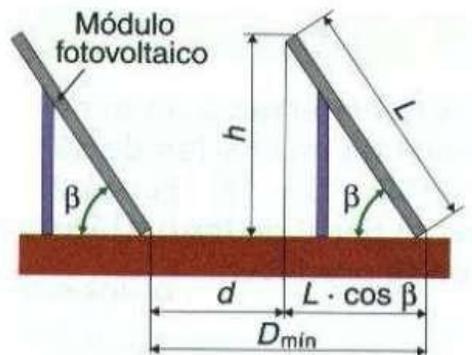
- **General:** módulos instalados con la única función de generar energía.
- **Integración arquitectónica:** cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales:
 - Revestimiento: los módulos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
 - Cerramiento: los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y asilamiento térmico.
 - Sombreado: los módulos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.
- **Superposición de los módulos:** colocación de los módulos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en el apartado de integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados en la siguiente tabla respecto a los valores óptimos.

Distancia mínima entre filas de módulos

Cuando se instala un generador fotovoltaico con varias filas de módulos si no se deja la distancia suficiente entre filas se produce el sombreado de las filas posteriores por las delanteras. Es necesario dejar una separación mínima entre filas que garantice un mínimo de 4 horas de Sol en los días de menor elevación solar que corresponden al solsticio de invierno. Este requisito también es aplicable para cualquier obstáculo que se sitúe paralelo a las filas de módulos, por ejemplo como sucede en las instalaciones sobre azoteas con los petos perimetrales. (Imag.76)

La distancia mínima entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la siguiente que cumple el requisito anterior es:



Imag.76. Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos

d: Distancia mínima (m).

h: Altura del obstáculo proyectada sobre la vertical (m).

β : Latitud del lugar ($^{\circ}$).

La altura proyectada sobre la vertical de una fila se calcula a partir del ángulo de inclinación y la longitud del módulo.

h: Altura proyectada sobre la vertical de un módulo (m).

L: Longitud del módulo (m).

β : Inclinación del módulo ($^{\circ}$).

La distancia mínima entre la parte inferior de las filas de módulos, que es un parámetro de instalación más práctico, se calcula con la expresión siguiente:

D_{\min} : Distancia mínima entre filas de módulos (m).

d: Distancia mínima (m).

L: Longitud del módulo (m).

α : Inclinación de los módulos ($^{\circ}$).

En los casos en los que las filas se sitúen en diferentes planos, la altura proyectada del obstáculo es la diferencia entre la altura proyectada del módulo y la diferencia de alturas x entre una fila y la siguiente.

Cuando se dispone de poco espacio para el generador fotovoltaico, se puede elegir una inclinación menor que la óptima para disminuir la distancia mínima entre módulos. La ligera pérdida de rendimiento que se produce se recompensa con la posibilidad de instalar mayor cantidad de módulos y por lo tanto aumentar la potencia instalada.

6.2.4. DIMENSIONADO DEL INVERSOR

En primer lugar, antes de proceder al dimensionado del inversor, se debe decidir si se utiliza un inversor monofásico o trifásico.

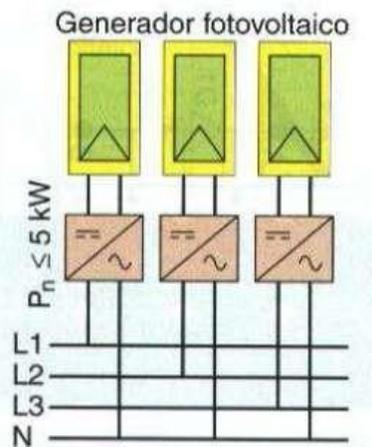
El R.D. 1663/2000 que regula, entre otras, las condiciones técnicas básicas de conexión a la red de baja tensión de las instalaciones solares fotovoltaicas de aplicación a las instalaciones de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se efectúe en baja tensión (tensión no superior a 1 kV), especifica que si la potencia nominal de la instalación fotovoltaica a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación

fotovoltaica a la red será trifásica. Dicha conexión se podrá realizar mediante uno o más inversores monofásicos de hasta 5 kW, a las diferentes fases, o directamente de un inversor trifásico.

En función de esta norma, en las instalaciones de hasta 5 kW de potencia nominal, el inversor es monofásico. En instalaciones de más de 5 kW de potencia nominal la conexión a la red es trifásica y la potencia debe repartirse lo más uniformemente posible entre las fases, no debiendo superar la diferencia de potencia de alimentación entre dos fases (asimetría) los 5 kW.

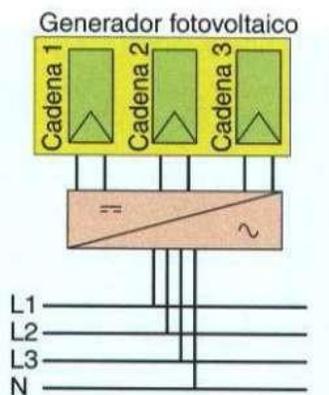
En base a estas condiciones se pueden utilizar diferentes alternativas:

- Dividir el generador fotovoltaico en varios subgeneradores que permitan utilizar inversores monofásicos de hasta 5 kW, conectados a las tres fases de forma equilibrada. **(Imág.77)**



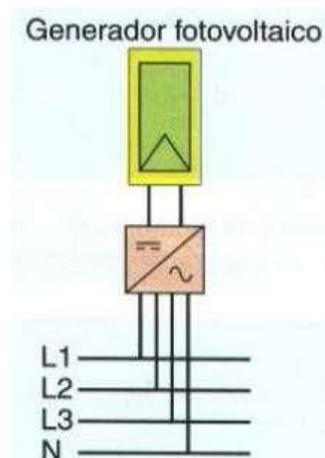
Imag.77. Generador fotovoltaico dividido en varios generadores

- Utilizar un inversor multicadena trifásico. Es una opción económica para potencias nominales de 8 a 12 kW. **(Imág.78)**



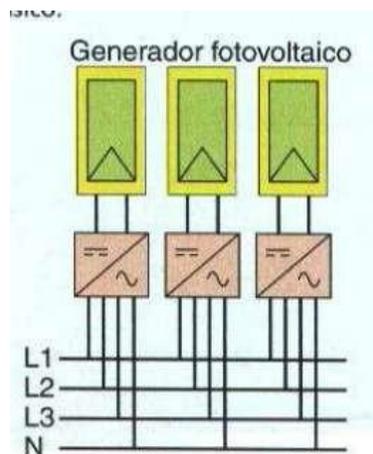
Imag.78. Generador fotovoltaico multicadena

- Utilizar un inversor central trifásico. Hay inversores centrales de 10 kW, aunque lo más frecuente es utilizar esta opción a partir de 30 kW. **(Imág.79)**



Imag.79. Generador fotovoltaico con inversor central trifásico

- Utilizar varios inversores trifásicos en paralelo. Esta solución se utiliza en generadores de mucha potencia y consiste en dividir el generador fotovoltaico en secciones para mejorar su fiabilidad. También se emplea para sistemas dotados de seguidores solares, donde cada seguidor dispone de su propio inversor trifásico. **(Imág.80)**



Imag.80. Generadores trifásicos en paralelo

Una vez decidido el tipo de sistema, monofásico o trifásico, se dimensiona el inversor.

En los inversores para conexión a red los parámetros que se utilizan para realizar el dimensionado son:

Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP del inversor ($U_{inv\ mín...}U_{inv\ máx}$). Este rango debe contener los valores máximo y mínimo que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia especificados para una temperatura de célula de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ respectivamente ($U_{G\ mpp}\ (70\text{ }^{\circ}\text{C})$ y $U_{G\ mpp}\ (-10\text{ }^{\circ}\text{C})$). En los dos casos con una irradiancia de $1,000\text{ W/m}^2$.

Tensión máxima ($U_{máx\ vacío}$). El inversor debe soportar la tensión máxima que puede producir el generador fotovoltaico en circuito abierto con una temperatura de célula de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia de $1,000\text{ W/m}^2$.

Intensidad máxima ($I_{inv\ máx}$). El inversor debe soportar la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ y una irradiancia de $1,000\text{ W/m}^2$.

6.2.5. PREVISION DE PRODUCCION

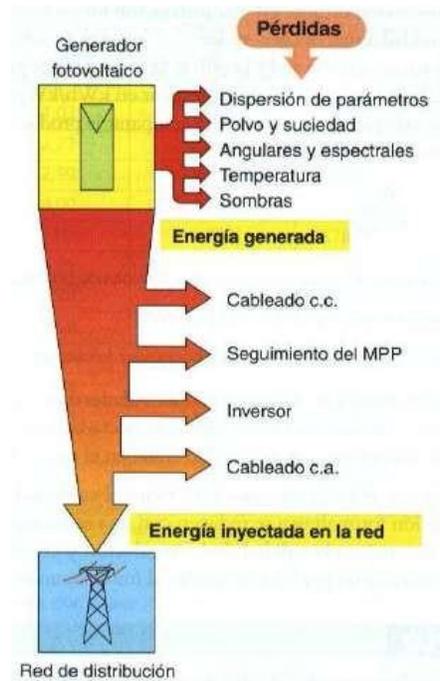
Para determinar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica conectada a la red o para la solicitud de subconvenciones se tiene que realizar un cálculo de la producción anual esperada en la instalación. Esta previsión de producción se debe recoger en una memoria que tiene que incluir las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Como datos de partida se deben especificar:

1. El valor medio mensual $G_{dm}(0)$ y anual $G_{da}(0)$ de la irradiación diaria sobre superficie horizontal ($\text{kWh}/(\text{m}^2 \times \text{día})$) obtenido a partir de fuentes oficiales.
2. Valor medio mensual $G_{dm}(a,B)$ y anual $G_{da}(a,B)$ de la irradiación diaria sobre el plano del generador ($\text{kWh}/(\text{m}^2 \times \text{día})$), obtenido a partir del anterior

sobre superficie horizontal, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10% anual.

3. Rendimiento energético de la instalación o performance ratio, PR, que refleja la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo y que tiene en cuenta:



- **Pérdidas por dispersión de los parámetros de los módulos fotovoltaicos.**
 - Las tolerancias de producción hacen que la potencia nominal de un módulo sea inferior, dentro de las tolerancias, a la nominal declarada.
 - Las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre módulos de in mismo tipo que forman un generador (denominadas también pérdidas de mismatch), hace que la potencia del generador sea inferior a la suma de las potencias de los módulos. Estas pérdidas van de un 3% a un 5%, siendo este último valor el típico en la mayoría de las instalaciones.
- **Pérdidas por polvo y suciedad.** Se producen por la acumulación de polvo y suciedad sobre los módulos. Se reducen con un buen mantenimiento. Pueden ir desde un 2%, en instalaciones con buen mantenimiento situadas en lugares con una climatología favorable, hasta un 8% en instalaciones con poco mantenimiento situadas en lugares con

ambiente polvoriento, cercanía de carreteras, etc. Un valor típico en instalaciones con un mantenimiento medio es un 4%.

- **Pérdidas angulares y espectrales.** La potencia de un módulo fotovoltaico se especifica en condiciones CEM que suponen un espectro AM1.5 y una incidencia perpendicular de la irradiancia. En condiciones de trabajo normales ni el espectro de la luz solar que alcanza el generador es el normalizado todo el día, ni incide perpendicularmente sobre el generador, produciéndose unas pérdidas que van del 1% al 4% siendo las más habituales las situadas en torno al 4%.
- **Pérdidas por temperatura.** La temperatura de las células de los módulos suele ser muy superior a los 25 °C de las condiciones CEM para las que se dan los parámetros de los módulos fotovoltaicos. Estas pérdidas se estiman en torno a un 4% por cada 10 °C dependiendo de la tecnología de fabricación de los módulos. Se calculan a partir de la temperatura de operación nominal de las células (TONC) del módulo fotovoltaico utilizado que proporciona el fabricante y los datos de irradiación y temperatura ambiente del lugar de instalación. Puede ir desde un 3% en lugares con temperaturas ambiente bajas, a más de un 10% que se puede producir en lugares con temperaturas ambiente altas, incluso superiores sino se airean suficientemente los módulos por su parte posterior como sucede en la integración de edificios. Un valor típico se sitúa en torno al 6%.
- **Pérdidas en el cableado.** La circulación de corriente por los conductores produce pérdidas de potencia por efecto Joule. Estas pérdidas coinciden con el porcentaje de caída de tensión utilizado en el cálculo de la sección de los conductores. Estas pérdidas se fijan al calcular la sección de los conductores con el porcentaje de caída de tensión máxima utilizado. El pliego de condiciones técnicas del IDEA propone como caída de tensión máxima 1.5% para el cableado de c.c. y 2% para el cableado de c.a. Sin embargo 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. Nosotros optamos por este último valor más restrictivo que es el que utilizamos en los cálculos.
- **Pérdidas en el inversor.** Fijadas por su rendimiento, dependen del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío, a las que hay que sumar las pérdidas producidas

al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor. Son variables y van desde un 8% hasta un 15%, estando más próximas al valor superior del rango cuando la potencia del inversor es inferior a 5 kW. Un valor típico es un 8% para potencias superiores a 5 kW y un 12% para potencias inferiores o iguales a 5kW.

- **Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.** El seguidor del MPP que incorpora el inversor utiliza algoritmos que pueden tener tolerancias y cometer errores en el seguimiento del punto de máxima potencia con la siguiente reducción de dicha potencia. Pueden ir desde un 2% hasta un 5%, siendo este último el valor más frecuente.
- **Pérdidas por sombreado.**
- **Pérdidas por otros aspectos no considerados.** Como las paradas por mantenimiento, averías o mal funcionamiento, disminución del rendimiento de los módulos a bajas irradiancias, etc.

La variabilidad de este parámetro PR hace necesario el uso de programas o aplicaciones informáticas que utilizan los datos meteorológicos de irradiación y temperatura ambiente de los lugares de instalación y modelos matemáticos para la simulación del comportamiento de los componentes de la instalación para su cálculo.

Con los datos de partida anteriores se realiza la estimación de la energía inyectada en la red empleando la siguiente expresión:

W_d : Energía diaria inyectada en la red (kWh).

$G_{dm}(\square, \square)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/(m² x día)).

$P_{G \text{ máx}}$: Potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico (kW).

PR: Rendimiento energético de la instalación, expresado en tanto por uno.

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones CEM (constante de valor 1 kW/m²).

Los datos obtenidos se deben presentar en forma de tabla indicando los valores medios mensuales y el promedio anual.

Otro parámetro importante en una instalación fotovoltaica conectada a la red es la productividad anual del generador (Y_F) que es el cociente entre la energía eléctrica

anual inyectada a la red y la potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico. Este parámetro se suele especificar en kWh/kWp (kilovatios hora anuales por kilovatio pico) y se utiliza para comparar la productividad entre diferentes instalaciones.

Y_F : Productividad anual del generador fotovoltaico (kWh/kWp).

W_a : Energía anual inyectada en la red (kWh).

$P_{G \text{ máx}}$: Potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico (kW o kWp).

Aunque teóricamente se obtienen productividades de 1,300 a 1,500 kWh/kWp, la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red actualmente en funcionamiento tienen una productividad anual en el rango 900...1,200 kWh/kWp. Estas diferencias entre la estimación teórica y el valor real de la productividad de una instalación fotovoltaica se reducen con una selección adecuada de los componentes que mejore la calidad de la instalación y con un mantenimiento correcto que reduzca las pérdidas asociadas al funcionamiento.

6.3. DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Se realiza siguiendo el mismo procedimiento que se refiere al dimensionado de los conductores de un sistema fotovoltaico autónomo con las variaciones que se recogen a continuación.

6.3.1. RECOPIACION DE DATOS

Se necesitan datos de potencias o intensidades, tensiones y longitudes de los diferentes tramos de la instalación.

En lo referente a tensiones, en los tramos de c.a. lo habitual es tener tensiones de 127 V en monofásica o 220 en trifásica. En los tramos de c.c. se utiliza como dato la tensión en la caja de conexiones del generador fotovoltaico, tomando como tal la tensión en el punto de máxima potencia, $U_{G \text{ mpp}}$ en condiciones CEM, del generador fotovoltaico. Esta tensión tiene valores típicos superiores a 120 V.

Los tramos de línea característicos de una instalación de este tipo son los siguientes

1. Conexión de los módulos conectados en serie de cada cadena a la caja de conexiones del generador fotovoltaico.
2. Conexión de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al inversor.
3. Conexión del inversor con la caja o cuadro de protecciones y medida.

Las corrientes a considerar en cada tramo de línea son:

- En el tramo 1, la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de c.c.
- En el tramo 2, la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones CEM. Es un circuito de c.c.
- En el tramo 3, la corriente de salida del inversor para su potencia nominal y su tensión nominal de c.a. Es un circuito de c.a. que puede ser trifásico o monofásico según la potencia nominal de la instalación.

En todos los tramos se debe multiplicar el valor de la intensidad considerado por 1.25. los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

6.3.2. MAXIMA CAIDA DE TENSION PERMITIDA

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. Es decir, desde el generador fotovoltaico hasta la caja o cuadro de protecciones y medida, que incluiría los tramos 1, 2 y 3, la caída de tensión no será superior al 1.5%. Esta caída de tensión se debe repartir entre cada tramo, y dado que los valores de tensión y corriente son muy similares en todos ellos, un buen criterio puede ser repartirla proporcionalmente a las longitudes.

6.3.3. TIPOS O METODOS DE INSTALACION

Los tipos de instalación que se utilizan habitualmente son los mismos que se emplean en los sistemas fotovoltaicos autónomos. Para cada uno de los tramos de línea son:

- Tramo de línea 1, conexionado de los módulos: se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada o canal con tapa.
- Tramo de línea 2, conexionado del generador fotovoltaico al inversor: se utiliza el cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada o cable en el interior de tubo o canal cerrada en instalaciones fotovoltaicas con el generador sobre tejado o pared. Si el generador fotovoltaico está situado en superficie, este tramo de línea será de cable en conducto enterrado.
- Tramo de línea 3, conexionado del inversor a la caja o cuadro de protecciones y medida: este tramo de línea esta en interior y se usa cable en el interior de tubo o canal cerrada.

6.3.4. TIPOS DE CABLE

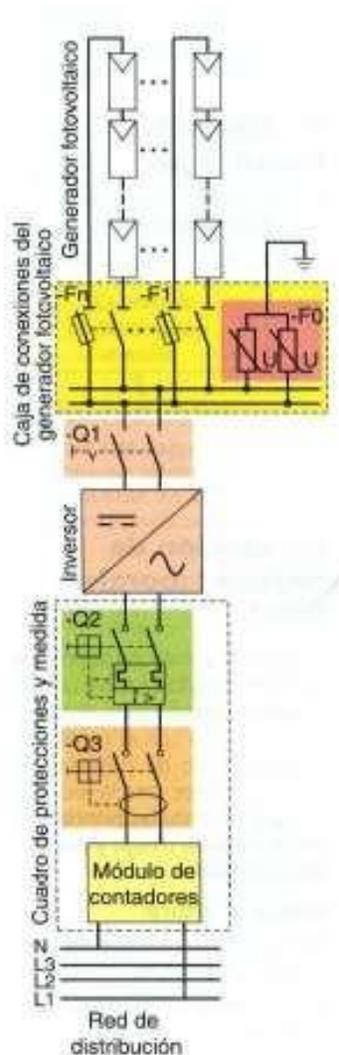
Se utilizan los mismos tipos de cables que en los sistemas fotovoltaicos autónomos.

6.3.5. CALCULO DE LA SELECCIÓN POR CAIDA DE TENSION Y POR CALENTAMIENTO

Se utiliza el mismo procedimiento y las mismas tablas que en los sistemas fotovoltaicos autónomos.

6.4. APARATOS DE MANIOBRA Y PROTECCION EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

La **Imag.81** muestra el esquema básico de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Si la potencia de la instalación es inferior o igual a 5 kW la salida del inversor es monofásica, si la potencia es superior a 5 kW la salida del inversor es trifásica. (**Imag.81**)



Imag.81. Esquema básico de instalación fotovoltaica conectada a la red

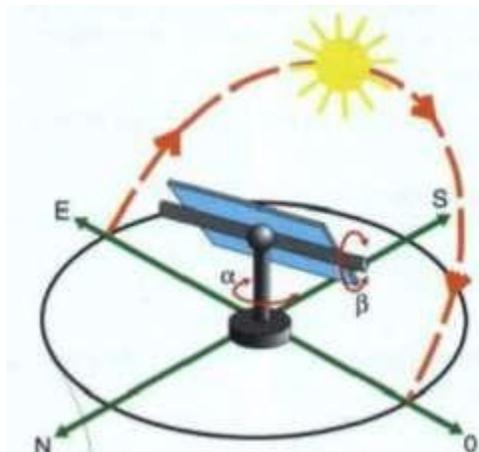
Todo lo referido a protecciones y maniobra que se ha visto, es de sistemas conectados a la red, puesto que el circuito es el mismo, excluyendo todo lo referente a la carga y almacenamiento de energía en la batería de acumuladores. El inversor o los inversores de un sistema conectado a la red deben cumplir requisitos.

El cuadro de protecciones y medida está sujeto a las normas de la compañía eléctrica con la que se contrate el servicio. En general debe incluir un interruptor automático magnetotérmico (Q2) que debe ser accesible para la compañía eléctrica, un interruptor diferencial (Q3) de 30 mA de sensibilidad y un módulo de contadores que cumple la misión de medir tanto la energía eléctrica saliente como la entrante.

6.5. SISTEMAS DE SEGUIMIENTO SOLAR

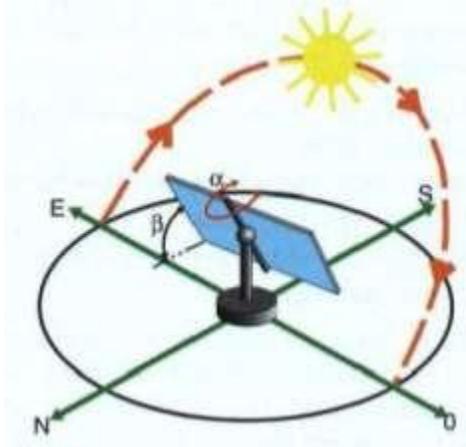
En los sistemas fotovoltaicos vistos hasta ahora, la superficie del generador fotovoltaico mantiene una posición fija que se determina en función del uso que se hace de la instalación. Sin embargo, resulta evidente que si la superficie del generador pudiese seguir la trayectoria del sol y mantenerse perpendicular a su dirección la energía recolectada sería máxima. Este es el objetivo de los sistemas de seguimiento solar, aumentar la energía recibida por el generador utilizando mecanismos de movimiento de lo orienten en la dirección adecuada. Los sistemas de seguimiento más habituales se clasifican en cuatro tipos en función del tipo de seguimiento que realizan mediante el uso de uno o dos ejes de movimiento:

- Dos ejes. Un eje gira modificando la inclinación β y otro eje gira modificando el acimut α del generador fotovoltaico de forma que la superficie se mantiene siempre perpendicular al sol. Es el único sistema que es capaz de efectuar un seguimiento óptimo del sol. Dependiendo de la latitud, la energía recibida puede aumentar hasta un 40% respecto una superficie fija. También reciben el nombre de helióstatos. **(Imag.82)**



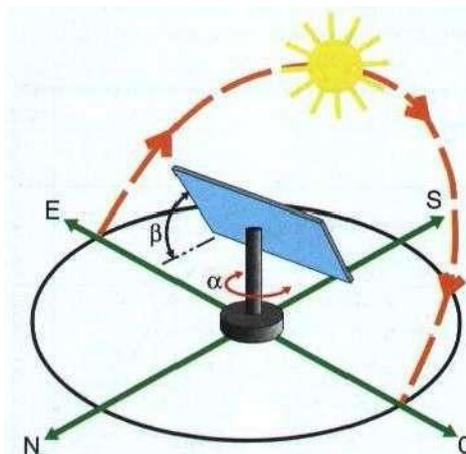
Imag.82. Seguimiento solar a dos ejes

- Un eje polar. Un eje de giro, inclinado un ángulo constante B igual a la latitud del lugar, mantiene a la superficie del generador fotovoltaico orientada hacia el Sur siguiendo un ángulo α para que la superficie se mantenga perpendicular a la dirección del sol. La velocidad de giro es constante de 15° por hora. Es un sistema bastante utilizado que consigue un incremento en la energía recibida en el generador de un 30% respecto a una superficie fija. **(Imag.83)**



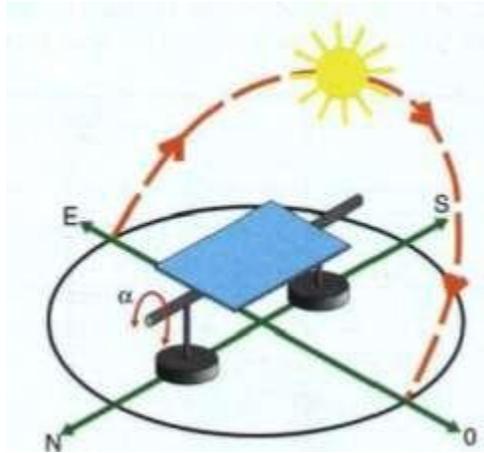
Imag.82. Seguimiento solar con eje de giro

- Un eje azimutal. La superficie gira sobre un eje vertical siguiendo el ángulo α . La superficie del generador se mantiene un ángulo B de inclinación constante igual a la latitud. El giro de la superficie se regula para que la perpendicular a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día. El incremento de energía recibida es muy parecido al de un eje polar con la ventaja de la mayor sencillez y economía de la estructura. **(Imag.83)**



Imag.83. Seguimiento solar con eje de giro

- Un eje horizontal. La superficie gira sobre un eje horizontal orientado en dirección norte-sur siguiendo un ángulo α . El giro se regula para que la perpendicular a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al sol. Consigue un incremento en la energía recibida en el generador de un 20%. **(Imág.84)**



Imag.84. Seguimiento solar con eje horizontal

El movimiento de los ejes de los diferentes tipos de seguidores se realiza habitualmente con motores eléctricos acoplados a sistemas de engranes, aunque también se utilizan actuadores hidráulicos.

El sistema de control de un seguidor incluye, además del control de posición y velocidad de los motores que mueven los ejes, medida de la velocidad del viento que provoca la orientación del generador en una posición defensiva frente a vientos fuertes, orientación forzada para operaciones de limpieza, posicionamiento nocturno hacia el este para esperar la salida del sol, etc.

CAPITULO 7

7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

7.1. PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA

En la actualidad se ha tratado en forma recurrente el tema generado por la crisis energética, la cual se debe principalmente al aumento desproporcionado de la demanda de energía eléctrica, especialmente por parte de las industrias que cada vez consumen mayor cantidad de energía en sus procesos productivos. El aumento de la población también contribuye en este tema.

La utilización de sistemas alternativos de generación eléctrica, como lo son los sistemas fotovoltaicos, han permitido disminuir la demanda de energía eléctrica de la red de distribución, o bien alimentar de energía a aquellos sectores en los que no existen servicios eléctricos.

Es por ello, que la empresa SERPRO decidió contribuir con el ahorro de energía que en la actualidad es uno de los temas más importantes en nuestra sociedad y aunado a esto el modernizar y optimizar sus instalaciones, haciendo una renovación de la iluminación que se maneja en la plata y adquiriendo una nueva manera de generar energía.

SERPRO S.A. DE C.V. (SERVICIOS PROFESIONALES DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL S.A. DE C.V.) es una empresa orgullosamente mexicana, líder en la fabricación de Reguladores Automáticos de Voltaje hasta 350 MW para plantas de generación eléctrica tanto a nivel nacional como en el ámbito internacional. Se encuentra localizada en la calle Fundidores #4, en el Fraccionamiento Industrial Xhala, en el municipio de Cuautitlán, Estado de México.



Imag.85. Ubicación de la empresa SERPRO

LATITUD Y LONGITUD: 19.683695,-99.1924541

7.2. DISEÑO Y CALCULO DE LA ILUMINACIÓN

A grandes rasgos, lo que pude observar e indagar fue que toda la iluminación existente no ha sufrido ningún rediseño o cambio a través de los años y que desde un principio no fueron pensadas ni hechas bajo normativas y mucho menos con una distribución adecuada.





A continuación, se muestra un plano de las instalaciones de la empresa y el cuadro donde se presentan el número de lámparas por área:



LOCAL	No. DE LUMINARIAS	CONSUMO DE POTENCIA (W)	POTENCIA TOTAL CONSUMIDA (W)
SALA DE JUNTAS 1	2	70	140
SISTEMAS 1	1	70	70
DESARROLLO SOFTWARE	2	70	140
LOGÍSTICA	2	70	140
ATENCIÓN A CLIENTES	2	70	140
RECEPCIÓN Y VIGILANCIA	2	70	140
INTENDENCIA	1	70	70
WC MUJERES 1	1	70	70
WC HOMBRES 1	1	70	70
REGULACIÓN Y COMPRAS	8	70	560
ADMINISTRACIÓN Y CONTABILIDAD	2	70	140

VENTAS	3	70	210
ARCHIVO DE VENTAS	4	70	280
CENTRAL DE DOCUMENTACIÓN	3	70	210
DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA	2	70	140
TESORERÍA	2	70	140
SALA DE JUNTAS 2	1	70	70
DIRECCIÓN DE FINANZAS	2	70	140
SALA DE CAPACITACIÓN	3	70	210
WC HOMBRES 2	1	70	70
RESGUARDO DE DOCUMENTACIÓN 1	2	70	140
RESGUARDO DE DOCUMENTACIÓN 2	2	70	140
SISTEMAS 2	1	70	70
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	1	70	70
RECURSOS HUMANOS	1	70	70
DIRECCIÓN	1	70	70
MATERIAL INGENIERÍA	1	70	70
MATERIAL EN PROCESO	1	70	70
RECIBO DE MATERIAL	1	70	70
PRUEBAS DEL CLIENTE	6	70	420
ALMACEN	3	70	210
PRUEBAS	3	70	210
CABLEADO DE GABINETES	3	70	210
ENSAMBLE MECÁNICO	4	70	280
CABLEADO DE SUBENSAMBLES,ALARMAS Y DIGITAL	12	70	840
TALLER MECÁNICO	10	70	700
WC MUJERES 3	1	70	70
WC HOMBRES 3	1	70	70
VESTIDOR DE HOMBRES	1	70	70
VESTIDOR DE MUJERES	1	70	70
SERIGRAFÍA	3	70	210
PINTURA	3	70	210
COMEDOR	2	70	140
PASILLOS	6	70	420
		TOTAL	8050

En la tabla se pudo observar el consumo de energía que actualmente la empresa está consumiendo respecto a la iluminación.

Ahora bien, lo primero que hice fue rediseñar la cantidad de lámparas que se

pondrán en cada área de las instalaciones de la empresa, con su correcto nivel de Iluminancia mantenida y corresponden a las mínimas iluminancias admisibles para cada aplicación, y así mismo sustituir las lámparas incandescentes y de halógeno por lámparas led.

Para realizar los cálculos de iluminación, se utilizará el método del flujo total para el cálculo del alumbrado de interiores, para lo cual es necesario definir lo siguiente:

E: iluminancia promedio que se pretende (Lux).

F L: flujo lumínico de la lámpara que se desea utilizar (Lumen).

S: superficie de la habitación (m^2)

μ : factor de utilización, el cual indica la eficiencia luminosa del conjunto lámpara, luminaria y local, por lo tanto, depende del sistema de iluminación, de las características de la luminaria, del índice del local (K), del factor de reflexión del techo, piso y paredes de la habitación.

$$\mu = N_L * N_R$$

K: índice del local, el cual corresponde a una relación entre las dimensiones del local, se calcula utilizando las dimensiones de la habitación, esto es: ancho (A), largo (B) y altura (H) de las luminarias sobre el plano de trabajo, esto se muestra en la ecuación, la cual se utiliza para distribución con luz directa, semi-directa y mixta.

Iluminación directa:

$$K = \frac{A * B}{H(A + B)}$$

Iluminación indirecta:

$$K = \frac{3 * A * B}{2H' (A + B)}$$

Donde:

A: ancho del local (m).

B: largo del local (m).

H: plano base útil o altura de las luminarias sobre el plano de trabajo (m).

H': distancia del techo al plano de trabajo (m).

Luego, la reflexión de la luz en las paredes, cielorraso y piso del local, incide directamente sobre el factor de utilización. Esta reflectancia es representada por un número de 4 dígitos, los cuales representan la reflexión del cielorraso, friso (para superior de la pared, sobre la horizontal de la lámpara), las paredes y el piso. En caso de no existir friso se utiliza un número de 3 dígitos. Para nuestro caso utilizaremos la combinación 851, la cual corresponde a una reflectancia de 0,8 para el cielorraso (blanco), 0,5 para las paredes (crema) y 0,1 para el piso (gris oscuro).

Finalmente, y de acuerdo al valor del índice del local y de la reflectancia del mismo, se puede escoger desde una tabla el factor de utilización.

Material o Terminación	Reflectancia (%)	Material o Terminación	Reflectancia (%)
Mortero Claro	0,35 - 0,55	Seda Blanca	0,28 - 0,38
Mortero Oscuro	0,2 - 0,3	Seda de Color	0,2 - 0,1
Hormigón Claro	0,3 - 0,5	Blanco	0,7 - 0,85
Hormigón Oscuro	0,15 - 0,25	Negro	0,03 - 0,07
Arenisca Clara	0,3 - 0,4	Gris Claro	0,4 - 0,5
Arenisca Oscura	0,15 - 0,25	Gris Oscuro	0,1 - 0,2
Ladrillo Claro	0,3 - 0,4	Amarillo	0,5
Ladrillo Oscuro	0,15 - 0,25	Beige	0,45
Mármol Blanco	0,6 - 0,7	Crema	0,5 - 0,75
Granito	0,15 - 0,25	Marrón Claro	0,3 - 0,4
Madera Clara	0,3 - 0,5	Marrón Oscuro	0,1 - 0,2
Madera Oscura	0,1 - 0,25	Rosa	0,5 - 0,55
Espejo Plateado	0,8 - 0,9	Rojo Claro	0,3 - 0,4
Aluminio Mate	0,55 - 0,6	Rojo Oscuro	0,1 - 0,2
Aluminio Brillante	0,8 - 0,85	Verde Claro	0,45 - 0,65
Acero Inoxidable	0,65 - 0,65	Verde Oscuro	0,1 - 0,2
Cielo Acústico	0,5 - 0,65	Azul Claro	0,4 - 0,55
Vidrio Opaco Negro	0,5	Azul Oscuro	0,05 - 0,15

Cielo	80%		
Pared	80%	50%	30%
Piso	10%		
K	Luz Directa		
0,6	0,890	0,730	0,700
0,8	0,940	0,780	0,770
1	0,980	0,830	0,820
1,25	0,101	0,900	0,860
1,5	0,103	0,930	0,890
2	0,105	0,970	0,930
2,5	0,105	0,990	0,960
3	0,106	0,100	0,980
4	0,106	0,102	0,100
5	0,107	0,103	0,101

Una vez conocidos los valores del índice del local y el factor de utilización, es posible determinar el flujo luminoso requerido para cada habitación en particular, para esto debemos definir el factor de mantenimiento (M) del sistema de iluminación, el cual corresponde a la relación entre la iluminancia producida al final del periodo de mantenimiento y la iluminancia producida cuando el sistema es nuevo. Generalmente este factor es igual a 0,8, es decir, la iluminancia al final del periodo del sistema, ha decaído en un 20% de la iluminancia inicial. Para este diseño se utilizará el factor de mantenimiento de 0,8.

El flujo luminoso total (F_{Total}) es calculado según la ecuación:

$$\phi_{TOTAL} = \frac{E * S}{\mu * M}$$

Donde (E) corresponde a la iluminancia mantenida (lux), recomendada por la CIE, para distintos locales. Los niveles de iluminancia están indicados en la siguiente tabla:

Tarea Visual del puesto de trabajo	Área de Trabajo	Niveles Mínimos de Iluminación (luxes)
En exteriores: distinguir el área de tránsito, desplazarse caminando, vigilancia, movimiento de vehículos.	Exteriores generales: patios y estacionamientos.	20
En interiores: distinguir el área de tránsito, desplazarse caminando, vigilancia, movimiento de vehículos.	Interiores generales: almacenes de poco movimiento, pasillos, escaleras, estacionamientos cubiertos, labores en minas subterráneas, iluminación de emergencia.	50
En Interiores	Áreas de circulación y pasillos; salas de espera; salas de descanso; cuartos de almacén; plataformas; cuartos de calderas.	100
Requerimiento visual simple: inspección visual, recuento de piezas, trabajo en banco y máquina.	Servicios al personal: almacenaje rudo, recepción y despacho, casetas de vigilancia, cuartos de compresores y pailería.	200
Distinción moderada de detalles: ensamble simple, trabajo medio en banco y máquina, inspección simple, empaque y trabajos de oficina	Talleres: áreas de empaque y ensamble, aulas y oficinas.	300
Distinción clara de detalles: maquinado y acabados delicados, ensamble de inspección moderadamente difícil, captura y procesamiento de información, manejo de instrumentos y equipo de laboratorio.	Talleres de precisión: salas de cómputo, áreas de dibujo, laboratorios.	500
Distinción fina de detalles: maquinado de precisión, ensamble e inspección de trabajos delicados, manejo de instrumentos y equipo de precisión, manejo de piezas pequeñas.	Talleres de alta precisión: de pintura y acabado de superficies y laboratorios de control de calidad.	750
Alta exactitud en la distinción de detalles: ensamble, proceso e inspección de piezas pequeñas y complejas, acabado con pulidos finos.	Proceso: ensamble e inspección de piezas complejas y acabados con pulidos finos.	1,000

Luego el número de lámparas se determina por la ecuación:

$$N_L = \frac{\Phi_{TOTAL}}{\Phi_{LAMPARA}}$$

7.3. CALCULO DE ILUMINACIÓN POR SECCIONES

LOCAL	AREA	E (LUX)	LAMPARA (LUMENES)	K	μ	M	Φ TOTAL	No. LAMPARAS	No. REAL DE LAMPARAS	POTENCIA TOTAL
SALA DE JUNTAS 1	15.624	300	1500	0.77060419	0.86	0.8	6812.7907	4.541860465	5	75
SISTEMAS 1	10.2176	300	1500	0.58219943	0.86	0.8	4455.34884	2.970232558	3	45
DESARROLLO SOFTWARE	15.2768	300	1500	0.7600398	0.86	0.8	6661.39535	4.440930233	5	75
LOGÍSTICA	14.0368	200	1500	0.72075995	0.86	0.8	4080.46512	2.720310078	3	45
ATENCIÓN A CLIENTES	12.3008	200	1500	0.66133333	0.86	0.8	3575.81395	2.383875969	3	45
RECEPCIÓN Y VIGILANCIA	17.6788	100	1500	0.83785782	0.86	0.8	2569.59302	1.713062016	2	30
INTENDENCIA	4.0194	100	1500	0.39697778	0.86	0.8	584.215116	0.389476744	1	15
WC MUJERES 1	8.6826	100	1500	0.51605349	0.86	0.8	1262.00581	0.841337209	1	15
WC HOMBRES 1	11.56	100	1500	0.67111756	0.86	0.8	1680.23256	1.120155039	1	15
REGULACIÓN Y COMPRAS	97.35	200	1500	1.96171285	0.86	0.8	28299.4186	18.86627907	19	285

ADMINISTRACIÓN Y CONTABILIDAD	26.6084	200	1500	1.01947893	0.86	0.8	7735	5.156666667	5	75
VENTAS	39.3106	200	1500	1.25292749	0.86	0.8	11427.5	7.618333333	8	120
ARCHIVO DE VENTAS	53.9	100	1500	1.35597484	0.86	0.8	7834.30233	5.222868217	5	75
CENTRAL DE DOCUMENTACIÓN	44.9568	100	1500	1.28816046	0.86	0.8	6534.4186	4.35627907	4	60
DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA	14.6432	200	1500	0.76266667	0.86	0.8	4256.74419	2.837829457	3	45
TESORERÍA	9.8176	200	1500	0.60230675	0.86	0.8	2853.95349	1.902635659	2	30
SALA DE JUNTAS 2	16.0208	300	1500	0.78245665	0.86	0.8	6985.81395	4.657209302	5	75
DIRECCIÓN DE FINANZAS	18.7488	200	1500	0.85806865	0.86	0.8	5450.23256	3.633488372	4	60
SALA DE CAPACITACIÓN	39.6304	200	1500	1.22410502	0.86	0.8	11520.4651	7.680310078	8	120
WC HOMBRES 2	9.7971	100	1500	0.62401911	0.86	0.8	1423.99709	0.949331395	1	15
RESGUARDO DE DOCUMENTACIÓN 1	24.752	100	1500	0.99405622	0.86	0.8	3597.67442	2.398449612	2	30
RESGUARDO DE DOCUMENTACIÓN 2	26.1324	300	1500	1.01980098	0.86	0.8	11394.9419	7.596627907	8	120
SISTEMAS 2	7.2828	300	1500	0.46313514	0.86	0.8	3175.63953	2.117093023	2	30
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	11.3442	300	1500	0.65103013	0.86	0.8	4946.59884	3.297732558	3	45
RECURSOS HUMANOS	5.2836	200	1500	0.45646652	0.86	0.8	1535.93023	1.023953488	1	15
DIRECCIÓN	10.6368	200	1500	0.64367927	0.86	0.8	3092.09302	2.061395349	2	30
MATERIAL INGENIERÍA	7.6729	100	1500	0.554	0.86	0.8	1115.24709	0.743498062	1	15
MATERIAL EN PROCESO	9.0302	100	1500	0.59901824	0.86	0.8	1312.52907	0.87501938	1	15
RECIBO DE MATERIAL	10.526	100	1500	0.64085236	0.86	0.8	1529.94186	1.01996124	1	15
PRUEBAS DEL CLIENTE	86.2952	750	15120	1.83802343	0.86	0.8	94071.8023	6.221680048	6	900
ALMACEN	51.8093	100	1500	1.18692554	0.86	0.8	7530.42151	5.020281008	5	75
PRUEBAS	60.5934	750	15120	1.3608849	0.86	0.8	66053.8517	4.368640988	4	600
CABLEADO DE GABINETES	71.4938	750	15120	1.41642001	0.86	0.8	77936.5552	5.154534076	5	750
ENSAMBLE MECÁNICO	130.3926	750	15120	1.57812526	0.86	0.8	142143.096	9.400998408	9	1350
CABLEADO DE SUBENSAMBLES, ALARMAS Y DIGITAL	120.786	750	15120	2.10703881	0.86	0.8	131670.785	8.708385244	9	1350
TALLER MECÁNICO	268.9698	750	15120	3.26122825	0.86	0.8	293208.358	19.39208714	19	2850
WC MUJERES 3	6.0102	100	1500	0.47417751	0.86	0.8	873.575581	0.582383721	1	15
WC HOMBRES 3	6.0102	100	1500	0.47417751	0.86	0.8	873.575581	0.582383721	1	15
VESTIDOR DE HOMBRES	5.7267	100	1500	0.46558537	0.86	0.8	832.369186	0.554912791	1	15
VESTIDOR DE MUJERES	5.7267	100	1500	0.46558537	0.86	0.8	832.369186	0.554912791	1	15
SERIGRAFÍA	24.9102	750	15120	0.66118646	0.86	0.8	27155.0145	1.79596657	2	300
PINTURA	27.4017	750	15120	0.79540493	0.86	0.8	29871.0392	1.975597834	2	300

COMEDOR	36.8007	100	1500	1.19482792	0.86	0.8	5348.93895	3.565959302	4	60
PASILLO 1	14	100	1500	0.37333333	0.86	0.8	2034.88372	1.356589147	1	15
PASILLO 2	11	100	1500	0.36666667	0.86	0.8	1598.83721	1.065891473	1	15
PASILLO 3	6	100	1500	0.34285714	0.86	0.8	872.093023	0.581395349	1	15
PASILLO 4	8	100	1500	0.35555556	0.86	0.8	1162.7907	0.775193798	1	15
TOTAL										10290

Como podemos notar, la potencia que se estaba consumiendo anteriormente ha sido disminuida gracias a la utilización de lámparas led y ahora con una correcta iluminación en cada área.

7.4. CALCULO DE INSTALACION FOTOVOLTAICA

7.4.1. DETERMINACION DE LA POTENCIA DE CONSUMO PARA EL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

En la tabla se describen los distintos consumos de iluminación para cada una de las áreas de la empresa donde se desea implementar el sistema. La sumatoria de consumos de energía alcanza un valor aproximado de 10290 W, a este valor debemos aplicar un factor de diversidad, el cual representa una estimación de la porción de artefactos que se encuentran en funcionamiento en forma simultánea. Para este caso utilizaremos un factor de diversidad igual a un 70%, es decir, se estima que se utilizará en forma simultánea un 70% del consumo total considerado por concepto de iluminación, lo cual corresponde a un consumo aproximado de 7203 W.

LOCAL	POTENCIA TOTAL (W)
SALA DE JUNTAS 1	75
SISTEMAS 1	45
DESARROLLO SOFTWARE	75
LOGÍSTICA	45
ATENCIÓN A CLIENTES	45
RECEPCIÓN Y VIGILANCIA	30
INTENDENCIA	15
WC MUJERES 1	15
WC HOMBRES 1	15
REGULACIÓN Y COMPRAS	285
ADMINISTRACIÓN Y CONTABILIDAD	75
VENTAS	120
ARCHIVO DE VENTAS	75
CENTRAL DE DOCUMENTACIÓN	60
DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA	45
TESORERÍA	30
SALA DE JUNTAS 2	75
DIRECCIÓN DE FINANZAS	60
SALA DE CAPACITACIÓN	120

WC HOMBRES 2	15
RESGUARDO DE DOCUMENTACIÓN 1	30
RESGUARDO DE DOCUMENTACIÓN 2	120
SISTEMAS 2	30
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	45
RECURSOS HUMANOS	15
DIRECCIÓN	30
MATERIAL INGENIERÍA	15
MATERIAL EN PROCESO	15
RECIBO DE MATERIAL	15
PRUEBAS DEL CLIENTE	900
ALMACEN	75
PRUEBAS	600
CABLEADO DE GABINETES	750
ENSAMBLE MECÁNICO	1350
CABLEADO DE SUBENSAMBLES,ALARMAS Y DIGITAL	1350
TALLER MECÁNICO	2850
WC MUJERES 3	15
WC HOMBRES 3	15
VESTIDOR DE HOMBRES	15
VESTIDOR DE MUJERES	15
SERIGRAFÍA	300
PINTURA	300
COMEDOR	60
PASILLO 1	15
PASILLO 2	15
PASILLO 3	15
PASILLO 4	15
CONSUMO TOTAL	10290
FACTOR DE DIVERSIDAD	70%
CONSUMO ESTIMADO	7203 W

Una vez estimado el consumo energético total teórico de iluminación (E_T (Wh)), es necesario calcular el consumo real (E) que se tendrán en las instalaciones de la empresa una vez realizada la instalación fotovoltaica, esto es, considerando además el consumo de los equipos propios de la instalación (inversor, baterías, otros), producto de las pérdidas asociadas al funcionamiento. Para esto, se utilizará la ecuación:

$$E = \frac{E_T}{R} (Wh)$$

Donde R corresponde al factor de rendimiento global de la instalación fotovoltaica, y se calcula según la ecuación:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) * \left(1 - \frac{k_a * N}{P_d}\right)$$

Donde:

k_b : coeficiente de pérdidas por rendimiento del banco de baterías.

- 0,05 en sistemas que no demanden descargas profundas.
- 0,1 en sistemas con descargas profundas.

k_c : coeficiente de pérdidas en el inversor.

- 0,05 para inversores senoidales puros, trabajando en régimen nominal.
- 0,1 para inversores trabajando fuera del régimen nominal.

k_v : coeficiente de pérdidas varias (pérdidas en conductores, efecto joule, etc.).

- Se consideran valores de referencia entre 0,05 y 0,15.

k_a : Coeficiente de auto-descarga diario.

- 0,002 para baterías de baja auto-descarga Ni-Cd.
- 0,005 para baterías estacionarias de Pb-ácido.
- 0,012 para baterías de alta auto-descarga (arranque de vehículos).

N : número de días de autonomía de la instalación.

- Días en que la instalación trabajará bajo condiciones de irradiación mínimas (días nublados continuos), se consumirá más energía de la que se genera.

P_d : profundidad de descarga diaria de la batería

- No deberá exceder el 80% de su capacidad nominal, a fin de evitar afectar la vida útil del banco de baterías.

Los valores utilizados para los cálculos son los siguientes:

- k_b : 0.1
- k_c : 0.05
- k_v : 0.05
- k_a : 0.005
- N : 4
- P_d : 0.7

Por lo tanto, según la ecuación de relación de rendimiento será:

$$R = (1 - 0.1 - 0.05 - 0.05) * \left(1 - \frac{0.005 * 4}{0.7}\right) = 0.777$$

De acuerdo a lo anterior, la energía real consumida será:

$$E = \frac{7203}{0.777} = 9270.27 \text{ (Wh)}$$

7.4.2. CÁLCULO DEL BANCO DE BATERÍAS

Ya conocido el valor real del consumo energético de la instalación es posible calcular la capacidad del banco de baterías (C_{BAT}) necesario para acumular la energía generada por el sistema, esto se hará de acuerdo a la ecuación:

$$C_{BAT} = \frac{E * N}{V * P_d}$$

Donde V corresponde al voltaje nominal de la batería.

Por lo tanto, la capacidad del banco de baterías es:

$$C_{BAT} = \frac{9270 * 4}{12 * 0.7} = 44,142.85 (Ah)$$

7.4.3. CALCULO DE PANELES SOLARES

Como ya se obtuvo la capacidad del banco de baterías, se está en condiciones de calcular la cantidad de paneles solares necesarios para la instalación. Para esto se hará uso de los datos obtenidos de la irradiación solar diaria promedio del Estado de México, los cuales son indicados en la tabla:

IRRADIACIÓN MENSUAL PARA LA CIUDAD DE MÉXICO (KW/m2/DIA)												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
4.9	6.8	7.9	6.0	5.5	4.5	4.6	5.2	5.0	4.8	5.0	5.2	5.45

A los datos indicados en la tabla, se le deberán descontar las pérdidas de radiación por concepto de orientación e inclinación de los paneles.

Antes de realizar los cálculos, es necesario indicar algunos datos mínimos para realizar el diseño, estos son:

- Latitud (F): 19° 29' 52" Norte
- Longitud: 99° 7' 37" Oeste
- Elevación: 2,246 m

- CALCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACION E INCLINACION

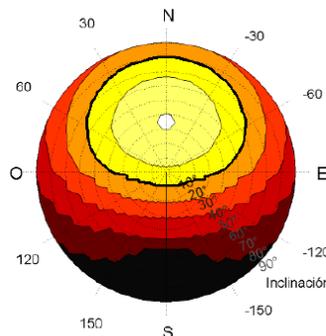
Para realizar estos cálculos, primero se deben estimar los valores de elevación y acimut de los paneles y luego comprobar si estos valores están dentro de los límites indicados, esto se puede hacer de acuerdo a ciertas recomendaciones para el diseño de instalaciones fotovoltaicas. Por ejemplo, la elevación de los paneles

puede ser de +/- 10° la latitud del lugar donde se realizará la instalación. Es de acuerdo a estas recomendaciones que los valores estimados son los siguientes:

- Inclinación de los Paneles (β): 21.43°
- Acimut (α): 0°

Nota: los paneles serán montados sobre la techumbre de la empresa en la cual se pretende realizar la instalación, la cual tiene una inclinación cercana a los 21,43° y se ubica mirando en dirección norte.

Para determinar si la inclinación y orientación estimadas se encuentran dentro de los límites aceptables, se debe recurrir a la siguiente imagen, en esta, los distintos anillos de color indican distintos niveles de pérdidas, así el primer anillo de color blanco corresponde a una pérdida del 0%, el segundo indica pérdidas entre el 0 y 5%, el siguiente entre 5 y 10%, el cual corresponde al anillo de nuestro interés, ya que como se ha dicho, las pérdidas por este concepto no deberán superar el 10%. Pues bien, en el diagrama se debe ubicar el valor de acimut 21.43°, la cual corresponde exactamente a la dirección norte, luego se identifica el anillo que indica el 10% de pérdidas, este corresponde al anillo de color amarillo de borde negro.



La intersección de la recta de acimut con los límites de pérdidas, nos indican los valores de inclinación máxima y mínima. En caso de no existir intersección entre ambas, significa que las pérdidas están fuera de las aceptadas. Se observa que la recta acimut interseca al anillo amarillo para una inclinación mínima de 10° y máxima de 80°. Estos valores deben ser corregidos de acuerdo a las ecuaciones, en función de la diferencia entre la latitud del lugar y la de 21.43°.

Inclinación máxima = Inclinación límite máx. ($\phi = 21.43^\circ$) – (21.43° – latitud del lugar)

Inclinación mínima = Inclinación límite mín. ($\phi = 21.43^\circ$) – (21.43° – latitud del lugar), siendo 0° su valor mínimo.

De acuerdo a las ecuaciones nuestros límites serán los siguientes:

$$\text{Inclinación máxima} = 80^\circ - (19.49^\circ - 21.43^\circ) = 81.94^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 10^\circ - (19.49^\circ - 21.43^\circ) = 11.94^\circ$$

Por lo tanto, la inclinación y orientación estimadas, están dentro de los valores aceptados. Ahora bien, como método de comprobación se utilizarán las ecuaciones, las que son utilizadas en caso donde los valores se encuentran cerca del límite, estas nos servirán además para estimar el porcentaje de pérdidas de nuestra instalación.

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

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

En nuestro caso utilizaremos la segunda ecuación, ya que la inclinación es de 21.43°, por lo que las pérdidas serán:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (21.43 - 19.49 + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \times 2] = 11\%$$

Con el valor anterior comprobamos que nuestra estimación no solo está dentro de los límites aceptables, sino que también es un valor muy bajo.

Ahora que ya se conoce el valor de las pérdidas por inclinación y orientación, es posible continuar con el cálculo de la irradiación que llegará a la superficie de los paneles, lo cual nos permitirá finalmente conocer el número de paneles necesario para nuestra instalación. La irradiación neta que llegará a la superficie de los paneles es indicada en la tabla, la cual se obtuvo descontando el 11% de la irradiación total sobre la superficie terrestre en ese lugar.

IRRADIACIÓN MENSUAL E IRRADIACIÓN EN PÉRDIDAS PARA LA CIUDAD DE MÉXICO (KW/m2/DIA)												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
4.9	6.8	7.9	6	5.5	4.5	4.6	5.2	5	4.8	5	5.2	5.45
4.4	6.1	7.0	5.3	4.9	4.0	4.1	4.6	4.5	4.3	4.5	4.6	4.9

Conocido el nivel de irradiación diaria, es necesario estimar las horas de sol diarias, o también conocidas como Horas Solares Pico (HSP), las que corresponden a las horas solares equivalentes por día, en base a un nivel de radiación estándar de 1 KW/m2. Las HSP son mostradas en la tabla

HSP MENSUALES (H)												
HSP	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
	4.4	6.1	7	5.3	4.9	4	4.1	4.6	4.5	4.3	4.5	4.6

Ahora bien, después de haber obtenido todos los datos anteriores, es momento de realizar el cálculo del número de paneles solares, que se define con la siguiente ecuación:

$$NP = \frac{E}{0.9 * W_p * HSP}$$

Donde W_p corresponde a la potencia pico del panel, la cual debe ser definida por el diseñador. Para nuestra instalación consideraremos un panel de 130 W_p , además se realizará un cálculo para la condición más desfavorable en términos de HSP, es decir, para el mes de junio, lo cual es recomendable para abastecer de energía eléctrica durante todo el año.

$$NP = \frac{9270}{0.9 * 320 * 4} = 8.04$$

Como se puede apreciar en los cálculos anteriores, el utilizar el criterio del mes más desfavorable en términos de HSP, hace necesario utilizar un panel de mayor potencia, o bien utilizar mayor cantidad de paneles de baja potencia, aumentando también el costo de la instalación. A continuación, en la ecuación se muestra un método de comprobación de la cobertura entregada por la instalación para cada uno de los meses del año, el cual corresponde al Factor de Utilización (F_i) o Factor de Cobertura del mes i .

$$F_i = \frac{\text{Energía disponible}}{\text{Energía consumida}} = \frac{NP * 0.9 * W_p * HSP_i}{E}$$

Donde HSP_i , corresponde a las Horas Solares Pico de un mes específico.

Los valores del Factor de Cobertura para cada uno de los cálculos anteriores, con las respectivas potencias de cada panel son indicados en las siguientes tablas:

FACTOR DE COBERTURA												
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
1.218	1.69	1.963	1.491	1.367	1.118	1.143	1.292	1.243	1.193	1.243	1.292	1.355

Como podemos darnos cuenta en la tabla, los paneles solares cubren todos los requerimientos en absolutamente todos los meses e inclusive rebasa el requerimiento para poder generar la energía suficiente para alimentar a toda nuestra instalación de luminarias.

7.4.4. CÁLCULO DEL REGULADOR

Para estimar el regulador de carga necesario, debemos utilizar los datos indicados por el fabricante del panel solar a utilizar, específicamente nos centraremos en la corriente de cortocircuito (I_{sc}), luego este valor será multiplicado por la cantidad de paneles necesarios para la instalación. Esto se puede observar en la ecuación:

$$I_{m\acute{a}x} = I_{sc} * NP$$

$$I_{m\acute{a}x} = 9.06 * 8 = 72.48$$

7.4.5. CALCULO DEL INVERSOR

Para el seleccionar el inversor, se debe estimar la potencia máxima instantánea demandada, para lo cual es conveniente observar la descripción de los distintos consumos de la casa, indicados en la tabla, de la cual podemos decir que el máximo consumo instantáneo puede alcanzar los 10290 W, esto es, funcionando todos los equipos al mismo tiempo dentro de una hora. Pero de acuerdo al factor de diversidad aplicado, esta potencia alcanza un valor de 7203 W, y sumando a esta el consumo por parte de los equipos propios de la instalación, la potencia instantánea alcanza los 8607 W, estimaremos que la potencia del inversor será de 1000 W.

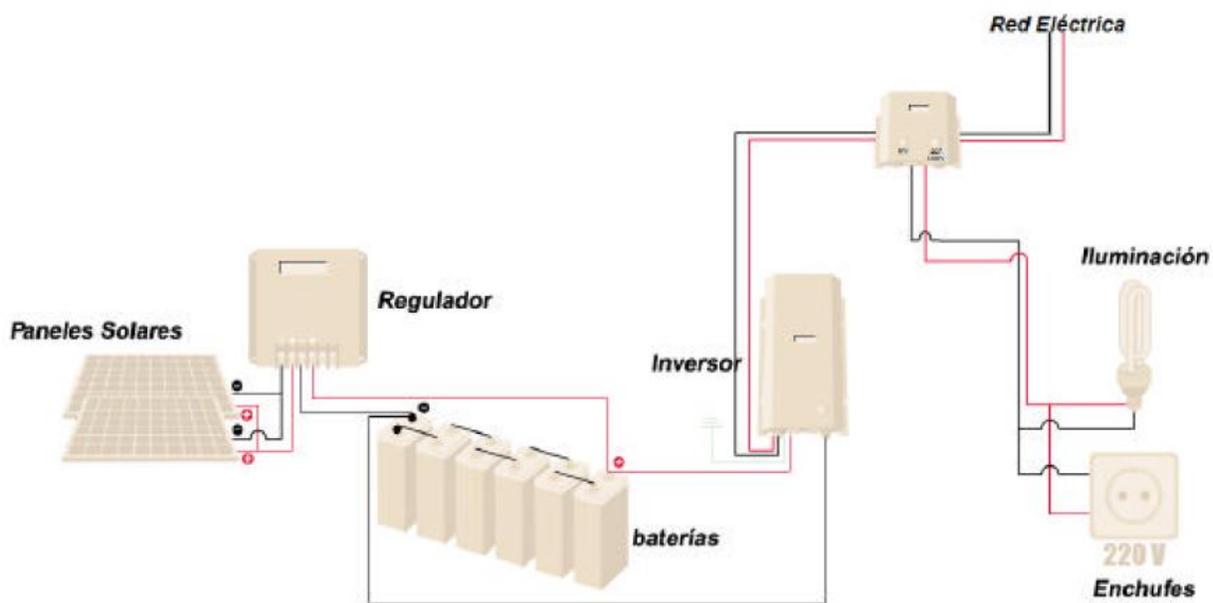
A modo de recomendación se debe decir que los inversores deben trabajar a plena carga, o cercano a esta, a fin de no afectar su eficiencia de funcionamiento.

7.4.6. CONMUTADOR

El conmutador podrá ser del tipo manual o automático, y permitirá realizar el cambio de alimentación eléctrica entre el sistema de generación fotovoltaico y el suministro de energía por medio de la red cableada.

Este actuador funcionará en condiciones de baja carga de las baterías (30% de la capacidad máxima, según lo estipulado para el cálculo del banco de baterías), el cual al detectar un nivel inferior al 30% de la carga máxima, realizará el cambio hacia el suministro de la red eléctrica convencional.

Una vez realizado el dimensionamiento del sistema, la configuración de este sería como se muestra en la figura:



CAPÍTULO 8

8. CONCLUSIONES

- Si bien es cierto, en nuestro país se está incentivando a la utilización de equipos eficientes energéticamente, por medio de las etiquetas de eficiencia energética, es necesario que se acelere el proceso de normalización de las exigencias aplicables a la fabricación de sistemas eléctricos y electrónicos, a fin de eliminar gradualmente a aquellos equipos que posean una menor eficiencia de utilización de la energía.
- Con respecto a la utilización de etiquetas de eficiencia energética en refrigeradores, congeladores y ampolletas, es una medida que ayuda en el proceso de elección del equipo (pero es necesaria la incorporación de más equipos), pero sin embargo es una información que no todos saben interpretar, por lo cual se estima que es necesario realizar campañas educativas en cuanto a la utilización de las etiquetas, cuyo propósito, además del antes mencionado, sea crear conciencia en cuanto a la utilización de la energía, mostrando los beneficios que se obtienen con equipos eficientes.
- Si hacemos la comparación para distintos tipos de ampolletas y potencias, se pueden observar ventajas y desventajas para cada uno de los tipos. Por ejemplo, para la ampolleta incandescente la principal desventaja es su baja eficiencia energética, ya que desperdicia la mayor parte de la energía en calor, mientras que su única ventaja es su bajo precio. Para el caso de las LFC, sus ventajas principales son un consumo energético relativamente bajo y precio accesible, aunque su principal desventaja es lo peligrosas que se vuelven una vez que termina su vida útil, por su contenido de mercurio. Por último, para las ampolletas Led, su principal desventaja, aunque por el momento, es su precio elevado, mientras que las ventajas que entregan con su bajo consumo energético y alto grado de eficiencia, las hacen una alternativa factible para aplicaciones donde se demanden largos periodos de luz artificial.
- El uso de fuentes de energías alternativas, son medidas que permiten aliviar el uso de las energías convencionales, logrando con esto alcanzar una cierta independencia, consiguiendo, además, disminuir los niveles de contaminación al dejar de utilizar en parte combustibles fósiles, disminuyendo también la necesidad de construir centrales eléctricas para satisfacer la demanda energética.
- México es un país privilegiado en lo que respecta a recursos solares, cuenta con una amplia superficie de desierto con altos niveles de radiación solar durante prácticamente durante todo el año.
- La escasa masificación de las instalaciones fotovoltaicas en nuestro país, provoca que los costos asociados a la instalación sean elevados, sin embargo, podemos asegurar que con el ahorro que conlleva a largo plazo, podemos tomar a una instalación fotovoltaica como una inversión que será recuperada en un periodo menor que su vida útil.
- La utilización de ampolletas Led es en estos momentos de las mejores opciones para iluminar cualquier espacio, aunque en un principio el costo puede ser elevado, el ahorro de energía que nos brinda lo compensa.

- Es necesario crear conciencia colectiva en cuanto a la utilización de los recursos disponibles, para lo cual es recomendable partir por nosotros mismos, aplicando medidas simples podremos ayudar a optimizar los recursos y así dar un alivio a nuestro planeta.
- Finalmente, podemos decir que la energía solar fotovoltaica es una de las mejores opciones actualmente, ya que la energía prima que se utiliza, el sol, aunque varía se puede decir que siempre se encuentra presente. Los costos en un principio pueden ser elevados sin embargo se ha comprobado que son remunerados con el paso del tiempo e inclusive se llega a un ahorro energético considerable

FUENTES

- [1] Formación, E. (2007). *Energía solar fotovoltaica*. FC Editorial.
- [2] Solar, S. (2013). Los paneles solares fotovoltaicos. *Recuperado de: [http://www. sitiosolar.com/los-paneles-solares-fotovoltaicos](http://www.sitiosolar.com/los-paneles-solares-fotovoltaicos)*.
- [3] Aparicio, M. P. (2010). *Energía solar fotovoltaica: cálculo de una instalación aislada*. Marcombo.
- [4] Vallina, M. M. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Paraninfo.
- [5] Guasch Murillo, D. (2003). *Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos*. Universitat Politècnica de Catalunya.
- [6] ESCOBAR MEJIA, A. N. D. R. E. S., HOLGUÍN LONDOÑO, M. A. U. R. I. C. I. O., & Osorio, J. C. (2010). Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico. *Scientia et technica*, 16(44).
- [7] de Energia, G. G. D. T. (2004). Solar. *Revista de Energias Renováveis e Ambiente, Revista Semanal*.
- [8] de Energia, G. G. D. T. (2004). Solar. *Revista de Energias Renováveis e Ambiente, Revista Semanal*.
- [9] Villas, M. G. (1999). *Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo* (Vol. 6). IEPALA Editorial.
- [10] Sánchez Pacheco, C. (2010). *Sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a viviendas residenciales en entorno urbano* (Doctoral dissertation).

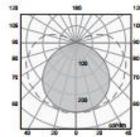
EQUIPO UTILIZADO



CÓDIGO	W	COLOR	V	lm	ÁNGULO
OF4087BBNA	1X15	☐	127-277	1500	110°
OF4087BBFA	1X15	☐	127-277	1500	110°



Luminario en poliéster con carga de fibra de vidrio. Reflector de acero pintado alta reflectancia. Difusor de policarbonato.



CÓDIGO	W	COLOR	EQUIPO	V	lm	ÁNGULO
OF4088B41A	1X32	☐		127-277	2682	120°



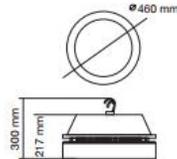
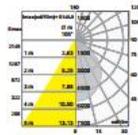
Luminario en poliéster con carga de fibra de vidrio. Reflector de acero pintado alta reflectancia. Difusor de policarbonato.



CÓDIGO	W	COLOR	EQUIPO	V	lm	ÁNGULO
IN8007BBCA	150	☐		127-277	15120	105°
IN8007BBFA	150	☐		127-277	15120	105°
IN8007BBNA	150	☐		127-277	15120	105°
IN8007NBNA	150	■		127-277	15120	105°



Luminario inyectado. Con reflector. Difusor de acrílico frosted. Atenuación 0-10V.

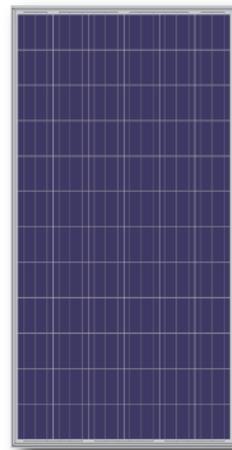


Series modules

Poly-Crystalline Solar Module

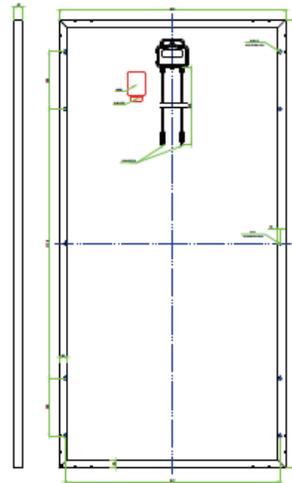
Technology & Quality / Tecnología & Calidad

- A complete photovoltaic industry chain / Una completa cadena industrial fotovoltaica. The Solarever Group has a complete photovoltaic industry chain including crystalline wafer, solar cells, solar modules and photovoltaic system applications. / Grupo Solarever tiene una completa industria fotovoltaica incluyendo lingotes de silicio, celdas solares, módulos solares y sistemas fotovoltaicos.
- Top quality / Gran Calidad
Provision of material and process insurance for 12 years
We guarantee our products above 90% power output in 12 years and above 80% in 25 years, working life over 25 years. / Suministro y proceso de material asegurado por 12 años. Nosotros garantizamos nuestros productos



Mechanical Characteristics

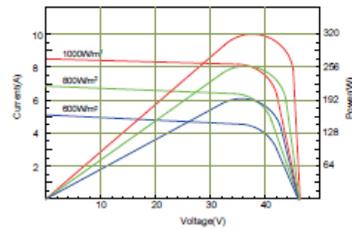
Type of cell	Poly-Crystalline 156x156mm
Cells Array and Number	6x12(72pcs)
Dimensions	1956x991x40mm
Weight	22.0Kg
Front Glass	3.2mm Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Encapsulation	Glass/EVA/Cells/EVA/TPT
Relative Humidity	0 to 100%
Resistance	227g steel ball fall down from 1m height and 60m/s wind
Snow load parameters	5400Pa



Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	45 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-(0.410 ± 0.05)%/K
Temperature Coefficient of Voc	-(0.320 ± 0.01)%/K
Temperature Coefficient of Isc	+(0.050 ± 0.005)%/K
Maximum Series Fuse/current rating	15A

I-V Characteristics Curve



Electrical Characteristics

Characteristics	305W	310W	315W	320W
Open-Circuit Voltage(Voc/V)	45.37	45.66	45.95	46.22
Short-Circuit Current(Isc/A)	8.81	8.89	8.98	9.06
Optimum Circuit Voltage(Vmp/V)	36.88	36.99	37.19	37.38
Optimum Circuit Current(Imp/A)	8.27	8.38	8.47	8.56
Maximum Power at STC(Pmax/W)	305	310	315	320
Module Efficiency	15.72%	15.98%	16.23%	16.49%
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C			
Maximum System Voltage	1000V DC			
Output Power Tolerance	0~+5W			
STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25 °C, AM=1.5				

* power testing tolerance: ±3%

SOLAR Inverter

SI 3000 4000 5000

Quality is our life



Model / Modelo	SI-3000	SI-4000	SI-5000
Input Side(DC) / Entrada			
Max. Input power / Entrada máx. de poder	3.5kW	4.2kW	5.5kW
Max. Input voltage / Entrada máx. de voltaje	600V	600V	600V
Start-up input voltage / Voltaje de arranque	120V	120V	120V
MPPT voltage range / Rango de voltaje MPPT	100-500V	100-500V	100-500V
Max. Input current / Entrada máx. de corriente	10A+10A	10A+10A	10A+10A
MPPT number/Max. input strings number / Número MPPT/Máx. Número de cadenas	2/2	2/2	2/2
Output Side (AC) / Salida			
Rated output power / Potencia de salida	3kW	3.5kW	5kW
Max. transient power / Potencia máx. transitoria	3.3kW	4kW	5kW
Rated grid voltage / Rango de Red de Voltaje		220/230/240V	
Grid voltage range / Rango de Red Voltaje		180~270V(adjustable)	
Rated grid frequency / Rango de frecuencia de red		50/60Hz	
Operating phase / Operación de fase		Dual	
Max. output current / Salida máx. de corriente	15.7A	16A	23.8A
Power factor / Factor de potencia		>0.99	
Total harmonic distortion (THDI) / Total de Distorsión armónica (THDI)		<3%	
DC injection current / Inyección de corriente DC		<20mA	
Grid frequency range / Rango de frecuencia de red		47-52Hz or 57-62Hz(adjustable)	
Efficiency / Eficiencia			
Max. efficiency / Eficiencia máx.	97.5%	97.5%	97.8%
EU efficiency / Eficiencia EU	96.2%	96.2%	97%
MPPT efficiency / Eficiencia MPPT	99.9%	99.9%	99.9%
Protection / Protección			
DC reverse-polarity protection / Protección reversa-polaridad DC		Yes / SI	
Short circuit protection / Protección Cortocircuito		Yes / SI	
Output over current protection / Protección de sobre corriente a la salida		Yes / SI	
Output over voltage protection / Protección de sobre voltaje a la salida		Yes / SI	
Insulation resistance monitoring / Monitoreo de resistencia de aislamiento		Yes / SI	
Residual current detection / Detección de corriente residual		Yes / SI	
Surge protection / Protección contra sobretensiones		Yes / SI	
Grid monitoring / Monitoreo de red		Yes / SI	
Islanding protection / Protección modo isla		Yes / SI	
Temperature protection / Protección de temperatura		Yes / SI	
Integrated DC switch / Interruptor Integrado DC		Optional	
General Data / Datos Generales			
Dimensions / Dimensiones	339W*565H*172.5D(mm)		
Weight / Peso	14.5kg		
Topology / Topología	Transformerless		
Self consumption / Auto-consumo	<1W(Night)		
Operating ambient temperature range / Rango de temperatura ambiente operada	-25°C~60°C		
Ingress protection / Protección de acceso	IP65		
Noise emission(typical) / Emisión de Ruido (típico)	<30 dBA		
Cooling concept / Concepto de enfriamiento	Natural convection / Conveccion natural		
Max. operation altitude / Máx. operación de altitud	2000m		
Designed lifetime / Tiempo de vida	>20 years		
Grid connection standard / Conexion de red estandar	UL1741, G83/2, AS4777, VDE0126-1-1		
Relative humidity / Humedad relativa	0~95%		
Safety/EMC standard / Seguridad/Estandar EMC	EN61000-6-1:2007, EN61000-6-3:2007 IEC62109-1/2; AS3100		
Features / Características			
DC connection / Conexion DC	MC-4 mateable		
AC connection / Conexion AC	IP67 rated plug		
Display / Pantalla	LCD, 2 x 20 Z.		
Interface / Interface	RS 485, WiFi/GPRS (optional)		
Warranty / Garantía	5~10 Years / 5 ~10 años		

PG-12V200 FR 12 Volt 210 AH

Rechargeable Sealed Lead Acid Battery

We've Got The Power.™



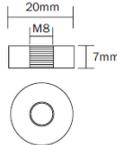
2159 x 279.4 mm

Terminals



(mm)

- T11 - THREADED INSERT - 8mm STUD



Physical Dimensions: in (mm)



Features

- **Long Service Life** - Thick plate design and efficient gas recombination yield a service life expectancy of up to 10 years in standby mode.
- **Low Internal Resistance** - Superb high-rate discharge characteristics ensure reliable performance in UPS and Telecom applications.
- **Maintenance-Free, Non-Spillable** - Proven VRLA technology guarantees safe operation without maintenance and 'non-restricted article' status for transportation.
- **Handles** - Integral carrying handles.
- **Low Self-Discharge** - Lead-calcium alloy grids and use of high purity lead account for superior shelf-life characteristics permitting storage for extended periods of time.
- **Designed-In Reliability** - Cutting-edge manufacturing and

Performance Specifications

Nominal Voltage	12 volts (6 cells)
Nominal Capacity	
20-hr. (11.30A to 10.80 volts)	226.0 AH
10-hr. (21.0A to 10.80 volts)	210.0 AH
8-hr. (25A to 10.50 volts)	200.0 AH
5-hr. (36.10A to 10.50 volts)	180.5 AH
3-hr. (54.60A to 10.50 volts)	163.8 AH
1-hr. (126.0A to 9.60 volts)	126.0 AH
Approximate Weight	144 lbs. (65.3 kg)
Energy Density (10-hr. rate)	1.51 W-h/in ³ (92.29 W-h/l)
Specific Energy (10-hr. rate)	17.50 W-h/lb (38.58 W-h/kg)
Internal Resistance (approx.)	3.0 milliohms
Max Short-Duration Discharge Current (10 Sec.).....	1200 amperes

Charge, Diversion, or Load Controllers



Electrical Specifications

Model	C35	C40	C60
Voltage Configurations	12 and 24 VDC	12, 24, and 48 VDC	12 and 24 VDC
Max. PV Open Circuit Array Voltage	55 VDC	125 VDC	55 VDC
Charging / Load Current (@ 25 °C)	35 amps DC	40 amps DC	60 amps DC
Max. Peak Current	85 amps	85 amps	85 amps
Max. Voltage Drop Through Controller	0.30 volts	0.30 volts	0.30 volts
Typical Operating Consumption	15 ma	15 ma	15 ma
Typical Idle Consumption	3 ma	3 ma	3 ma
Recommended Breaker Size	45 amps	50 amps	60 amps rated at 100% continuous duty
Recommended Wire Size	#8 AWG	#8 AWG	#6 AWG rated at 90 °C
Lead Acid Battery Settings	Adjustable	Adjustable	Adjustable
NiCad Battery Settings	Adjustable	Adjustable	Adjustable
Load Control Mode	Low Voltage Reconnect - Adjustable (sticker provided with unit) all models Low Voltage Disconnect - User selectable manual or automatic reconnection - includes warning flash before disconnect and provides a one time, user selected grace period) all models		