

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ENERGIZACIÓN
DE PLANTAS REMOTAS DE TELECOMUNICACIONES”**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
EDGARD HUMBERTO CHIRINOS COLLADO**

PROMOCIÓN
1965

**LIMA-PERU
2002**

**DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ENERGIZACIÓN
DE PLANTAS REMOTAS DE TELECOMUNICACIONES**

SUMARIO

La obligación regulatoria de brindar servicios de telecomunicaciones confiables e ininterrumpidos, hace necesario entre varios aspectos concernientes a las redes de transporte de información, que se analice y resuelva desde las ópticas de la fiabilidad y el costo, la problemática de la energización de las estaciones de radioenlaces ubicadas en puntos remotos del territorio nacional.

En el presente estudio, se presenta el caso de una estación típica de la red troncal nacional de microondas, a la que por su ubicación debe energizarse mediante una fuente autónoma; habiéndose elegido entre las alternativas existentes, un sistema fotovoltaico capaz de suministrar la energía necesaria a partir de la conversión directa de la radiación solar en electricidad.

Se diseña dicha estación y se enfatiza sus ventajas técnicas y económicas, concluyéndose en que las condiciones ya están dadas en nuestro país, para que la utilización de los sistemas fotovoltaicos se extienda cubriendo los requerimientos de energía eléctrica en rangos de carga año a año crecientes; en todo punto del país donde los suministros públicos no están presentes.

INDICE

	Página
PROLOGO	1
 CAPITULO I: INGENIERÍA BÁSICA - TEORÍA Y DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES FUNDAMENTALES	
1.1 Introducción	3
1.2 Definición de términos	3
1.3 La célula solar – Principios de funcionamiento	5
1.3.1 Estructura de las células solares	5
1.4 Fotogeneración de corriente	6
1.4.1 Característica I-V de la célula solar	9
1.5 Circuito equivalente de una célula solar	10
1.6 El generador fotovoltaico	11
1.6.1 Característica I-V de un generador fotovoltaico	12
1.6.2 Punto de máxima potencia	13
1.7 El módulo fotovoltaico	14
1.7.1 Normativa de homologación	15
1.7.2 Condiciones estándares	15
1.7.3 Comportamiento en condiciones cualesquiera de operación	16
1.8 Interconexión de módulos fotovoltaicos	17
1.8.1 Reducción de las pérdidas por dispersión	18
1.8.2 El tratamiento del punto caliente	18

CAPITULO II : LA RADIACIÓN SOLAR - CARACTERÍSTICAS SOBRE EL TERRITORIO DEL PERÚ Y PARAMETROS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1	Introducción	21
2.2	Definición de términos	21
2.3	Naturaleza de la radiación solar y sus componentes	23
2.4	La posición del sol relativa a las superficies terrestres	24
2.5	Irradiación sobre superficies horizontales y sobre superficies inclinadas .	25
2.5.1	Estimación de la radiación sobre superficies inclinadas	26
2.5.2	Estimación del ángulo de inclinación	28
2.6	Determinación de las inclinaciones del campo solar para el Perú	29
2.7	Características de la radiación solar sobre el territorio del Perú	30
2.8	Determinación de las horas equivalentes de sol para el territorio nacional	31
2.9	El mapa ESH	33

CAPITULO III: EL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO

3.1	Introducción	34
3.2	Definición de términos	35
3.3	La batería de plomo-ácido	37
3.3.1	Baterías para operación en régimen fotovoltaico	38
3.3.2	Proceso de ciclado	39
3.3.3	Efecto de la temperatura	41
3.4	Acondicionamiento de la potencia	42
3.4.1	El regulador fotovoltaico	42
3.4.2	Convertidores DC-DC	45
3.4.3	Convertidores DC-AC	46

3,5	Dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo	47
3.5.1	La eficiencia del generador fotovoltaico	48
3.5.2	La fiabilidad	50
3.6	Métodos de dimensionado	51

**CAPITULO IV: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
UNA ESTACIÓN DE RADIOENLACES UBICADA
EN LA REGIÓN SUR DEL PERÚ**

4.1	Introducción	53
4.2	Características y ubicación de la Estación	54
4.3	Determinación y características de la carga	55
4.4	Componentes del sistema	56
4.4.1	Elección del módulo solar	56
4.4.2	Elección de la batería	57
4.4.3	Elección del regulador fotovoltaico	58
4.5	Dimensionado del campo solar y del banco de baterías	59
4.5.1	Cálculo del número de módulos	60
4.5.2	Cálculo de la capacidad del banco de baterías	61
4.5.3	Comprobaciones de las capacidades del sistema	62
4.6	Emplazamiento del campo solar	63
4.7	Protección eléctrica del sistema	65
4.8	Disposición de la planta interior	66

**CAPITULO V: ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO CON
LOS SISTEMAS CONVENCIONALES**

5.1	Introducción	68
5.2	Costo del sistema fotovoltaico puesto en funcionamiento	69

5.3	Costo del sistema dual de grupos electrógenos	71
5.4	Costos de operación y mantenimiento	73
5.5	Comentarios de comparación	74
5.6	Proyecciones y escenarios de futuro	74
	CONCLUSIONES	77
	ANEXO A: Valores medios de la irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú	79
	ANEXO B: Zonas de irradiación solar en el territorio del Perú	85
	ANEXO C: Distribución territorial entre las zonas de irradiación solar y Mapa de zonificación	90
	ANEXO D: Análisis comparativo entre células de silicio monocristalino y de silicio policristalino	96
	ANEXO E: Características técnicas de unidades y equipos elegidos	99
	ANEXO F: Ubicación, Planta y elevaciones de la obra civil	104
	BIBLIOGRAFÍA	109

PROLOGO

El presente trabajo tiene como finalidad, mostrar como se decide el empleo de un sistema fotovoltaico y como se diseña este, para energizar confiable y económicamente una estación de radioenlaces para servicios públicos de telecomunicaciones, ubicada en un punto remoto del territorio nacional alejado de las redes de suministro eléctrico.

Se ha organizado el informe separando y tratando con mayor detalle los tópicos exclusivos de la tecnología fotovoltaica. Las tecnologías tradicionales que también conforman los sistemas fotovoltaicos, son tratados con menor amplitud.

En el capítulo I “Ingeniería básica” se explican los aspectos teóricos de la generación fotovoltaica, se describe a la célula solar como componente fundamental de dicha generación y al módulo solar en sus características de fábrica y en su respuesta eléctrica como elemento único y como parte de una asociación con otros módulos conformando un campo solar generador.

En el capítulo II “La radiación solar” se detalla la naturaleza de esta radiación en relación con el efecto fotovoltaico y su comportamiento al incidir sobre planos horizontales y planos inclinados al nivel de las superficies terrestres. También se establecen sus características sobre el territorio del Perú y se definen los parámetros que en relación a la radiación solar intervienen en el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

En el capítulo III “El sistema fotovoltaico autónomo” se expone la conformación de este tipo de sistemas, se detallan las características de las baterías que son específicas para trabajo en régimen fotovoltaico y se especifican los componentes que acondicionan la potencia en el sistema. Se tratan asimismo los aspectos de eficiencia de generación, de fiabilidad de sistema y los criterios para el dimensionado de este tipo de sistemas.

En el capítulo IV “Diseño de un sistema para una estación de radioenlaces” se identifica a la estación de Co. Caracoyo y se sigue paso a paso el proceso de diseño que se inicia con la determinación de la carga y la elección de componentes, prosigue con los cálculos del número de módulos y capacidad del banco de baterías, el emplazamiento del campo solar, la protección eléctrica y demás aspectos complementarios.

En el capítulo V “Análisis económico comparativo” se muestra que tanto el costo de inversión como los costos de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico son menores que la alternativa tradicional del sistema dual de grupos electrógenos y que la diferencia deberá incrementarse a corto plazo con la toma de conciencia sobre los costos ocultos que entraña la generación por combustibles fósiles.

Se concluye que los sistemas fotovoltaicos autónomos en ubicaciones remotas y para cargas que al presente año pueden ser de hasta 1,5 kW son ya la solución correcta y que la brecha técnico-económica frente a las tecnologías convencionales crece con el tiempo, haciendo factible el abastecer progresivamente a cargas de mayor magnitud con los sistemas fotovoltaicos.

CAPITULO I

INGENIERIA BASICA:

TEORIA Y DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES FUNDAMENTALES

1.1 Introducción

Se reúne los aspectos teóricos concernientes al fenómeno físico conocido como *efecto fotovoltaico* con la descripción de la célula solar, componente fundamental en el que se realiza la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica; y con la descripción de como estas células para su empleo práctico son asociadas eléctricamente para obtener los valores de corriente y voltaje requeridos para una determinada aplicación.

También se describe según el estado actual del arte y la técnica, el módulo solar, unidad básica de equipo con el que se conforman los sistemas fotovoltaicos.

1.2 Definición de términos

- a) *Efecto fotovoltaico*: Fenómeno por el cual la energía de las radiaciones electromagnéticas se convierte directamente en energía eléctrica. Aunque su descubrimiento data de 1839, no se le encontró aplicación técnica hasta 1954 cuando se obtuvo la primera célula solar de relativa eficiencia.
- b) *Fotón*: Partícula indivisible moviéndose siempre a la velocidad de la luz. Las radiaciones electromagnéticas, y por tanto la radiación solar, están constituidas por fotones los que carecen de carga y no poseen masa, por lo que se les considera también como ondas caracterizadas por una frecuencia y una longitud de onda.

- c) Célula solar: Dispositivo de estado sólido, a base de material de naturaleza semiconductor que convierte la luz solar directamente en electricidad. También denominada “Célula fotovoltaica”, es el elemento básico de generación de corriente eléctrica en los sistemas fotovoltaicos.
- d) Corriente fotogenerada: Corriente debida a la generación de portadores electrón-hueco producida por la iluminación en una célula fotovoltaica.
- e) Corriente de oscuridad: Corriente debida a la recombinación de portadores en una célula fotovoltaica, y que da lugar al voltaje necesario para entregar energía a la carga. También conocida con las denominaciones “corriente de diodo” ó “corriente de polarización”.
- f) Módulo fotovoltaico: Unidad física de generación eléctrica conformada por un conjunto de células solares interconectadas y encapsuladas. También se le denomina “panel fotovoltaico”, “panel solar” ó “módulo solar”.
- g) TONC: “Temperatura de operación nominal de la célula”. Es parámetro de caracterización de los módulos fotovoltaicos que se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete el módulo a determinadas condiciones estandarizadas de operación.
- h) Hot spot: Posibilidad de sobrecalentamiento destructivo de unas células en un módulo solar, debido a la disipación de energía que en ellas se efectúa al haberse convertido en carga de las demás células. Fenómeno también denominado como “punto caliente”
- i) Eficiencia de conversión: En una célula solar se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y la potencia de la radiación incidente sobre la célula.

1.3 La célula solar – Principios de funcionamiento

Los fotones que constituyen la luz del sol, al incidir sobre los materiales de naturaleza semiconductor, son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor, con lo que se rompe el enlace que les mantenía ligados a los átomos respectivos. Por cada enlace roto se dispone de un electrón libre y queda en el enlace lo que se llama un hueco. Ambos, electrón y hueco pueden desplazarse libremente dentro del material, este último transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento de otros electrones. Un hueco se comporta como partícula con carga positiva en oposición a la carga negativa del electrón.

Para separar los electrones de los huecos e impedir el restablecimiento de los enlaces, se utiliza un campo eléctrico (diferencia de potencial) que hace que unos y otros circulen en direcciones opuestas generándose una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo y liberar la energía cedida por los fotones.

1.3.1 Estructura de las células solares

En una célula solar, este campo eléctrico se consigue en la unión de dos capas de un cristal semiconductor de conductividades diferentes. Si el material semiconductor es el silicio, una de las capas –capa *n*- se impurifica con fósforo que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio mientras que la otra capa –capa *p*- se impurifica con boro que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el silicio. Ello da lugar a una gran diferencia en las concentraciones de electrones y huecos entre una capa y otra, lo que origina un campo eléctrico dirigido de la capa *n* a la capa *p*. Este campo es el responsable de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la célula se expone a la luz solar.

Las células solares están pues esencialmente conformadas por la unión de las capas p y n . En las células de silicio mayoritariamente empleadas en la actualidad, la unión $p-n$ se obtiene difundiendo una capa de fósforo en una oblea de silicio que originalmente ha sido toda impurificada con boro. La capa difundida –capa n – comúnmente denominada capa *emisora* tiene una profundidad típica de entre 0,2 a 0,5 μm .

La estructura típica de una célula de silicio se muestra en la figura 1.1 donde se puede observar además que el contacto eléctrico sobre la capa emisora que a su vez es la cara iluminada de la célula, son contactos en forma de peine lo cual es una solución de compromiso entre dejar libre a la penetración de la luz la mayor superficie del semiconductor y tener un contacto de baja resistencia eléctrica.

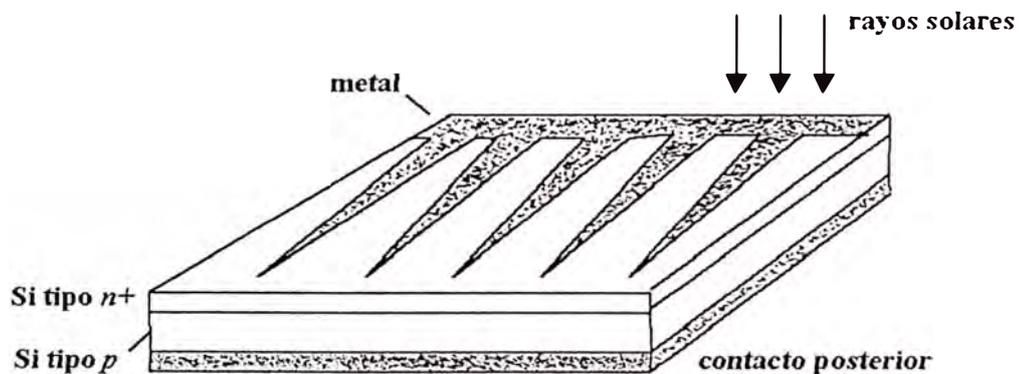


Figura 1.1: Estructura de una célula de silicio

1.4 Fotogeneración de corriente

Al exponerse a la luz del sol una célula solar que se encuentra conectada a una carga externa como se indica en la figura 1.2, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior

por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. Es en estas condiciones que la célula se comporta como un generador de energía.

Esta corriente entregada a la carga viene a ser el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen y que son las siguientes:

- a) La corriente fotogenerada o fotocorriente I_L debida a la generación de portadores que produce la iluminación.
- b) La corriente de diodo o corriente de oscuridad I_D debida a la recombinación de portadores y que es la que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

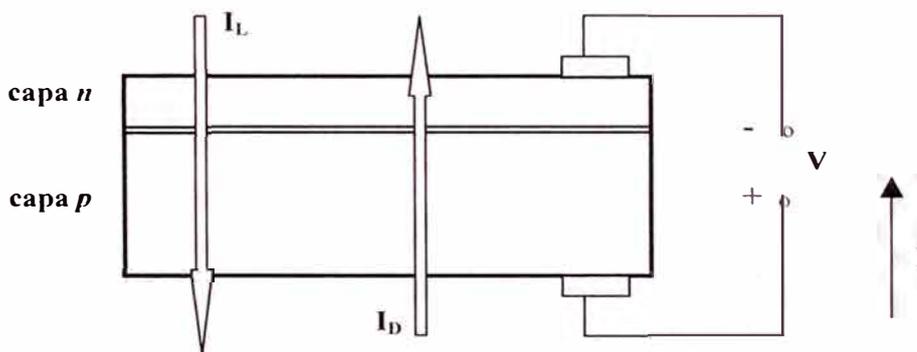


Figura 1.2: La célula solar como generadora de energía

Si la célula responde linealmente a las dos excitaciones de iluminación y voltaje (como en efecto sucede con la mayoría de las células actuales), la corriente neta que circula por el exterior será la resultante de la suma algebraica siguiente:

$$I = I_L - I_D(V) \quad (1.1)$$

que es la expresión característica de la célula solar, válida en todos sus rangos de funcionamiento, incluido cuando actúa como un diodo receptor de energía porque la recombinación excede a la generación.

Ahora, la fotocorriente I_L es el resultado solo de los fotones incidentes que son absorbidos por los electrones de valencia. Para el silicio los fotones susceptibles de absorber tienen energías de alrededor de 1,12 eV y estos constituyen aproximadamente el 60% de la radiación solar. Los fotones no absorbidos se agrupan entonces en las tres categorías de pérdidas siguientes:

- *Pérdidas de no-absorción:* debidas a los fotones que atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos por tener una energía inferior a la requerida para romper el enlace de los electrones de valencia.
- *Pérdidas de transmisión:* debidas a que una parte de los fotones con energía suficiente o mayor, también atraviesan el delgado espesor del semiconductor sin ser absorbidos
- *Pérdidas de reflexión:* debidas a que otra parte de todos los fotones incidentes se refleja en la superficie de la célula por la diferencia de los índices de refracción.

Las pérdidas de no-absorción son inevitables ya que dependen únicamente de las propiedades del semiconductor. En cambio las pérdidas de transmisión y reflexión pueden minimizarse o reducirse a cero mediante diseños adecuados y materiales antireflectantes sobre las células.

Por tanto, para la máxima fotocorriente que cabe esperar de una célula solar no se considera las dos últimas pérdidas, con lo que esta fotocorriente se expresa por la integral:

$$I_L \leq eA_C \int_{E_G}^{\infty} S(E) dE \quad (1.2)$$

siendo e la carga del electrón ($1,602 \times 10^{-19}$ C), A_C el área de célula iluminada y $S(E)$ el número de fotones de energía E incidentes sobre la célula por unidad de superficie y tiempo,

Así la máxima corriente que puede fotogenerarse en una célula de silicio en una ubicación a nivel del mar (Masa relativa del aire de valor 1,5) resulta ser de $42,3 \text{ mA/cm}^2$. Las células comerciales tienen un punto de trabajo característico con valores de alrededor de $0,45 \text{ V}$ y 30 mA/cm^2

1.4.1 Característica I-V de la célula solar en iluminación

El funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga, es decir actuando como generador de energía es normalmente expresada por la curva I-V de la figura 1.3. Aquí por facilidad representativa se considera positivas las corrientes de generación (al contrario de lo que es en los circuitos que utilizan diodos)

Densidad de corriente

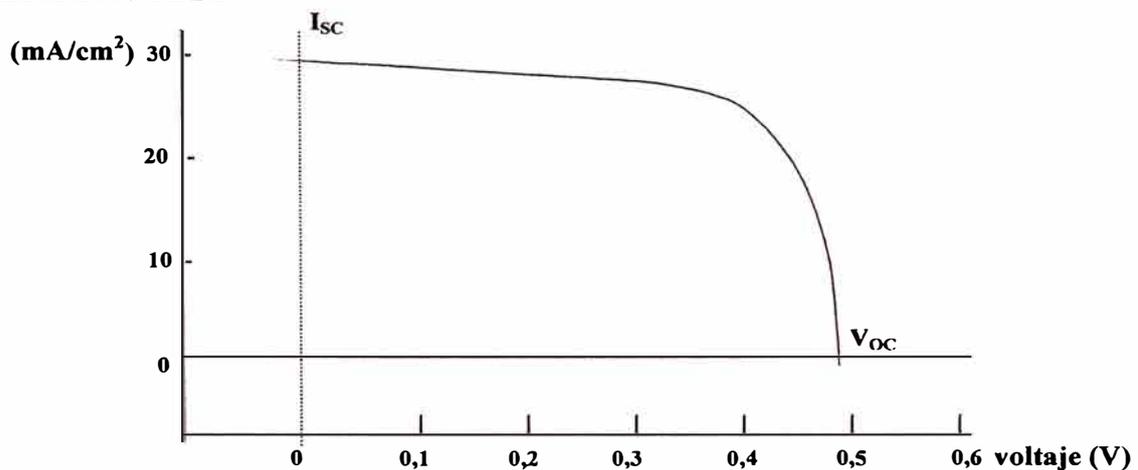


Figura 1.3: Característica I-V de iluminación

Dos parámetros de importancia son identificados en esta región de generación de corriente:

- a) *La corriente de cortocircuito I_{SC}* : Que, a la vez que es el mayor valor de la corriente a obtener (condiciones de cortocircuito), y es también igual a la corriente fotogenerada:

$$I_{SC} = I(V=0) = I_L \quad (1.3)$$

- b) *La tensión de circuito abierto V_{OC}* : Que se da cuando la corriente fotogenerada es neutralizada completamente por la corriente de polarización (condiciones de circuito abierto):

$$I_L = I_D(V_{OC}) \quad (1.4)$$

1.5 Circuito equivalente de una célula solar

La descripción del comportamiento de una célula solar en términos de elementos de circuito se hace necesario para analizar el comportamiento de células interconectadas en serie y en paralelo, como ocurre en los módulos fotovoltaicos.

Para una célula constituida por una unión *p-n* ideal y donde se cumple intrínsecamente la suma algebraica (1.1) resulta inmediato establecer el circuito siguiente:

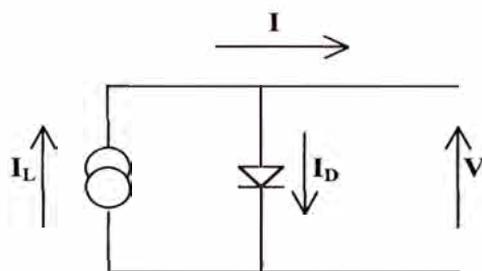


Figura 1.4: Circuito equivalente intrínseco de una célula solar

Sin embargo en una célula solar real se dan otros efectos que afectan su comportamiento externo como son las fugas de corriente proporcionales a la tensión, que pueden representarse por una resistencia paralelo, y el efecto de la resistencia

serie. Aunque ambos efectos tienen un carácter distribuido en el dispositivo, es práctico representarlos por resistencias concentradas de modo que el circuito equivalente es:

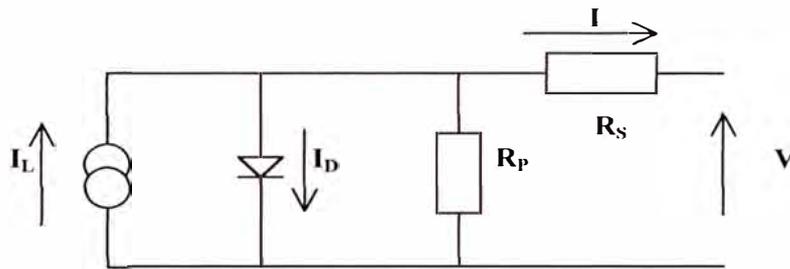


Figura 1.5: Circuito equivalente de una célula solar real

La resistencia paralelo puede tener diversos orígenes como son fugas de corriente por la superficie de los bordes de la célula, fugas por caminos de difusión en las fronteras de grano (células policristalinas), fugas por pequeños cortocircuitos metálicos, etc. En el caso de las células de silicio actuales podemos ver sin embargo que para funcionamiento normal este efecto de resistencia paralelo ya es mínimo y carece de importancia.

En cambio el efecto de la resistencia serie que debe su origen a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, especialmente de los dientes de peine que conforman la rejilla frontal, y a la ofrecida por las propias capas semiconductoras; puede ser determinante de un bajo rendimiento si la resistencia es elevada sobre todo en las células que trabajan con altos niveles de corriente. Aquí un buen diseño de la célula y un riguroso proceso de fabricación deben ser observados.

1.6 El generador fotovoltaico

Para su empleo práctico, las células solares se asocian eléctricamente en combinaciones diversas a fin de obtener los valores de tensión y corriente requeridos para una aplicación determinada.

Para definir el comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico se ha universalizado un conjunto de parámetros que se obtienen en ciertas condiciones particulares de medida (condiciones estándares que se verán al tratar los módulos solares). Estos parámetros tienen su origen en:

- a) El comportamiento eléctrico de las células
- b) La radiación solar incidente en un punto determinado.
- c) La temperatura ambiente del lugar.

1.6.1 Característica I-V de un generador fotovoltaico

Las células solares que se asocian eléctricamente para conformar el generador no son por lo general idénticas y aportan comportamientos diferentes. Sin embargo al tratarse de generadores de silicio cristalino se ha visto que con errores muy pequeños puede obtenerse la característica I-V bajo los supuestos siguientes:

- a) Que todas las células de un mismo generador son idénticas, y que trabajan a la misma temperatura e igualmente iluminadas.
- b) Que los efectos de la resistencia paralelo son despreciables
- c) Que la corriente generada I_L y la corriente de cortocircuito I_{SC} son iguales
- d) Que las caídas de tensión en los conductores que interconectan las células son despreciables.

Con lo que se establece las expresiones siguientes:

$$I_G = I_{N_P} \quad V_G = I_{N_S} \quad (1.5)$$

donde I_G y V_G son la corriente y la tensión del generador y N_P y N_S el número de células asociadas en paralelo y en serie, tal como se muestra en la figura 1.6

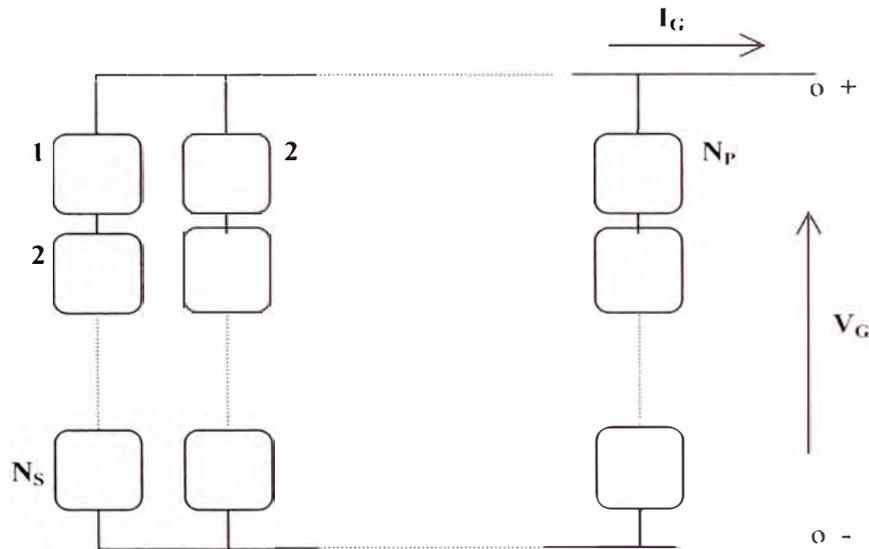


Figura 1.6: Esquema eléctrico de un generador fotovoltaico

La característica I-V del generador fotovoltaico se aproxima en mucho por lo tanto a la característica I-V de la célula solar ya señalada con la figura 1.3.

1.6.2 Punto de máxima potencia

En la curva de la figura 1.7, es importante apreciar que entre I_{SC} (corriente de corto circuito) y V_{OC} (tensión de circuito abierto) rango donde las células funcionan como generadoras; la potencia entregada a una carga resistiva es el producto $P = IV$ y que existirá un punto de funcionamiento (I_M, V_M) para el que la potencia entregada sea la máxima;

La eficiencia de conversión energética se expresa entonces según:

$$\eta = \frac{I_M \times V_M}{P_L}$$

donde P_L es la radiación incidente. El punto de *máxima potencia* (I_M , V_M) es muy utilizado como uno de los parámetros que caracterizan a los generadores fotovoltaicos presentes en el mercado mundial.

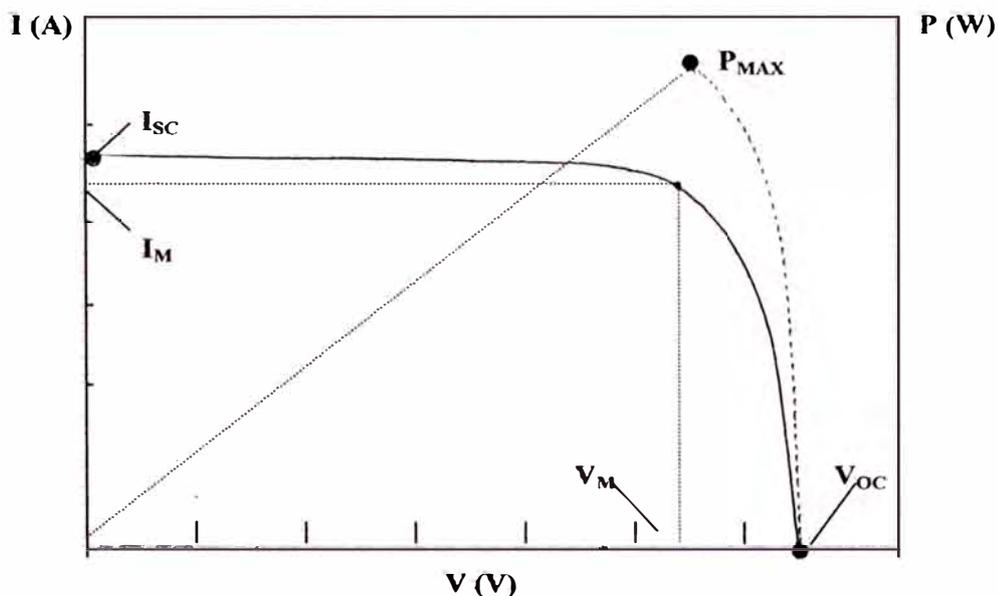


Figura 1.7: Punto de máxima potencia y otros parámetros

1.7 El módulo fotovoltaico

Para hacer posible su manejo práctico, los fabricantes encapsulan a cada generador fotovoltaico (esto es a un grupo de células solares) en un único bloque al que se denomina panel o módulo fotovoltaico. Con el encapsulamiento se protege a las células de los agentes presentes en la intemperie, se las aísla eléctricamente del exterior y asimismo se llega a tener una unidad con adecuada rigidez mecánica.

Actualmente la vida útil de los módulos en condiciones normales de operación debe ser superior a 20 años, lo cual está determinado solo por la duración del encapsulado que se fabrica para ser impermeable al agua, para resistir la fatiga térmica, la abrasión y no menos importante, para la disipación térmica de las células.

Los tipos de módulos presentes en el mercado son muy diversos. El más característico y frecuente para potencias medias y altas está conformado por 36 células solares de silicio cristalino, de igual tamaño, asociadas en serie y dispuestas en formación de 9x4. La superficie de este módulo típico varía entre 0,5 y 0,7 m² dependiendo del tamaño de las células.

1.7.1 Normativa de homologación

Varios países y organismos internacionales han implantado normas relativas a la durabilidad y seguridad de los módulos fotovoltaicos. Las principales son:

- a) De la Comunidad Europea: Norma CEC-Spec 503 con la cual certifica los módulos el Laboratorio de investigación conjunta situado en Ispra – Italia.
- b) De U.S.A: Especificación 5101-161 del Jet Propulsion Laboratories (JPL)
- c) De U.S.A: Listado 1703 del Underwriters Laboratories (UL)

Estas normas son una garantía de durabilidad de los módulos por lo que el empleo de módulos homologados es altamente recomendable.

1.7.2 Condiciones estándares

Los módulos fotovoltaicos son identificados por su comportamiento eléctrico (su característica I-V bajo determinadas condiciones de iluminación y temperatura) el cual es definido por varios parámetros que se obtienen en unas condiciones estándares de medida que se han universalizado y que son las siguientes:

Irradiancia	100 mW/cm ² (o 1 kW/m ²)
Distribución espectral	AM 1,5
Incidencia de la radiación	Normal (perpendicular)
Temperatura de la célula	25 °C

Bajo estas condiciones se miden por lo general los parámetros siguientes que los fabricantes suministran conjuntamente con cada módulo:

P_{MAXM}	Potencia máxima que puede entregar el módulo
I_{SCM}	Corriente de cortocircuito
V_{OCM}	Tensión de circuito abierto
I_M	Corriente en el punto de máxima potencia
V_M	Tensión en el punto de máxima potencia

La Temperatura de Operación Nominal de la Célula TONC completa la identificación del módulo fotovoltaico. Esta temperatura es alcanzada por las células cuando se somete el módulo a las siguientes condiciones de operación:

Irradiancia	80 mW/cm ² (u 800 W/m ²)
Distribución espectral	AM 1,5
Incidencia de la radiación	Normal (perpendicular)
Temperatura ambiente	20 °C
Velocidad del viento	1 m/s

El valor de TONC para los módulos que se encuentran en el mercado actual, oscila entre 42 y 46 °C. La disipación del calor desde las células al ambiente se efectúa totalmente en la práctica mediante las facilidades de conducción dadas al encapsulado.

1.7.3 Comportamiento en condiciones cualesquiera de operación

Las curvas I-V que para varias iluminaciones y temperaturas suelen encontrarse en los catálogos de los fabricantes son por lo general el resultado de asumir como válidas las hipótesis siguientes:

- a) La corriente de cortocircuito de una célula solar en condiciones reales de operación, depende exclusivamente de la irradiancia, despreciando los efectos de la temperatura de la célula.
- b) El voltaje de circuito abierto de un módulo depende exclusivamente de la temperatura de sus células solares, despreciando los efectos de la iluminación.
- c) La resistencia serie es una característica independiente de las condiciones particulares de operación.

La cercana aproximación (mayor al 99%) al comportamiento real obtenida bajo estas hipótesis, otorga validez a toda curva I-V que se requiera definir a partir de los parámetros de un módulo medidos bajo condiciones estándares, y para cualquier condición de operación que se encuentre definida por un valor de irradiancia G y un valor de temperatura ambiente T_a .

1.8 Interconexión de módulos fotovoltaicos

Las células de un módulo, y los módulos que se interconectan formando un campo solar generador, no son en la realidad iguales ni trabajan en idénticas condiciones de operación pues ambos presentan una cierta dispersión en sus características tanto por el proceso mismo de fabricación, como por las diferentes condiciones de operación que simultáneamente pueden producirse dentro del campo generador.

Esta dispersión tiene los dos efectos significativos siguientes:

- a) La potencia máxima que puede entregar el campo solar es inferior a la suma de las potencias máximas de los módulos que lo conforman. Hay por tanto una *pérdida por dispersión*.

- b) En ciertas circunstancias, algunas células pueden llegar a convertirse en “cargas” y disipar la energía generada por las demás. Con ello elevarían notablemente su temperatura y si sobrepasan los 85 °C llegarían a dañar los materiales encapsulantes irreversiblemente, quedando inservible el módulo. Es el fenómeno del *punto caliente* ó *hot spot*

1.8.1 Reducción de las pérdidas por dispersión

Prácticamente la totalidad de los campos solares actuales se conforman asociando primero módulos en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado y después asociando en paralelo ramas en serie para alcanzar el nivel de corriente que se requiere. Las pérdidas de dispersión se las puede reducir con un primer procedimiento consistente en reunir en las ramas en serie, los módulos con similar valor de corriente máxima I_M según clasificación previa en dos o tres categorías. Esto es posible porque las características eléctricas de los módulos presentes en el mercado no difieren de los valores nominales en mas de un 10%.

Para tensiones nominales de trabajo menores a 12 V se cuenta también con la posibilidad de elegir módulos configurados por conexiones serie y paralelo entre sus células, con lo que la reducción de las pérdidas es conseguida en cada módulo.

1.8.2 El tratamiento del punto caliente

En la vida operativa de los módulos solares, se pueden dar diferentes condiciones de operación para algunas de las células en comparación a las restantes, cuando por ejemplo, unas se encuentran bajo la sombra de una nube y las restantes no; ó cuando en parte de los módulos se ha acumulado mas polvo o suciedad dando lugar a que unas células reciban menor radiación.

Para evitar que las células con menor radiación, se conviertan en carga de las demás, sobrecalentándose por la potencia a disipar; se cuenta con la solución de conectar *diodos de paso* en paralelo a grupos de células asociadas en serie como se muestra en la figura 1.8

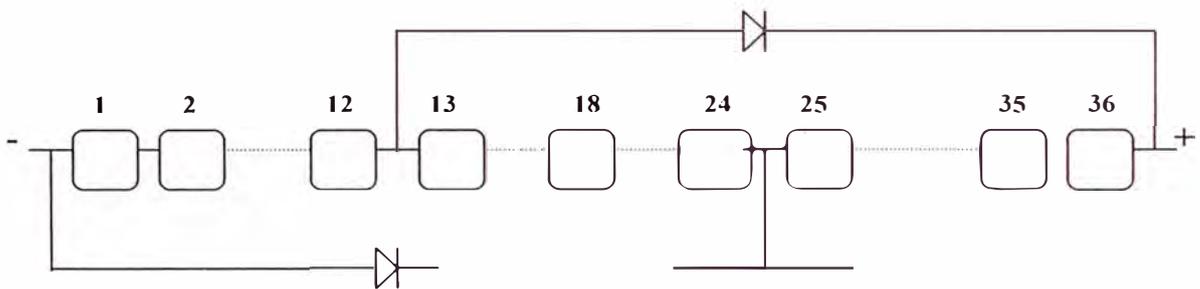


Figura 1.8: Diodos de paso en células asociadas en serie

Puede verse que si la polaridad de los diodos es opuesta a la de las células, ocurrirá que al polarizarse estas inversamente, el diodo o diodos involucrados lo harán positivamente proporcionando un camino de paso a la corriente debida a las otras células ó grupos de células del campo solar. Esto limita la máxima potencia a disipar por una célula, a la generada únicamente por las que componen su propio grupo.

Adicionalmente, la disposición de los diodos mostrada en la figura 1.8 tiene la ventaja de no producir cortocircuitos en caso de confusión de polaridad.

Muchos de los módulos solares presentes en el mercado, traen ya incorporados estos diodos de paso en sus cajas de conexión como solución efectiva al fenómeno del sobrecalentamiento o del *punto caliente*.

Por otro lado las diferencias de tensión entre grupos de módulos asociados en paralelo, también podrían generar situaciones de *punto caliente* en las que el grupo con menor V_{OC} se comporte como una carga y disipe la potencia generada por los otros grupos de módulos. Para evitarlo se recurre en este caso a la inserción de *diodos de bloqueo* en serie con cada grupo de módulos como se muestra en la figura 1.9

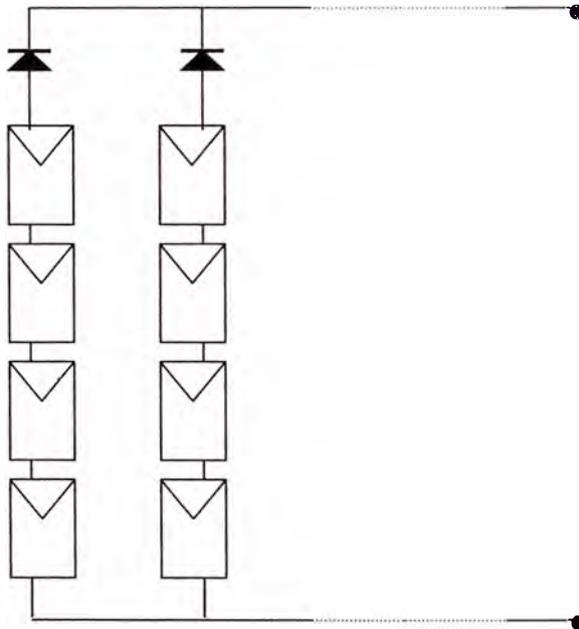


Figura 1.9: Diodos de bloqueo en un generador fotovoltaico

En la práctica estas diferencias de tensión entre grupos de módulos asociados en paralelo, solo pueden llegar a ser significativas cuando la tensión de trabajo es elevada, por lo que tales diodos son utilizados generalmente para tensiones mayores a 96 Vdc.

CAPITULO II

LA RADIACION SOLAR:

CARACTERISTICAS SOBRE EL TERRITORIO DEL PERU Y

PARAMETROS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 Introducción

La naturaleza de la radiación solar, sus componentes y los aspectos de la irradiación solar que interesan o que son específicos para los sistemas fotovoltaicos, se reúnen con la exposición de las características particulares de la radiación sobre el territorio del Perú y la consiguiente determinación de los parámetros que se derivan de ella, y que deben utilizarse en el diseño de los sistemas.

Se incluye el procedimiento seguido para llegar a una zonificación del país en ámbitos definidos por un valor de irradiación solar, con lo que se establece para cualquier punto del país el valor ESH, principal parámetro para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

2.2 Definición de términos

- a) Radiación solar: Término genérico para las radiaciones electromagnéticas provenientes del sol. Es asimismo la energía total que procede del sol y que incide sobre un receptor cualquiera.
- b) Irradiancia: Es la densidad de potencia incidente sobre una superficie, o lo que es lo mismo es la energía incidente en una superficie. Se expresa por lo general en kW/m^2

- c) Irradiación: Es la irradiancia a lo largo de un cierto periodo de tiempo (irradiación horaria, irradiación diaria, etc) y se expresa mayormente en $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$. También se le conoce como intensidad de radiación.
- d) Radiación anisotrópica: Radiación cuya distribución angular varía en el tiempo y según las diferentes direcciones. Es característica de la radiación difusa.
- e) Radiación isotrópica: Radiación cuya intensidad es uniforme y no dependiente de la dirección de la que proviene. Caso particular de la radiación difusa para cielos completamente cubiertos de nubes.
- f) Albedo: Relación entre la radiación solar reflejada por una superficie y la total incidente. En la superficie terrestre el albedo varía desde el 0,05 del material más oscuro al 0,75 de la nieve.
- g) Plano de la eclíptica: Plano sobre el que la tierra describe una órbita elíptica alrededor del sol.
- h) Eje polar: Eje central alrededor del cual la tierra rota a un ritmo de una vuelta por día. Este eje a su vez gira alrededor de la perpendicular al plano de la eclíptica.
- i) Declinación solar: Angulo formado por el plano del ecuador con la recta que pasa por los centros del sol y la tierra.
- j) Esfera celeste: Representación del cielo muy utilizada, consistente en una esfera imaginaria con la tierra fija en su centro.
- k) ESH: Horas equivalentes de sol (equivalent sun hours) o número de horas diarias (h/día), en que se considera que la irradiancia incide sobre el campo solar con una energía de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Entonces el valor ESH coincide

numéricamente con el valor de la irradiación en kW.h/m^2 de un día determinado.

2.3 Naturaleza de la radiación solar y sus componentes

Las radiaciones electromagnéticas en las bandas ópticas son las que conforman casi totalmente la radiación solar, y esta a su vez es el componente casi exclusivo de la radiación extraterrestre que llega a la atmósfera de la tierra y que luego de atravesarla incide sobre un receptor cualquiera como es una célula fotovoltaica ubicado sobre la superficie terrestre.

Los componentes atmosféricos actúan sobre la radiación solar de los modos siguientes:

- a) La reflejan en parte como es el caso de las nubes
- b) La dispersan en parte como se da con las gotas de agua, polvo en suspensión, etc
- c) La absorben en parte como ocurre con el ozono, anhídrido carbónico, vapor de agua, etc

Por último de la radiación que llega al suelo, una parte es absorbida por el propio suelo y otra parte es reflejada de nuevo hacia la atmósfera. Con todo ello es posible descomponer la radiación global incidente sobre un receptor, en los tres componentes bien diferenciados siguientes:

- a) *La radiación directa:* Constituida por los haces de rayos que se reciben del sol en línea recta.
- b) *La radiación difusa:* Procedente del cielo circundante y debida a los rayos no directos y dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor.
- c) *La radiación del albedo:* Procedente del suelo y debida a la reflexión de la radiación que incide sobre él.

En la figura 2.1 se muestra como estos componentes están presentes y se añaden para formar el total de radiación incidente sobre, por ejemplo, un campo solar fotovoltaico.

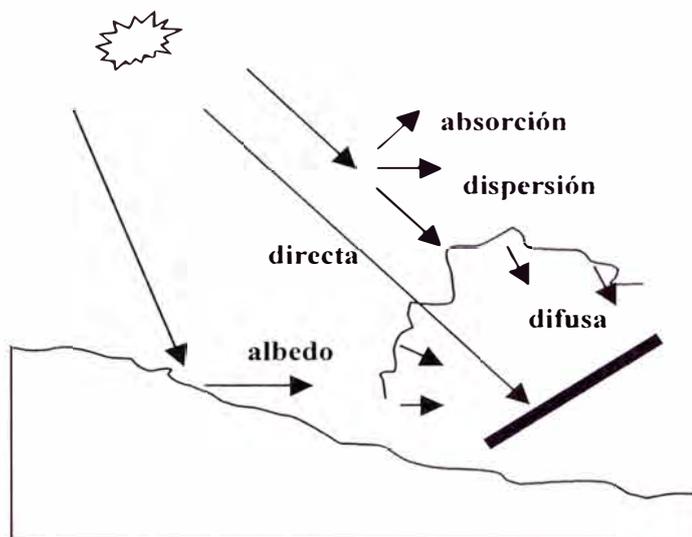


Figura 2.1: Componentes de la radiación solar

2.4 La posición del sol relativa a las superficies terrestres

En las aplicaciones fotovoltaicas, entre ellas las de telecomunicaciones, deberá estimarse una inclinación del campo solar que resulte mas adecuada para la mejor captación de los componentes de la radiación solar. Para ello es preciso resumir conceptos importantes sobre la posición del sol en relación a las superficies terrestres.

La tierra que da vueltas alrededor del sol sobre el plano de la eclíptica, sabemos que tarda un año en describir una órbita elíptica en la que el sol ocupa uno de los focos. A su vez, la tierra gira dando una vuelta por día alrededor del eje polar; y este eje también gira alrededor de la perpendicular al plano de la eclíptica de forma que el ángulo con ella es constante e igual a $23,45^\circ$.

A ello obedece que el ángulo de la declinación solar (δ) esté cambiando constantemente entre los valores representativos siguientes referidos al hemisferio sur del globo terráqueo:

- a) $\delta = 23,45^\circ$ para el solsticio de verano (21/22 de Diciembre) en que el sol se encuentra sobre el Trópico de Capricornio, y las posiciones de salida y puesta del sol se encuentran desplazadas hacia el SE y el SO respectivamente
- b) $\delta = 0^\circ$ en los equinoccios de otoño (20/21 de Marzo) y de primavera (22/23 de Setiembre) en que el sol se encuentra sobre el ecuador, y las posiciones del sol a la salida y a la puesta coinciden con el este y el oeste respectivamente.
- c) $\delta = -23,45^\circ$ para el solsticio de invierno (21/22 de Junio) en que el sol se encuentra sobre el Trópico de Cáncer, y las posiciones de salida y puesta del sol se encuentran desplazadas hacia el NE y el NO respectivamente.

La representación de la *esfera celeste* facilita asimismo describir el movimiento de la tierra alrededor del sol, como un movimiento del sol alrededor de la tierra siguiendo el mayor círculo que forma un ángulo de $23,45^\circ$ con el ecuador celeste (plano de la eclíptica). El sol recorre este círculo una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día alrededor de la tierra que se considera fija.

2.5 Irradiación sobre superficies horizontales y sobre superficies inclinadas

Las mediciones de la radiación solar que normalmente se efectúan en múltiples puntos de la superficie terrestre, se limitan casi en su totalidad por razones de tipo económico al parámetro de la radiación global y muy pocas se efectúan sobre otros parámetros como la radiación directa, la radiación difusa o el número de horas de sol. Por otra parte y para eliminar los efectos de las condiciones particulares de

cada localidad (características topográficas y naturaleza del suelo), las mediciones se hacen siempre sobre superficies horizontales y libres de obstáculos.

Los valores que día a día se registran permiten primero obtener la media mensual, por ejemplo del mes de julio, de la irradiación diaria en un determinado año; promedio que a su vez se reúne con los valores promedio de los meses de julio de varios años obteniéndose *la media mensual de las irradiaciones diarias* del mes típico de julio. Este promedio reunido con los promedios de los otros 11 meses caracterizan la radiación global de un punto de la superficie terrestre.

Estos valores promedio se toman como punto de partida para el diseño de los sistemas fotovoltaicos de campo solar fijo, teniendo presente que su confiabilidad es mas o menos elevada según la cantidad de registros o el número de años de medición empleados.

En la Tabla 2.1 se muestra a modo de ejemplo la media mensual para dos puntos representativos del territorio nacional.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Lima (La Molina)	4,32	4,93	4,26	4,39	3,74	2,25	1,97	2,06	2,21	3,91	3,35	4,31
Arequipa	5,44	5,14	5,04	5,16	4,55	4,36	4,46	5,15	5,70	6,16	6,48	6,12

Tabla 2.1: Irradiación media mensual en kWh/m²/día sobre superficie horizontal

2.5.1 Estimación de la irradiación sobre superficies inclinadas

Los campos solares fijos de los sistemas fotovoltaicos son emplazados siempre con una inclinación hacia el norte (hemisferio sur) buscando obtener un mayor valor de la irradiación global que el que se obtendría con una instalación horizontal.

La inexistencia de mediciones de la irradiación global sobre superficies inclinadas, que persistirá todavía por años hasta que se cuente con las mediciones obtenidas mediante células patrón cuya inclusión en los campos solares ha venido generalizándose; obliga a estimar valores que puedan ser utilizados para el dimensionado de los sistemas.

Para tal estimación es importante reconocer las características de la irradiancia difusa y de la irradiancia del albedo que sumadas a la irradiancia directa sobre la superficie inclinada, dan lugar a la irradiancia global.

a) *La irradiancia difusa* recibida en una superficie está físicamente relacionada con la distribución de la radiancia sobre la esfera celeste, distribución que es variable con el tiempo y además no uniforme.

Con el cielo despejado, las radiancias máximas provienen de las cercanías del sol (*radiación circunsolar o aureola*); sin embargo la presencia de nubes, lo que es muy frecuente, hace que la radiación difusa en cuanto a su dirección, dependa en gran medida de la forma, brillo y posición de estas, lo que además es muy variable en el tiempo definiéndose como intrínsecamente anisotrópica.

Solo para el caso de una capa densa de nubes cubriendo el cielo completamente, la radiancia se presenta con un progresivo incremento desde el horizonte hacia el cenit, haciendo que la radiación difusa sobre una superficie provenga de un segmento amplio de la esfera celeste en cuyo caso la radiación difusa puede considerarse isotrópica.

La cuantía con la que la irradiancia difusa contribuye a la irradiancia global sobre superficie ya inclinada, depende finalmente de la mejor evaluación de las condiciones climáticas de una región y en menor grado de la turbiedad de la

atmósfera. Para el territorio del Perú, esta contribución sumada a la mayor irradiación debida a la inclinación que corresponda al campo solar, se cuantifica mediante factores a aplicar a los valores de irradiación sobre suelo horizontal y que se estima son:

Región Costa:	factores entre 1.06 y 1.11	
Región sierra:	1.12 y 1.26	(2.1)
Regiones selva:	1.03 y 1.14	

b) *La irradiancia del albedo* cuya magnitud depende de la naturaleza del suelo que es muy variado (nieve, agua, vegetación, etc.); se manifiesta por un incremento de la radiancia en el horizonte (*brillo del horizonte*).

Sin embargo la baja reflectividad de la mayoría de suelos naturales, -a excepción de los campos cubiertos de nieve- hace que la contribución de la irradiancia del albedo a la irradiancia global sobre una superficie, sea generalmente muy pequeña dando lugar a que en las aplicaciones prácticas se le deje de lado sin pérdida apreciable en la cercanía de la estimación.

2.5.2 Estimación del ángulo de inclinación

En el hemisferio sur, los campos solares fijos se emplazan orientados hacia el norte debido a la ubicación del sol en la esfera celeste y se les da una inclinación definida por un ángulo (β) respecto a la horizontal. La abertura de este ángulo dependerá del criterio bajo el cual se diseña un sistema fotovoltaico. Así por ejemplo si se requiere contar con el valor medio anual de la irradiación diaria sobre una superficie orientada al norte; el ángulo óptimo a estimar será aquel que maximice la captación “anual” de radiación.

Para el caso de instalaciones de telecomunicaciones que presentan un consumo constante a lo largo del año, los sistemas fotovoltaicos deberán diseñarse bajo el criterio de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación y no durante todo el año. Es evidente entonces que para este tipo de aplicación, al campo solar se le debe instalar con el ángulo de inclinación que lo sitúe perpendicular al sol de invierno.

La posición del sol respecto a las superficies terrestres hace que se relacione este ángulo β_o con la latitud geográfica θ de modo que para la estación invernal y para la ubicación del territorio del Perú se tiene que:

$$\beta_o = \theta + 10^\circ \quad (2.2)$$

La exactitud de la inclinación afortunadamente no tiene que ser alta, pues la sensibilidad de la captación de energía al ángulo de inclinación es solamente del orden del 0,2% de pérdida por cada grado de desviación con respecto al valor óptimo. Ello permite estimar un mismo ángulo (β_o) para puntos de la superficie terrestre ubicados en paralelos adyacentes o cercanos sin pérdidas de consideración.

2.6 Determinación de las inclinaciones del campo solar para el Perú

La extensión alargada del territorio del Perú entre los paralelos $0^\circ 02'$ sur y $18^\circ 21'$ sur, determina que el ángulo β_o deba tener mas de un valor de modo que la inclinación del campo solar se encuentre lo mas cercana a la perpendicular a los rayos procedentes del sol de invierno cuya trayectoria diaria en la esfera celeste es del noreste al noroeste.

Siguiendo lo anotado en (2.2) y con una inclinación mínima de 10° para ubicaciones en los paralelos inmediatos al ecuador terrestre, definimos franjas

territoriales de 4 a 5 paralelos y establecemos los siguientes valores de β_0 de uso práctico:

- 10° para localizaciones al Norte del paralelo 3° 22' (frontera en Tumbes)
- 15° para localizaciones entre 3°22' y 8°55' (desembocadura del río Santa)
- 20° para localizaciones entre 8°55' y 14°24' (hacienda Ocucaje –Ica)
- 25° para localizaciones al Sur del paralelo 14°24'

Como referencia externa anotamos que para la ciudad de Madrid–España con ubicación en la latitud 40° 20' Norte, se emplea el ángulo β_0 de 50° (hacia el sur).

2.7 Características de la radiación solar sobre el territorio del Perú

La radiación solar ha sido medida y registrada en algunos puntos del territorio nacional como *la media mensual de las irradiaciones diarias* sobre superficie horizontal para todos los meses del año. Los valores para tales puntos que se incluyen en las tablas del anexo A se han extraído de las Bases de Datos siguientes:

- The International H-World, que para el Perú registra mediciones en 64 puntos
- UNM San Marcos Lima & Univ. Cardiff de UK, con registro para 55 puntos.

Puede verse que en algunos casos, los registros de ambas Bases de Datos para un mismo punto y un mismo mes difieren significativamente, y ello se debe –salvo errores de medición- a que los promedios se han obtenido de valores reunidos en diferente cantidad de años. (8 y 2 años respectivamente).

Por otra parte debe apreciarse que los puntos de medición son pocos para lo extenso del territorio y no están distribuidos para una cobertura geográfica uniforme como se muestra en el mapa del anexo B. Sin embargo los valores registrados permiten establecer las siguientes características de la radiación solar sobre el territorio del Perú:

- a) La magnitud de la radiación incidente guarda relación directa con la altitud sobre el nivel del mar a lo largo de todo el territorio, distinguiendo dentro de esta relación una proporcionalidad diferente entre los flancos occidental y oriental de la cordillera de los Andes
- b) En la costa la irradiación en invierno desciende a valores del orden de 2,0 kWh/m²/día (sobre superficie horizontal); valores que no se dan en las latitudes de 0 a 20° (norte o sur) en ninguna otra región del globo terráqueo y que mas bien son frecuentes en latitudes arriba de los 40°.
- c) En la sierra la irradiación es de valores altos, en promedio de 4,5 kWh/m²/día (en invierno y sobre superficie horizontal); destacándose una zona al extremo sur del país con valores que son de los mas altos a nivel mundial (5,0 kWh/m²/día en invierno y sobre superficie horizontal).
- d) En las regiones de selva alta y selva baja, la radiación en invierno muestra valores del orden de 3,8 kWh/m²/día (sobre superficie horizontal) que son típicos para bosques tropicales alrededor del mundo.

2.8 Determinación de las horas equivalentes de sol para el territorio nacional

Las horas equivalentes de sol (ESH), o sea los valores de la irradiación solar en kWh/m² para cualquier punto del territorio nacional, con campos solares ya inclinados para la estación de invierno, se obtienen a partir de los valores de irradiación solar provenientes de las bases de datos mencionadas en la sección anterior.

En el procedimiento que detallamos a continuación, se ha tenido en cuenta lo anotado en dicha sección y se ha aplicado los factores anotados en la subsección 2.5.1.

1. Se han identificado previamente los puntos de medición relacionando las coordenadas con accidentes geográficos como valles, ríos o ciudades importantes
2. Se ha reunido toda la data en un cuadro para identificar las zonas del país dentro de las cuales los valores de irradiación se muestran cercanos entre si. Han quedado así determinadas 10 zonas.
3. Con los valores correspondientes a los meses de junio y julio (exceptuando valores inconsistentes) se ha determinado un valor promedio con el cual se determinará el valor de ESH operativo para cada zona.
4. Al valor de irradiación determinado para cada zona (valor λ válido sobre superficie horizontal), se le aplica el factor que permita la mejor aproximación a la irradiación que deben recibir los campos solares inclinados. Para la elección de este factor (factor κ) se ha tomado en cuenta tanto la altura (msnm) como la contribución de la radiación difusa que a su vez depende de la neblina y nubosidad. En la tabla 2.2 se han reunido los valores λ , κ y ESH de las 10 zonas.

Zona	λ	κ	ESH
Zona I	2,64	1,06	2,8
Zona II	3,05	1,08	3,3
Zona III	3,42	1,10	3,8
Zona IV	4,23	1,11	4,7
Zona V	4,48	1,12	5,0
Zona VI	4,53	1,15	5,2
Zona VII	4,61	1,19	5,5
Zona VIII	4,81	1,25	6,0
Zona IX	4,04	1,14	4,6
Zona X	4,07	1,03	4,2

Tabla 2.2: Zonas de irradiación solar y sus valores ESH

En los cuadros del anexo B se muestra la zonificación resultante de la agrupación de valores de irradiación cercanos entre si, y en los cuadros del anexo C se detalla el territorio comprendido en cada zona.

4.5 El mapa ESH

El mapa ESH del Perú, con las 10 zonas de irradiación solar resultantes del procedimiento seguido en el apartado 2.7; es incluido en el anexo C y es complementario a los cuadros con los que se detalla los accidentes geográficos o la demarcación política comprendida en cada zona.

Este mapa y la zonificación se han hecho necesarios ante el requerimiento de mayor precisión en el cálculo de los campos solares especialmente de los sistemas fotovoltaicos con capacidades superiores a 2000 W_p .

El mapa deberá ser objeto de ajustes progresivos según se incrementen los puntos de medición de la irradiación y se detecten probables microclimas.

control. Se consideran aquí por lo general a los reguladores de carga y a los convertidores DC-DC y DC-AC.

En la figura 3.1 se describe la conformación del sistema fotovoltaico autónomo. Excepto el generador, los demás elementos puede decirse que son de tecnología convencional y deberán elegirse de modo de minimizar las fallas en el funcionamiento del sistema.

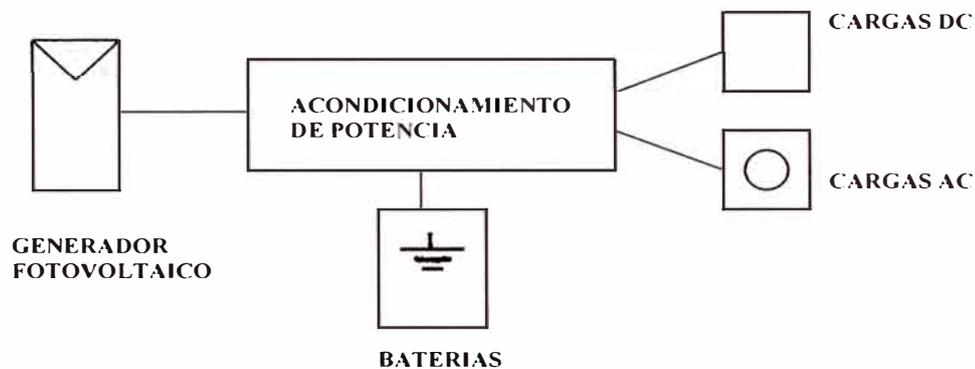


Figura 3.1: Conformación de un sistema fotovoltaico autónomo

En el presente capítulo, junto con el reconocimiento y la descripción de las características que la naturaleza de los sistemas fotovoltaicos impone a baterías y equipos de acondicionamiento de potencia; se trata el aspecto del dimensionado del sistema autónomo bajo la óptica de conseguir alta eficiencia y elevada fiabilidad.

3.2 Definición de términos

- a) Capacidad nominal de una batería C_N : Es la cantidad de energía que una batería puede almacenar. Se expresa comúnmente en términos de corriente por unidad de tiempo (A.h) que se almacena hasta que la tensión final entre sus bornes ha alcanzado un cierto valor final. También se expresa en términos de W.h.

- b) Capacidad útil de una batería C_U : Se denomina así a la cantidad de amperios-hora que es posible extraer de una batería cuando está totalmente cargada y cuando la tensión entre sus bornes ha alcanzado un cierto valor límite por debajo del cual la batería sufre daño irreversible.
- c) Estado de carga de una batería SOC: (State of charge). Es la relación entre la capacidad en un momento dado (batería parcialmente cargada) y la capacidad nominal. Con SOC=1 se indica una batería cargada al 100%.
- d) Profundidad de descarga DOD: (Depth of discharge) Es el valor complementario de SOC ($DOD = 1 - SOC$) y se expresa en porcentaje de la capacidad. La mayoría de baterías tienen una DOD crítica que no debe ser sobrepasada sin riesgo de daño irreversible.
- e) Régimen de descarga: Es la relación entre la capacidad nominal y el valor de la corriente a la que se realiza una descarga. Se expresa en horas y se representa por un subíndice. Por ejemplo C_{100} es indicativo de una batería que durante 100 horas puede descargarse a un valor dado de amperios por cada hora, antes de llegar a la profundidad de descarga crítica DOD_{max}
- f) Fiabilidad: Término con el que se califica a un sistema fotovoltaico en cuanto a la suficiencia y continuidad para suministrar energía eléctrica a la carga. Se le cuantifica mediante el concepto de “probabilidad de pérdida de carga”
- g) Probabilidad de pérdida de carga LLP: (Loss of Load probability) Se define como la relación entre el déficit y la demanda de energía considerados ambos en la carga y durante todo el tiempo de funcionamiento del sistema fotovoltaico.

3.3 La batería de plomo-ácido

La batería de plomo-ácido, de entre el amplio espectro de baterías que se fabrican, es de lejos el tipo de batería que predomina para muchas aplicaciones entre ellas la fotovoltaica. En esencia está constituida por un ánodo de bióxido de plomo o electrodo positivo, un cátodo de plomo o electrodo negativo y un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. Las reacciones químicas que se producen tanto en la carga como en la descarga son:



lo que indica que durante el proceso de carga se forma óxido de plomo en el ánodo, plomo puro en el cátodo y se libera ácido sulfúrico al electrolito; mientras que durante la descarga se forma sulfato de plomo en ambos electrodos y se absorbe ácido sulfúrico del electrolito.

La relación entre la cantidad de materia y la cantidad de corriente que supone la reacción es de 11,97 g/A.h. Teniendo en cuenta que la tensión por elemento de batería es de mas o menos 2,00 voltios, se deduce que la densidad de energía es del orden de 170 W.h/kg.

Desde el punto de vista eléctrico, la batería puede representarse por un circuito equivalente con una fuente de tensión ideal V_1 en serie con una resistencia interna R_1 como se muestra en la figura 3.2. Los valores de la resistencia y de la fuente de tensión dependen principalmente de la temperatura de la batería y de la concentración de ácido en el electrolito lo cual se tratará en los apartados siguientes.

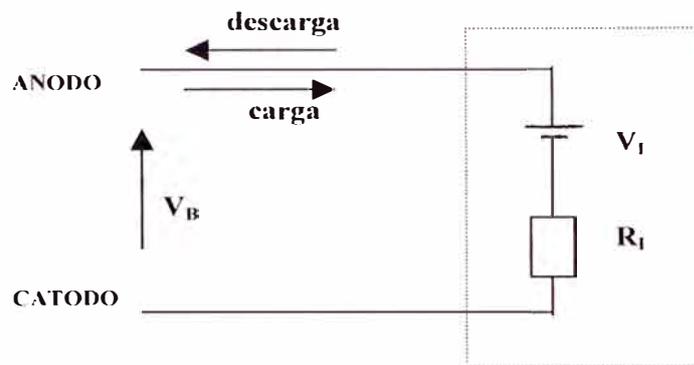


Figura 3.2: Circuito equivalente de una batería

3.3.1 Baterías para operación en régimen fotovoltaico

Las baterías de plomo ácido se fabrican hoy con diversas características internas lo que permite la elección según la aplicación específica. Para el caso de la aplicación fotovoltaica para Telecomunicaciones se priorizan las características importantes siguientes:

- a) *Tipo tubular*: Son baterías en las que las placas positivas se envuelven con unas fundas porosas de material plástico o fibra de vidrio en forma de tubos con la finalidad de retener el material activo propenso a desprenderse cuando la batería soporta frecuentes procesos de descarga.
- b) *Tipo gelificado*: Baterías en las que el electrolito se encuentra inmerso en un compuesto tipo gelatina, con lo que se evita la estratificación del electrolito (concentración de ácido en las zonas bajas) y hace innecesario el tradicional proceso de homogenización por sobrecargas ligeras (burbujeo o gaseo).
- c) *Tipo válvula regulada (VRLA)*: (Valve regulated Lead Acid) Baterías selladas y dotadas de una válvula de liberación de la sobrepresión interna (escape eventual de gas) cuando ocurre una sobrecarga accidental.

d) *Tipo de recombinación de gas*: Baterías en las que el oxígeno producido en las placas positivas puede difundirse hacia las placas negativas y dar lugar a reacciones químicas con las que se restituye el agua. Por tanto no requieren de agregar agua al electrolito durante la vida útil, por lo que se denominan con frecuencia como baterías de libre mantenimiento

3.3.2 Proceso de ciclado

La radiación solar siempre variable está presente o incluso no está presente según:

- El ciclo diario día-noche.
- El ciclo anual de las estaciones
- Los cambios aleatorios del estado de la atmósfera (nubes)

por lo que casi siempre la potencia eléctrica entregada por el generador fotovoltaico, difiere por exceso o por defecto de la que demanda la carga conectada al sistema.

A las consiguientes cargas y descargas que la batería debe soportar repetida y permanentemente se le denomina *ciclado* y está caracterizado generalmente por la superposición de un ciclado diario y un ciclado estacional. Este régimen de operación impuesto a las baterías en los sistemas fotovoltaicos se representa en la figura 3.3 mediante un estado de carga típico para una serie de por ejemplo 18 días en los que la irradiación solar se distribuye del modo siguiente:

Los 4 primeros días la generación de energía es igual o superior al consumo.

Los siguientes 6 días la generación es inferior al consumo por cambios climáticos

Los 6 últimos días la generación supera al consumo y la batería llega a recargarse totalmente.

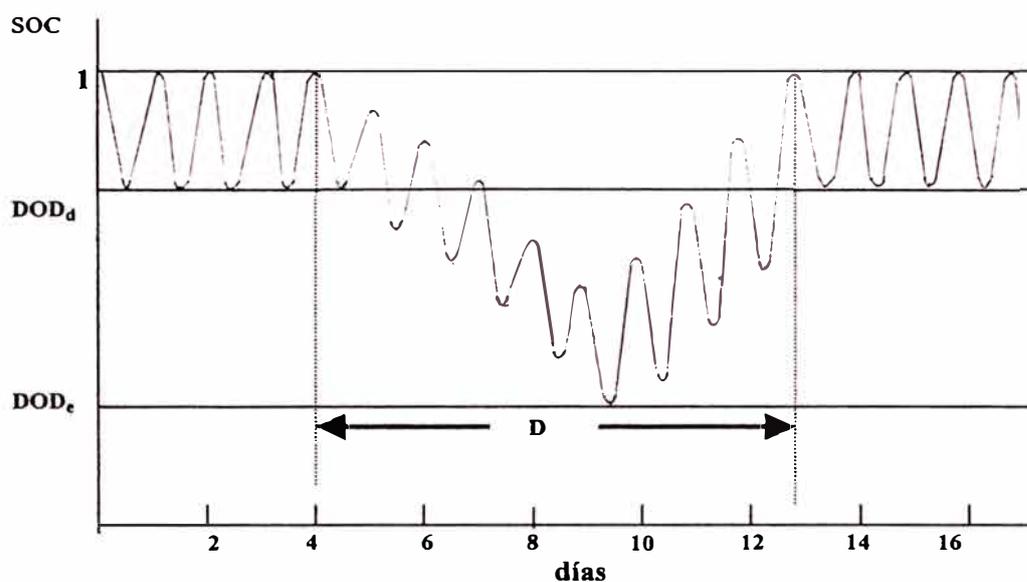


Figura 3.3: Evolución del estado de carga de una batería en un sistema fotovoltaico

En el ciclado diario debido al consumo durante la noche, la profundidad de descarga DOD_d solo depende de la relación entre este consumo y la capacidad de la batería (es independiente de la magnitud del campo solar y del clima del lugar). Entonces:

$$DOD_d = \frac{L_n}{C_N} \quad (3.2)$$

donde L_n es la energía consumida diariamente durante la noche y C_N la capacidad nominal de la batería.

En cambio para el ciclado estacional asociado a los periodos de baja radiación, la profundidad DOD_e y la duración D dependen del consumo total diario (24 horas), del tamaño del campo solar y del clima. Estos ciclos son mas frecuentes en invierno pero en general no coinciden con las estaciones del año.

El valor de DOD_e debe ser limitado a un máximo DOD_{max} para evitar un daño irreversible a la batería por pérdida excesiva del material activo. Por lo general la

capacidad utilizable de la batería es menor que la capacidad nominal en 20% o 25% para las baterías del tipo de aleación plomo-antimonio Pb-Sb

Asimismo este tipo de batería es la que presenta la mayor o mas alta resistencia al ciclado y con ello una mayor vida útil; característica que las hace de obligada elección para operación en régimen fotovoltaico. Mas aún los fabricantes han ido mejorando tal respuesta al ciclado añadiendo en la aleación Pb-Sb otros componentes como el selenio en proporciones que deben situarse entre el 0,2% y el 0,4%.

La aleación del plomo con el calcio (Pb-Ca) ya no es la indicada para baterías destinadas a los sistemas fotovoltaicos, pues el número de ciclos que soportan es la quinta parte o menos de los ciclos que resisten las baterías Pb-Sb; y el límite de la profundidad de descarga es de solo el 50% de la capacidad nominal.

3.3.3 Efecto de la temperatura

La temperatura de la batería es determinante de su comportamiento y afecta a su capacidad útil.

Por un lado con la disminución de la temperatura disminuye la fluidez del electrolito o lo que es lo mismo la movilidad de las cargas eléctricas en su seno (incremento de la resistencia interna R_I) y su capacidad real disminuye. En un extremo, si el electrolito se congelase, dejaría de circular corriente por él pues $R_I = \infty$ y $C_N = 0$

Por otro lado con la elevación de la temperatura se eleva la velocidad de las reacciones químicas, la capacidad real de la batería aumenta, pero también se incrementa el ritmo de corrosión de las rejillas acortándose la vida de la batería. En las baterías abiertas esto puede contrarrestarse en parte disminuyendo la densidad del electrolito.

En la tabla 3.1 se muestra una correlación típica de capacidades y temperaturas, para baterías estacionarias como las requeridas para sistemas fotovoltaicos.

Tiempo de descarga (h)	Tensión de paro (V)	% de capacidad disponible de C_N a 20° C en función de T° C				
		- 10°C	0°C	10°C	20°C	30°C
1	1,67	48	64	80	100	105
5	1,77	67	80	89	100	104
10	1,80	70	82	90	100	104
100	1,85	78	89	95	100	103

Tabla 3.1: Influencia de la temperatura sobre la capacidad de las baterías

En las baterías de los sistemas fotovoltaicos, los regímenes de carga y descarga son relativamente bajos por lo que el calor que el paso de la corriente produce dentro de la batería es muy pequeño de modo que la temperatura de la batería es la misma del ambiente donde está instalada. Ello facilita el ajuste de los parámetros de operación, y la inclusión en el dimensionamiento de un factor de compensación por temperatura f_{ct} que el fabricante indica y que con mínimas variaciones de un fabricante a otro son los señalados en la tabla 3.2.

Rango de temp. mínima °C	Factor f_{ct}	Rango de temp. mínima °C	Factor f_{ct}
-12 a -10	0,77	+3 a +6	0,91
-9 a -7	0,79	+7 a +10	0,93
-6 a -5	0,82	+11 a +14	0,96
-4 a -3	0,84	+15 a +18	0,98
-2 a -1	0,86	+19 a +21	1,00
0 a +2	0,89	+22 a +28	1,03

Tabla 3.2: Factor de compensación por temperatura para baterías a C_{100} de régimen de descarga

3.4 Acondicionamiento de la potencia

La unidad o equipo que debe estar siempre presente en cualquier sistema fotovoltaico es el *regulador fotovoltaico* también llamado *regulador de carga*. En cambio los demás equipos se incorporan al sistema solo por requerimientos específicos de la carga.

3.4.1 El regulador fotovoltaico

Cumple la función vital de preservar la vida de las baterías regulando la carga y descarga de estas y evitando situaciones de sobrecarga y de sobredescarga. Tal regulación y control se efectúa mediante la medición o supervisión del voltaje, ya que el voltaje y el estado de carga en las baterías de plomo-ácido mantienen una relación directa.

Las funciones básicas de los reguladores mayormente utilizados en las aplicaciones fotovoltaicas para telecomunicaciones son:

- Control de la sobrecarga por desconexión entre batería y campo solar: que se logra mediante un interruptor en serie con la batería y el campo solar y accionado según ciclo de histéresis como el indicado en la figura 3.4. El valor mas usual de la tensión umbral U_{SC} a 25°C por elemento de batería es 2,45 V y que se corrige a razón de $-5 \text{ mV/}^\circ\text{C}$.

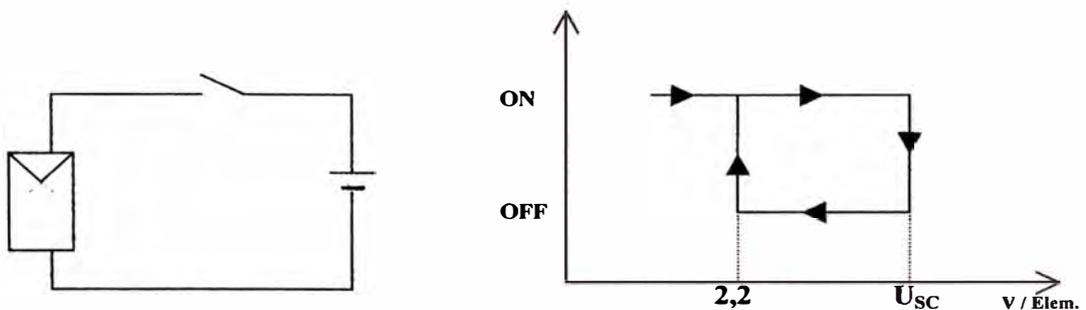


Figura 3.4: Principio de funcionamiento de un regulador serie

En este control se suele incorporar la función de evitar la posible descarga nocturna de las baterías a través de los módulos solares.

- Protección a la sobredescarga por desconexión entre batería y carga: que se obtiene intercalando asimismo un interruptor entre la batería y la carga y que actúa cuando el voltaje se vuelve menor a un valor umbral U_{SD} . En la figura 3.5 se muestra el ciclo de histéresis según el cual acciona el interruptor, y donde el valor de U_{SD} se sitúa generalmente entre 1,95 y 1,85 V por elemento de batería.

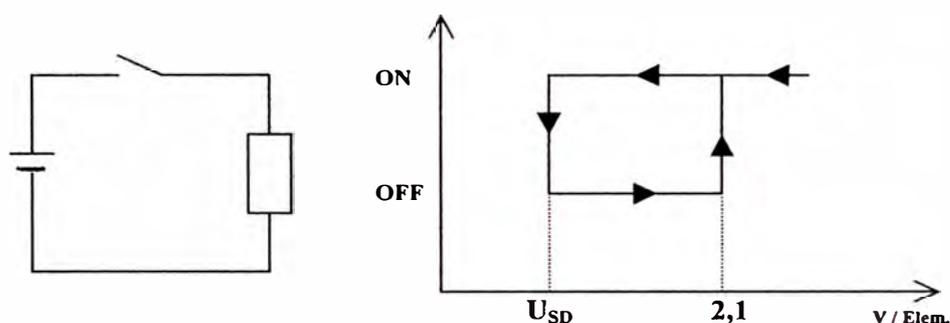


Figura 3.5: Principio de funcionamiento de un limitador de sobrecarga

- Fiabilidad por elección de interruptores de estado sólido: También llamados interruptores estáticos, han ido superando en confiabilidad de operación a los tradicionales relés o contactores. Los elementos electrónicos que cumplen la función de interrupción son generalmente transistores bipolares, Mosfets, etc. y son de mínimo consumo en ON o de alta ganancia de corriente si se trata de un transistor bipolar.
- Incorporación de funciones de seguridad operativa y control: Como funciones ya estandarizadas y agregadas en los reguladores fotovoltaicos, se cuentan las siguientes:

- Protección de la batería a descargas excesivas por cortocircuito, tanto en el circuito de la carga como en el del campo solar. Se obtiene intercalando fusibles o similares.
- Alarma local y remota ante inminencia de desconexión de la carga por agotamiento de la capacidad utilizable de la batería (valor umbral U_{SD}).

3.4.2 Convertidores DC-DC

La conexión directa de un campo solar o generador fotovoltaico a una carga, lleva al punto de trabajo que resulta de intersectar las características I-V de ambos. En general este punto no tiene porque coincidir con el de máxima potencia del generador por lo que cabría pensar en unas *pérdidas de utilización*.

En la figura 3.6 se muestra los puntos de trabajo que corresponden a una conexión directa (T1 y T3) y a la conexión mediante convertidor DC-DC (punto T2); este último debido a que la impedancia que el convertidor le presenta al generador es tal que su punto de trabajo coincide con el de máxima potencia.

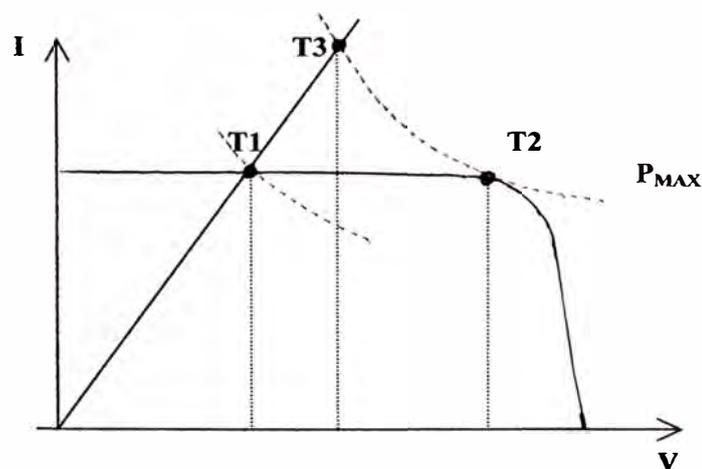


Figura 3.6: Convertidor DC-DC: Puntos de trabajo con y sin convertidor

Los convertidores DC-DC funcionan entonces bien como reductores de tensión o bien como elevadores de tensión dependiendo de la magnitud de la resistencia de la carga. Ahora, los elementos electrónicos que los conforman (inductancia, diodos, transistores, tiristores, etc.) conllevan un consumo de energía por lo que la eficiencia típica de estos equipos se sitúa entre el 85% y el 90%.

La utilización de los convertidores DC-DC en sistemas con campos solares de capacidad inferior a los 20 kWp por lo general no es económicamente rentable ya que la ganancia neta de energía en la carga derivada de su empleo no justifica la inversión.

3.4.3 Convertidores DC-AC

Denominados también *inversores*, son necesarios cuando uno o mas equipos de la carga requieren de corriente AC. Su conformación general se muestra en la figura 3.7 donde el sintetizador genera una onda de impulsos a partir de la tensión DC y el filtro elimina los armónicos indeseados.

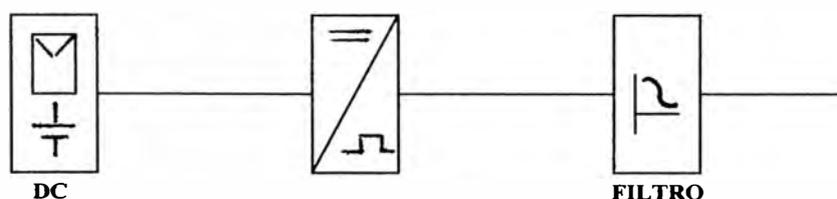


Figura 3.7: Conformación de un convertidor DC-AC o inversor

Además de la gran fiabilidad que se exige a todo equipo que conforma un sistema fotovoltaico, estos convertidores deben caracterizarse por una alta eficiencia (del orden del 94% o mejor) en todas las condiciones de trabajo ya que la potencia demandada por la carga puede variar en un amplio rango de potencias

Otras dos características de diseño deben ser tenidas en cuenta para la elección de un convertidor DC-AC destinado a un sistema fotovoltaico; estas son:

- La forma de onda deberá ser obtenida a partir de un alto número de impulsos por semiciclo –por ejemplo 15- con lo que los armónicos significativos estarán lejos de la frecuencia principal y por ende se filtrarán fácilmente. De la gran cantidad de formas de onda existentes son elegibles también las de ondas escalonadas.
- La conformación circuital mediante componentes con pérdidas de conmutación casi nulas, lo que se da por ejemplo con los transistores mosfet. Ello permite contrarrestar las pérdidas inherentes a las formas de onda de alto número de impulsos (mayor frecuencia)

3.5 Dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo

El tamaño de un sistema fotovoltaico está determinado en lo esencial por las dimensiones del generador fotovoltaico y de la batería. Estas dimensiones expresadas mediante los parámetros Q_A y Q_S de capacidades relacionadas con la carga son para el periodo de referencia de un día:

$$Q_A = \frac{\eta_G \cdot A_G \cdot G_d}{L} \qquad Q_S = \frac{C_U}{L} \qquad (3.3)$$

donde η_G y A_G son respectivamente la eficiencia de conversión y el área del generador fotovoltaico, G_d es el valor medio de la irradiación diaria sobre el plano del generador, L es el valor medio de la energía diaria consumida por la carga y C_U es la capacidad utilizable de la batería.

Como se ve, el valor de Q_{Λ} depende de las condiciones meteorológicas del lugar, de modo que para una misma carga, un generador puede quedar “grande” en un lugar, y “pequeño” en otro de menor radiación.

En cambio el valor de Q_S en su relación con la capacidad útil de la batería, expresa la disponibilidad del sistema fotovoltaico para atender la demanda de la carga en ausencia de radiación solar.

3.5.1 La eficiencia del generador fotovoltaico

Para el cálculo del tamaño o capacidad de producción del generador, es necesario estimar su eficiencia en condiciones reales de trabajo. Sería posible realizar esta estimación considerando por separado cada uno de los factores que intervienen ó influyen en su magnitud y luego reunirlos según la expresión siguiente:

$$\eta_G = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \cdot \eta_5 \quad (3.4)$$

donde: η_1 es la eficiencia en condiciones estándar de los módulos individuales

η_2 es el valor que expresa la influencia en la eficiencia, de la temperatura de operación de las células.

η_3 es la eficiencia del cableado de interconexión en el sistema.

η_4 es la eficiencia de conexión que considera las pérdidas por la posible no coincidencia de los puntos de trabajo con el punto de máxima potencia del generador. Suele incorporar también las pérdidas en la batería y en otros componentes del sistema.

η_5 es la eficiencia de agrupamiento de células y módulos (pérdidas debidas a la dispersión de características).

Según el sistema, podría tener significación el incluir otros factores. Ahora unos factores como η_1 y η_5 pueden ser solicitados a los fabricantes, mientras otros como η_2 y η_4 dependen de la irradiación G , de la temperatura ambiental T_a y del estado de carga de la batería SOC; y la estimación puede ser muy laboriosa dado que varían a lo largo del tiempo.

Para los sistemas autónomos se asume con buenos resultados que la tensión de trabajo coincide siempre con la nominal, y esta a su vez con la de máxima potencia del generador. Ello permite que en la expresión 3.3a junto con la carga expresada en A.h se pueda tener para la tensión nominal del módulo:

- El producto $A_G \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_5$ puesto en términos del número de módulos por la producción en amperios de cada módulo en el punto de máxima potencia:

$$A_G \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_5 \longrightarrow N^{\circ}_{(\text{MODULOS})} \cdot I_M$$

- El producto $G_d \cdot \eta_3 \cdot \eta_4$ llevado a términos de la irradiación que por un número de horas al día incide con el valor de 1 kW.h/ m² (valor ESH):

$$G_d \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \longrightarrow (\text{ESH})$$

Por otra parte la capacidad útil de la batería C_U se relaciona con la capacidad nominal C_N aplicándole el porcentaje de descarga máxima DOD_{\max} y el factor de compensación por temperatura f_{ct} :

$$C_U = C_N \cdot DOD_{\max} \cdot f_{ct}$$

Entonces el número de módulos del campo solar y la capacidad nominal de la batería de un sistema autónomo pueden determinarse según:

$$N^{\circ}_{(\text{MODULOS})} = \frac{L \cdot Q_A}{I_M \cdot (\text{ESH})} \quad C_N = \frac{L \cdot Q_S}{DOD_{\max} \cdot f_{ct}} \quad (3.5)$$

3.5.2 La fiabilidad

El mérito de un sistema fotovoltaico autónomo se juzga por la fiabilidad con que suministra energía eléctrica a la carga. La probabilidad de pérdida de carga LLP con que se acostumbra cuantificar la fiabilidad es según su definición:

$$LLP = \frac{\int_t \text{deficit de energía}}{\int_t \text{demanda de energía}} \quad (3.6)$$

valor que es siempre superior a cero debido a la naturaleza aleatoria de la radiación solar. Aquí puede verse que cuanto mayor es el tamaño del sistema fotovoltaico, mayor será su coste y mayor su fiabilidad o lo que es lo mismo, menor el valor de LLP

En el dimensionado se deben encontrar tanto la *capacidad del generador* como la *capacidad de la batería*. Se hace evidente en primer lugar que para un lugar y una carga determinados, deben existir diferentes pares de valores de Q_A y Q_S que conduzcan al mismo valor de LLP; con lo que la tarea de dimensionar consiste esencialmente en encontrar el par de valores $Q_A - Q_S$ que represente la mejor solución de compromiso entre la fiabilidad y el costo.

Con frecuencia la fiabilidad está determinada de antemano por la naturaleza de la carga o del producto que se obtiene con ella; entonces el dimensionado se enfoca en determinar el par de valores $Q_A - Q_S$ que cumple con el valor dado de LLP al menor costo posible.

Para algunos tipos de carga o aplicación, y en especial para telecomunicaciones se ha estandarizado en la práctica a nivel mundial los valores de LLP siguientes:

Tipo de carga	LLP
Electrodomésticos	10^{-1}
Iluminación doméstica	10^{-2}
Bombeo de agua para irrigación	$10^{-1}, 10^{-2}$
Telecomunicaciones	10^{-4}

Tabla 3.2: Valores de LLP de uso global

La elevada fiabilidad establecida para las cargas conformadas por equipos de telecomunicaciones, deviene de los servicios de comunicación que se brinda con ellos y que tienen en su concepción el carácter de permanentes e ininterrumpidos

3.6 Métodos de dimensionado

Para el dimensionado, esto es para encontrar el par de valores $Q_A - Q_S$ que se ajusta al valor prefijado de LLP, y determinar tanto la cantidad de módulos como la capacidad de la batería; se han desarrollado diversas metodologías, con las que los fabricantes de módulos por lo general han elaborado programas informáticos de cálculo que les permite presentar un dimensionado según las características de la carga a alimentar y la ubicación geográfica de la instalación. Las demás variables fundamentales como los valores de irradiación solar y la temperatura ambiental se extrapolan de bases de datos que asimismo ellos mantienen.

Las mejores de estas metodologías están basadas en simulaciones del comportamiento del sistema y en las que se suponen condiciones como:

Que todo el consumo de energía ocurre durante la noche.

Que la batería está libre de pérdidas y que su capacidad útil es la nominal.

Que la eficiencia del generador es constante en todos los días considerados.

La simulación, realizada para un número de días suficientemente largo, alcanza a tener significación estadística y hay suficiente precisión en el resultado aunque solo para valores de $LLP \geq 10^{-2}$. Para menores valores de LLP la precisión a alcanzar requeriría de una disponibilidad de datos mayor a 20 años que solo hay en contados países del hemisferio norte.

Para el caso del territorio del Perú y de muchos países en vías de desarrollo, la precisión de los métodos de dimensionado decae en general al no contarse con:

- Abundante data histórica que permita definir una secuencia diaria de datos de irradiación en un periodo estadísticamente aceptable.
- Puntos geográficos en cantidad y distribución adecuadas para que sus datos de irradiación medidos, puedan extrapolarse confiablemente a puntos adyacentes.

(solo 96 de los que el 40% se agrupan en la costa)

No obstante lo descrito, a nivel global se han ido estandarizando por aproximaciones estadísticas y experiencia directa ciertos valores de Q_A y Q_S que se muestran en la Tabla 3.3:

Latitud del lugar	Valores de Q_A y Q_S en función de LLP	
	LLP = 10^{-2}	LLP = 10^{-4}
Del Ecuador al paralelo 35	1,1 y 4	1,2 y 6
Entre los paralelos 35 y 50	1,2 y 5	1,3 y 8

Tabla 3.3: Valores típicos de los parámetros Q_A y Q_S

En consecuencia, el par de valores $Q_A = 1,2$ y $Q_S = 6$ son los que adoptamos para el diseño del sistema fotovoltaico aplicado al ámbito de las telecomunicaciones.

CAPITULO IV

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA UNA ESTACION DE RADIOENLACES EN LA REGION SUR DEL PERU

4.1 Introducción

Una estación de radioenlaces que podría integrar el segmento Arequipa – Puno de la red troncal nacional de microondas, cuyos equipos de radiocomunicación tienen el mayor consumo eléctrico entre las estaciones de radioenlaces presentes en el país (carga en el orden de los 800 watos); resulta ubicada en un punto geográfico tal, que necesariamente debe ser energizada de modo autónomo disponiéndose en el país de las dos alternativas siguientes:

- Mediante un sistema dual de grupos electrógenos que operan alternadamente bajo un régimen automático y bajo supervisión a distancia. El sistema incluye rectificadores de 220 Vac a -48 Vdc y un banco de baterías con autonomía operativa de 8 horas.
- Mediante un sistema fotovoltaico que provee directamente la tensión de -48 Vdc

La primera alternativa puede considerarse la solución tradicional pues se ha empleado desde el año 64 en que entró en operación la primera red de microondas en el país.

Desde hace aproximadamente cuatro años sin embargo, los sistemas fotovoltaicos autónomos para cargas entre los 700 y 1200 watos compiten en lo

económico con la solución tradicional, y son claramente ventajosos en lo técnico por su alta confiabilidad operativa.

La red troncal nacional de microondas (sistemas SDH) deberá continuar expandiéndose no solo como red de transporte principal sino como red de respaldo a las rutas de fibra óptica siempre expuesta a cortes por causas naturales y accidentales que no es posible eliminar.

La estación que proponemos toma el nombre del cerro Caracoyo, cerro existente donde se ha supuesto que los estudios de propagación radioeléctrica, indicarían su ubicación. Todas las demás características del punto geográfico como la cercanía a una carretera importante y las particularidades del acceso son las típicas de estaciones existentes en la región de la sierra sur del país.

4.2 Características y ubicación de la Estación

La estación de Co. Caracoyo está ubicada en la cima del cerro del mismo nombre, que se eleva 75 metros aproximadamente sobre el nivel promedio del altiplano circundante, en la provincia de Caylloma, departamento de Arequipa

El ascenso a la estación se efectúa por un sendero peatonal cuyo recorrido demanda entre 30 y 40 minutos y que se inicia en un punto de la base del cerro al cual el acceso vehicular es posible. El inicio de la trocha vehicular de acercamiento que existe, se encuentra por la margen izquierda de la nueva carretera Arequipa – Juliaca a la altura de la localidad de Imata,

Las coordenadas de la estación son las siguientes:

15° 47' latitud sur 71° 07' longitud oeste

La temperatura ambiental en el cerro Caracoyo fluctúa en la temporada de invierno entre –10 °C en horas de la madrugada y los 22 °C a mediodía. En el interior

de la estación la temperatura se mantendrá entre los 0 °C y 20 °C por la disipación térmica de todos los equipos de la estación.

4.3 Determinación y características de la carga

Los componentes de la carga eléctrica total de la estación son cuatro y tienen las magnitudes siguientes:

a) *De los equipos de radiocomunicación:*

810 watos a –48 voltios dc durante las 24 horas

b) *De la ventilación (extractor de aire):*

10 watos a –48 voltios dc durante 6 horas diarias

c) *De la iluminación (6 puntos de luz a corriente dc):*

120 watos a 24 voltios dc durante 10 horas al mes

d) *De la luz de balizaje:*

36 watos a 24 voltios dc en impulsos de 0,15 seg. de duración, 60 veces por minuto durante 12 horas diarias

estos componentes expresados en amperios hora por día, a la tensión de –48 vdc son:

a) *De los equipos de radiocomunicación:* $810 \times 24 / 48 = 405 \text{ Ah/día}$

b) *Del extractor de aire:* $10 \times 6 / 48 = 1,25 \text{ Ah/día}$

c) *De las luminarias:* $(120/0,95) (10/30) / 48 = 0.88 \text{ Ah/día}$

d) *De la luz de balizaje:* $(36/0,95) (0,15 \times 12) / 48 = 1.42 \text{ Ah/día}$

Total: 407,8 Ah/día

La carga predominante y constante de los equipos de radiocomunicación determina que el sistema fotovoltaico se dimensione para un consumo permanente y uniforme.

Las cargas restantes son definidas según la realidad operativa actual de estaciones similares de la red troncal nacional de microondas, y es como sigue:

- El extractor de aire es comandado por un sensor de temperatura de modo que funciona solo cuando esta sobrepasa un cierto nivel (generalmente 20 °C). Por el clima de la región donde se ubica Co. Caracoyo se conoce que tal temperatura podría alcanzarse solo en las horas centrales de cada día
- La carga de las luminarias está definida por dos visitas al mes del personal de mantenimiento y por tiempos promedio de permanencia y ejecución de tareas en la estación (lo usual es una visita programada por mes a la que se agrega una segunda visita por contingencias imprevistas de operación).
- La carga de las luminarias y de la luz de balizaje se muestra incrementada por el consumo propio del conversor de -48 a +24 vdc y cuya eficiencia típica es del 95%.

4.4 Componentes del sistema

Los elementos y unidades con los que se conformará el sistema fotovoltaico deben elegirse con la mas alta fiabilidad y en función de la magnitud de la carga a alimentar. Para la carga de 407,8 Ah/día el mercado de hoy cataloga los productos como de alta potencia y oferta una amplia variedad de la cual son elegibles aquellos fabricados bajo estándares reconocidos de calidad (Normas ISO) y cuentan con certificación u homologación internacional.

4.4.1 Elección del módulo solar

El tipo de módulo para potencias medianas y grandes que hoy es de aceptación prácticamente universal, es el constituido por 36 celdas solares dispuestas en formación rectangular de 9 x 4, con una tensión nominal de salida de 12 vdc y con vida útil de por lo menos 20 años.

Las células solares para las aplicaciones prácticas se fabrican todas con silicio de morfología cristalina que se obtiene según dos procedimientos de cristalización diferentes dando lugar a los denominados silicios monocristalino y policristalino. Elegimos para el presente sistema, módulos con células de silicio monocristalino luego de efectuar el análisis que se incluye como anexo D.

Dada la magnitud de la carga, debemos elegir módulos de alta densidad de potencia a efecto de optimizar tanto el cableado entre módulos como las dimensiones del campo solar (menor número de módulos).

Elegimos por todo lo anterior, el módulo siguiente:

Marca	ATERSA
Tipo	A-120
Potencia:	120 wátios pico
Corriente:	7,1 amperios en el punto de máxima potencia

Las demás características eléctricas y físicas están anotadas en la hoja técnica del anexo E donde también se destaca la utilización de células de silicio monocristalino de última generación.

4.4.2 Elección de la batería

La batería con las características anotadas en el apartado 3.3.1, es ya de obligada elección en un sistema fotovoltaico de ubicación remota y alta fiabilidad, especialmente por que ya no se requiere el transporte y manipuleo de electrolito líquido en la instalación, y tampoco el añadido de agua durante la vida útil;

Se toma en cuenta asimismo la duración de la batería, esto es la vida útil necesariamente expresada en el ciclado que debe soportar a determinada profundidad de descarga. En la actualidad cabe esperar una duración mínima de 4380 ciclos (12 años) a la profundidad de descarga del 20% y a temperatura de 20 °C

Se elige en consecuencia la batería siguiente:

Marca:	SONNENSCHNEIN
Modelo:	dryfit A600 Solar
Tipo:	Monoblock (celda individual)
DOD_{max}:	80%
Capacidades:	14 capacidades nominales desde 240 Ah hasta 3500 Ah a C₁₀₀

las demás características se señalan en las hojas técnicas del anexo E que incluyen asimismo la curva del número de ciclos de duración versus el porcentaje de descarga por ciclo.

4.4.3 Elección del regulador fotovoltaico

Los reguladores para sistemas de mediana y alta potencia, suelen tener incorporadas además de las funciones básicas señaladas en el apartado 3.3.2; otras diversas funciones necesarias para la supervisión o control del sistema como son:

- Regulación del nivel y estado de carga por líneas de regulación independientes.
- Carga de igualación de las baterías, automática y según programación.
- Alarmas por baja y alta tensión de baterías.
- Alarma por sobrecarga, en la salida hacia la carga.
- Disposición permanente de los parámetros importantes del funcionamiento como son la corriente instantánea del campo solar hacia las baterías, la corriente de la batería hacia la carga, la cantidad de Ah tanto acumulados como entregados por las baterías, la tensión actual de las baterías, etc.
- Disposición para recibir información del entorno mediante entradas analógicas y digitales (lectura de un sensor de temperatura por ejemplo).
- Realización de acciones de comando externo mediante contactos conmutados libres de potencial (arranque y parada de un grupo electrógeno por ejemplo).

- Disposición para el almacenamiento de información en memoria, que si es externa se dispondría de un puerto de comunicaciones RS-232.
- Medición y registro de la radiación solar instantánea captada por una célula patrón anexa al campo solar.

El regulador fotovoltaico que elegimos, equipado para realizar al menos las funciones enumeradas y fabricado bajo normas de calidad ISO es el siguiente:

Marca ATERSA

modelo mP-60

manejo de corriente en el lado solar: hasta 40 A por línea de regulación, a 48 V

manejo de corriente – lado de la carga: hasta 20 A, a 48 V

el conjunto de características y especificaciones técnicas de este equipo se incluyen en el anexo E.

4.5 Dimensionamiento del campo solar y del banco de baterías

Para los cálculos correspondientes, reunimos la data necesaria sobre la cual se ha tratado progresivamente en los capítulos y secciones precedentes:

- La ubicación geográfica de la estación y el valor ESH que corresponde a esta ubicación según la zonificación del territorio nacional establecida en el anexo C:

Coordenadas del Co. Caracoyo: 15° 47' latitud sur

71° 07' longitud oeste

Irradiación solar – valor ESH: 5,5

- El voltaje de operación del sistema, según requerimiento de la carga predominante:

Tensión de trabajo: -48 Vdc ± 10%

- La carga a ser alimentada por el sistema, que se requiere expresar en amperios hora por día según la sección 4.3 del presente capítulo:

$$\text{Carga del sistema: } 407,8 \text{ Ah/día}$$

- Los factores adimensionales con los que se expresa la fiabilidad definida para el sistema. Del capítulo III, sección 3.6:

$$Q_A = 1,2$$

$$Q_S = 6$$

- El valor de la corriente en el punto de máxima potencia, del módulo fotovoltaico elegido para el sistema. De la subsección 4.4.1 del presente capítulo:

$$I_M = 7,1 \text{ A}$$

- La profundidad de descarga máxima de la batería elegida. De la subsección 4,4,2:

$$DOD_{\max} = 80\%$$

- La temperatura mínima en invierno al interior de la estación; así como el factor de corrección por temperatura correspondiente. Del capítulo III subsección 3.3.3

$$\text{temperatura interior mínima: } 0 \text{ °C}$$

$$\text{coeficiente por temperatura: } 0,89$$

4.5.1 Cálculo del número de módulos (N)

- a) Los módulos que deben ser conectados en serie para alcanzar el voltaje de trabajo de la carga son:

$$N_S = 48 / 12$$

$$N_S = 4$$

- b) La corriente máxima del conjunto serie de 4 módulos, viene a ser la misma corriente del punto de máxima potencia del módulo elegido:

$$I_M = 7,1 \text{ A}$$

- c) La producción máxima diaria del conjunto serie de 4 módulos es:

$$C_S = I_M \times \text{ESH}$$

$$C_S = 7,1 \times 5,5 \longrightarrow C_S = 39,05 \text{ Ah}$$

d) La carga ajustada por el factor de fiabilidad es:

$$C_R = L \times Q_A$$

$$C_R = 407,8 \times 1,2 \longrightarrow C_R = 489,4 \text{ Ah}$$

e) La cantidad de conjuntos serie vienen a ser:

$$N_P = C_R / C_S$$

$$N_P = 489,4 / 39,05 \longrightarrow N_P = 12,53$$

f) El total de módulos es entonces:

$$N = N_S \times N_P \quad N = 50,12 \text{ que elevado al próximo múltiplo de 4}$$

$$\text{es finalmente: } N = (13 \times 4) = 52 \text{ módulos}$$

4.5.2 Cálculo de la capacidad del banco de baterías

b1) La capacidad útil de las baterías, a la temperatura de prueba normalizada de 20 °C, se obtiene por el producto de los amperios hora que consume la carga por el factor de fiabilidad adoptado

$$C_{UN} = L \times Q_S$$

$$C_{UN} = 407,8 \times 6 \longrightarrow C_{UN} = 2446,8 \text{ Ah}$$

b2) La capacidad útil de las baterías a la temperatura mínima del ambiente que las alberga (0° C) se calcula considerando el factor de corrección por temperatura:

$$C_U = C_{UN} / 0,89 \longrightarrow C_U = 2749,2 \text{ Ah}$$

b3) La capacidad nominal de las baterías se obtiene considerando la DOD_{MAX} del tipo de batería elegida:

$$C_N = C_U / 0,8 \longrightarrow C_N = 3436,5 \text{ Ah}$$

con lo que seleccionamos en la hoja técnica del anexo E la batería con el valor nominal de fabrica (a C_{100}) inmediato superior y que es:

$$C_N = 3500 \text{ Ah}$$

b4) La conformación del banco de baterías en función de la tensión impuesta por la carga (48 Vdc) y la tensión nominal de la celda (2 Vdc) resulta en:

24 celdas de 3500 Ah conectadas en serie

4.5.3 Comprobaciones de las capacidades del sistema

c1) La corriente instantánea máxima en el lado solar, para las condiciones estándares anotadas en el acápite 1.7.2 sería la siguiente:

$$I_s = 13(I_M) \longrightarrow I_s = 92,3 \text{ A}$$

con lo que se define que el regulador elegido deberá equiparse con tres líneas de regulación (120 A), con lo que se cubre incluso corrientes mayores que pueden darse en instantes de mayor luminosidad en la región de sierra. Estas corrientes pueden ser mayores hasta en un 15%

c2) Las corrientes instantáneas en el lado de la carga son:

- En el día (con el extractor de aire desconectado)

$$I_{C1} = 810 / 48 \longrightarrow I_{C1} = 16,9 \text{ A}$$

- Al mediodía (con el extractor de aire en funcionamiento):

$$I_{C2} = (810 / 48) + (10 / 48) \longrightarrow I_{C2} = 17,1 \text{ A}$$

- En las noches (con la luz de balizaje):

$$I_{C3} = (810 / 48) + (36 / 0,95) / 48 \longrightarrow I_{C3} = 17,7 \text{ A}$$

- Durante una visita de mantenimiento:

$$I_{C4} = (810 / 48) + (10 / 48) + (120 / 0,95) / 48 \longrightarrow I_{C4} = 19,7 \text{ A}$$

c3) La profundidad de descarga de las baterías a la que se llega en un día en que estas se recargan completamente al final, y considerando la temperatura mínima (factor de corrección de 0.89) es:

$$\text{DOD}_{\text{DIA}} = (L \times 100) / C_{\text{NT}}$$

$$\text{DOD}_{\text{DIA}} = (407,8 \times 100) / (3500 \times 0.89) \quad \text{DOD}_{\text{DIA}} = 13,1\%$$

este porcentaje no alcanza a tener significación en la estimación de la vida útil de la batería elegida ya que en la curva dada por el fabricante (anexo E) se aprecia que a descargas del 45% esta batería soportaría 5000 ciclos, esto es 13,7 años. Cabe esperar por tanto una esperanza de vida no menor a dicha cantidad de años aun en el caso de temporadas severas de baja irradiación solar.

4.6 Emplazamiento del campo solar

La ubicación y posición del campo solar en el entorno de la estación de Co. Caracoyo está determinada tanto por criterios generales aplicables a toda instalación fotovoltaica como por criterios específicos:

a) Criterio de máxima captación de la radiación solar:

El cual determina, según lo expuesto en el capítulo II:

- La orientación: Definida hacia el norte (hemisferio sur).
- La inclinación: 25° resultante de las coordenadas de la estación.
- Ubicación de la torre de la estación en el lado sur de la misma; a fin de que la sombra proyectada por la misma no incida sobre el techo donde se ha proyectado emplazar el campo solar (previamente con la elección del punto geográfico se ha verificado la inexistencia de sombras debidas a accidentes geográficos).
- Instalación de ahuyentadores de aves, a fin de evitar que las mismas y principalmente sus deyecciones proyecten sombras.

b) Criterio de optimización en el cableado:

El cual indica que para lograr la menor longitud posible de los cables de interconexión, deba agruparse los módulos según el orden serie-paralelo resultante en el sistema, y se ubique el campo solar, el regulador, baterías y carga, lo mas cercanos entre si. Por tanto se define para nuestra estación:

- Agrupar los módulos en formaciones de 4 x 5 a ser instalados sobre estructuras metálicas diseñadas para tal fin, y que se muestran en el anexo F.
- La ubicación del campo solar sobre el techo de la estación, el cual se ha construído con las características estructurales, área y orientación adecuadas.
- La instalación del regulador y del banco de baterías dentro de la estación y en el mismo ambiente que alberga a los equipos de radiocomunicación.

c) Criterio de seguridad:

La seguridad abarca dos frentes:

- Contra ventiscas o vientos huracanados, para lo que se especifica que la fijación de los módulos a las estructuras metálicas, las estructuras mismas y los anclajes de estas al techo soporten vientos de hasta 120 km por hora.
- Contra vandalismo y robo, siendo las primeras medidas, la ubicación del campo solar en el techo de la estación y la utilización de pernos especiales de sujeción de los módulos.

Los módulos solares formando el campo solar y emplazados sobre el techo de la estación tendrán la distribución de la figura 4.1

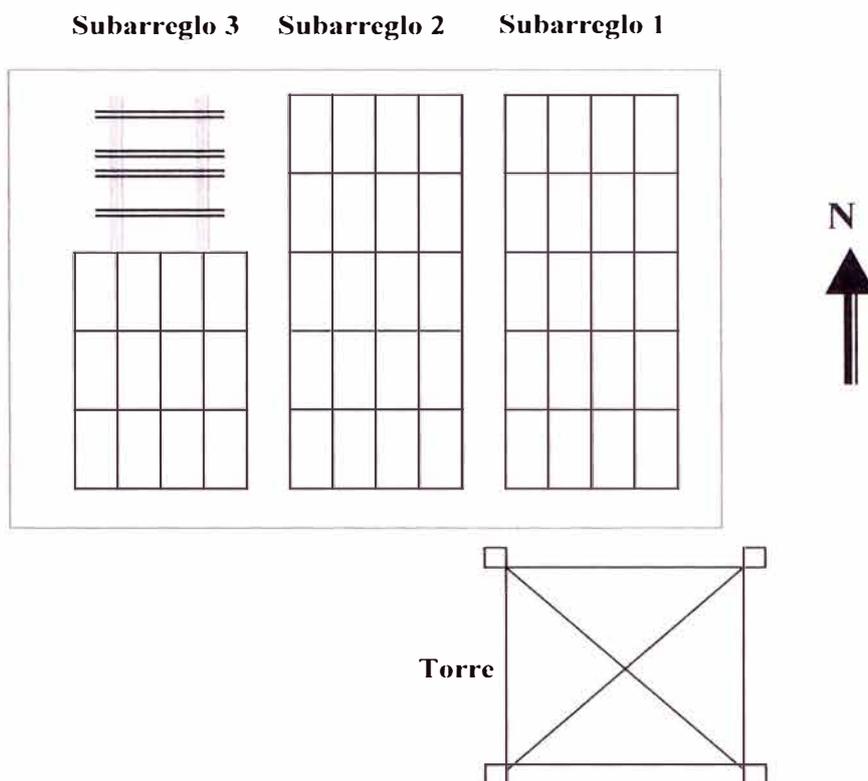


Figura 4.1: Emplazamiento del campo solar – Estación de Co. Caracoyo

4.7 Protección eléctrica del sistema

La estación como planta de telecomunicaciones que es, debe contar con un sistema de tierra único con un valor de resistencia de tierra de 5Ω o menos. Para la obtención de este valor el aterramiento generalmente consiste en 4 ó mas electrodos de tierra en pozos tratados con sales electrolíticas e interconectados mediante cables enterrados de cobre desnudo (la cantidad de electrodos es función directa de la resistividad del terreno).

Este aterramiento único debe ser utilizado también para la puesta a tierra de los elementos del sistema fotovoltaico. El conexionado es como sigue:

- Hacia la barra de tierra de la sala de equipos (barra de tierra dedicada o barra interior) van cada uno por cable directo: 1) El positivo del sistema, mediante cable proveniente del regulador y 2) La estructura metálica del banco de baterías
- Hacia la barra de tierra principal también por cables directos: 1) la estructura metálica de soporte de los módulos solares (como un conjunto) y 2) la línea de tierra de los protectores de rayos incluidos en las cajas de combinación serie-paralelo de cada subarreglo.

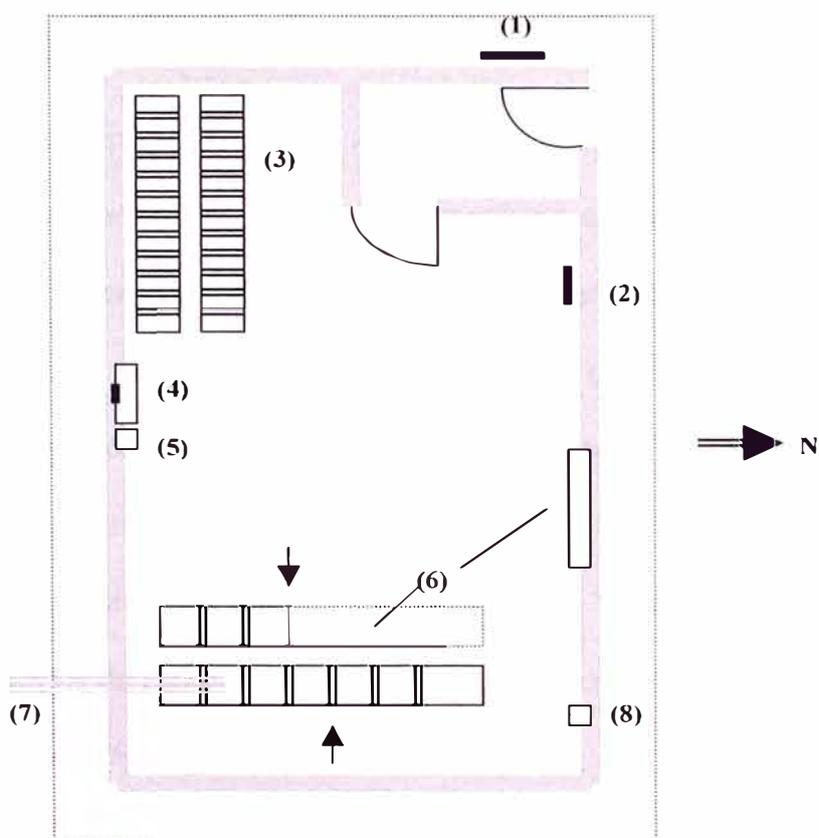
Estos protectores de rayos (lighting arrester) se recomienda incluir no obstante que el campo solar se encuentra dentro del cono de protección del pararrayos en la cúspide de la torre. Estos protectores son supresores de sobrevoltajes transitorios para líneas de corriente continua que se conectan en paralelo y están conformados generalmente por un conjunto de varistores o MOV'S. Elegimos para nuestra estación protectores con capacidad de manejo de 50 kA.

4.8 Disposición de la planta interior

La utilización de baterías selladas (sin emisión de gases) posibilita la instalación de estas en el ambiente que alberga a los equipos de telecomunicaciones y demás equipos eléctricos o electrónicos. En consecuencia la disposición de planta solo sigue los criterios de distribución espacial que los equipos requieren en cuanto a áreas de circulación y maniobra para la operación y el mantenimiento.

Las dimensiones del ambiente vienen determinados por la cantidad y tamaño de los bastidores y equipos que se instalan, mas los que se espera instalar a mediano plazo. Generalmente la obra civil se estandariza en uno o dos diseños para todas las estaciones de radioenlaces.

La disposición de planta en nuestra estación es entonces la que se muestra en la figura 4.2 y en el anexo F. Se resalta en ella la ubicación del regulador directamente debajo de la bajada de los cables provenientes del campo solar y que a la vez es una ubicación cercana al banco de baterías.



- (1) : Barra de tierra principal
- (2) : Barra de tierra dedicada
- (3) : Banco de baterías – 24 celdas
- (4) : Regulador fotovoltaico y canaleta de bajada de cables
- (5) : Caja de distribución eléctrica DC
- (6) : Equipos de radiocomunicación
- (7) : Ruta de cables alimentadores de antenas (hacia/desde la torre)
- (8) : Extractor de aire

Figura 4.2: Disposición de planta de la estación de Co. Caracoyo

CAPITULO V

ANALISIS ECONOMICO COMPARATIVO CON EL SISTEMA AUTONOMO CONVENCIONAL

5.1 Introducción

El presente capítulo trata los aspectos económicos de la energización de la estación de radioenlaces de Co. Caracoyo mediante el sistema fotovoltaico expuesto en los capítulos precedentes. Se seguirá principalmente una metodología comparativa con los costos que corresponden a la alternativa convencional o tradicional del sistema dual de grupos electrógenos ya mencionado en el apartado 4.1.

Se diferenciarán los costos siguientes en cada alternativa:

- Costos de adquisición e implantación; esto es la inversión inicial necesaria para que los equipos de radiocomunicación dispongan de energía eléctrica suficiente y permanente los 365 días del año.
- Costos de operación y mantenimiento, muy diferentes de una alternativa a otra
- Costos ocultos o externalizados (no tomados en cuenta) en los cálculos habituales con los que se decide tomar una u otra alternativa. Estos costos tienen denominaciones genéricas recientes como “costo social de la energía” ó “costo de restauración del equilibrio ecológico”

Para mayor claridad en los análisis no se incluirán en los cuadros de costos, los que corresponden a equipos y elementos que deben estar presentes en ambas alternativas y cuya diferencia en el costo –si la hubiera por cambio de características

técnicas- no es significativa. Por citar algunos. es el caso del tablero de distribución eléctrica en DC, el extractor de aire y la baliza en la torre.

Respecto a los precios de equipos y materiales, los cuadros incluyen la información según lo siguiente:

- Para los equipos importados (módulos solares, baterías, regulador fotovoltaico, grupos electrógenos, etc), el valor anotado es CIF.
- Para los materiales nacionales y para los items de ejecución en el país, la tasa de cambio es de S/ 3,50 por dolar.
- No se incluye el impuesto general a las ventas –IGV.
- Los precios se consideran a Octubre 2001 y ofertados a un comprador con un volumen anual de compra al menos 5 veces mayor en estos tipos de equipos.

5.2 Costo del sistema fotovoltaico puesto en funcionamiento

En el cuadro 5.1 se muestran los precios de equipos, materiales de instalación y de mano de obra e intervención técnica hasta la puesta en servicio del sistema en la estación de Co. Caracoyo.

La vida útil de los módulos solares es superior a 20 años y de las baterías es de 15 años.

Los elementos de fijación incluidos en el precio de la estructura de montaje de los módulos, son tanto pernos de expansión para fijación de la estructura al techo, como pernos de acero inoxidable y de diseño antirrobo, para fijación de los módulos a la estructura.

Los racks y accesorios incluidos en el precio de las baterías, son diseñados para cada tipo de batería por el fabricante de estas, a modo de garantizar la adecuada sustentación y el no desplazamiento en caso de sismo.

Cuadro 5.1: Costo del sistema fotovoltaico autónomo para Co. Caracoyo

Item	Descripción	Cant.	P. unit.	P. total
A.1	Módulos solares marca ATERSA, mod. A-120	52	780.00	40,160.00
A.2	Estructura metálica para el montaje (incluye elementos de fijación)	3	420.00	1,260.00
A.3	Baterías (incluye racks y accesorios) marca: SONNENSCHNEIN modelo: dryfit A600 Solar tipo: 24 OPzV 3500	24	1,660.00	39,840.00
A.4	Regulador fotovoltaico marca ATERSA, mod. mP-60	1	4,700.00	4,700.00
A.5	Convertidor -48 /+24 Vdc	1	400.00	400.00
A.6	Cables y materiales (juego)	1	2,600.00	2,600.00
A.7	Transporte y seguro nacionales	1	1,700.00	1,700.00
A.8	Instalación, pruebas y puesta en servicio	1	4,200.00	4,200.00
A.9	Otros	1	2,000.00	2,000.00
			TOTAL USD:	96,860.00

5.3 Costo del sistema dual de grupos electrógenos

En el cuadro 5.2 se muestran los precios de los grupos, tanques y otros equipos necesarios, mas materiales de instalación, mano de obra e intervención técnica hasta la puesta en servicio del sistema.

La vida útil de los grupos electrógenos para el régimen de operación en estaciones como Co. Caracoyo debe estimarse en los 12 años cuando la última repotenciación integral (overhaull) no es viable económicamente.

El costo de la apertura de la trocha vehicular de ascenso a la estación es tal que su contribución al costo total en porcentaje puede variar desde el 20% a mas del 100% según el kilometraje necesario en cada caso. Para la estación de Co, Caracoyo y para facilitar el análisis comparativo, se ha estimado un recorrido de trocha mínima (1,2 km) elegida de entre los recorridos que son habituales en las estaciones de radioenlaces ubicadas en cerros similares de la región altoandina.

Cuadro 5.2: Costo del sistema dual de grupos electrógenos para Co. Caracoyo

Item	Descripción	Cant.	P. unit.	P. total
B.1	Grupo electrógeno de 12,5 kva refrigerado por aire	2	16,500.00	33,000.00
B.2	Tanque diario de combustible (incluye bomba elect./manual)	1	1,400.00	1,400.00
B.3	Tanque de almacenamiento de Combustible –5000 galones	1	2,800.00	2,800.00
B.4	Tablero de transferencia automática entre grupos.	1	3,200.00	3,200.00
B.5	Rectificador – cargador 33 A, 220 vac / -48 vdc en conf. 1+1	2	3.150.00	6,300.00
B.6	Baterías estacionarias monoblock: 12V, xxx Ah (8 horas de respaldo)	4	650.00	2,600.00
B.7	Obra civil: ambiente para grupos 24 m ² de área techada	24	800.00	19,200.00
B.8	Obra: trocha vehicular de ascenso recorrido de 1,2 km	km	18,000.00	21,600.00
B.9	Cables y materiales(juego)	1	2,400.00	2,600.00
A.7	Transporte y seguro nacionales	1	1,900.00	1,900.00
A.8	Instalación, pruebas y puesta en servicio	1	3,000.00	3,000.00
A.9	Otros e imprevistos	1	2,000.00	2,000.00
			TOTAL USD:	99,600.00

5.4 Costos de operación y mantenimiento

El sistema fotovoltaico autónomo es de filosofía “costo cero” en cuanto a la operación y mantenimiento, especialmente desde la utilización de las baterías selladas que no requieren de agregado de agua.

Actualmente en el país el esfuerzo de mantenimiento en estaciones como Co. Caracoyo se reduce a una visita mensual de inspección y toma de lecturas, siendo esta visita la misma que se efectúa para los demás equipos de la estación y con el mismo personal, con lo que el costo queda distribuido entre todos los equipos.

La vigilancia del funcionamiento ya se efectúa mediante supervisión remota de los principales parámetros; siendo la tendencia actual potenciar esta supervisión y llegar a una operación mediante sistemas de gestión a distancia.

El sistema convencional también cuenta con supervisión remota, pero en cuanto a los demás costos de operación y mantenimiento debe enfrentarse una realidad muy diferente en la que resaltan los rubros siguientes:

- El abastecimiento y consumo de combustible y aceite
- El programa de mantenimiento de los grupos electrógenos
- La cantidad de horas-hombre necesarias con personal diferente del que mantiene los equipos electrónicos.
- Los vehiculos-kilómetro necesarios para el desplazamiento hacia la estación

La ubicación de la estación es determinante para la cuantificación de la mayoría de estos rubros. En el caso de la estación de Co. Caracoyo los costos ascenderían a un monto global de USD 2,500.00 por mes y cuyo detalle no se incluye dado que no hay comparación posible con el costo de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico.

5.5 Comentarios de comparación

Para la estación de Co. Caracoyo, la comparación económica de las dos alternativas es favorable al sistema fotovoltaico desde la inversión inicial, y lo es más tanto por los costos de operación /mantenimiento como por la mayor vida útil del sistema fotovoltaico.

A partir del resultado comparativo de los sistemas de energización para Co. Caracoyo, se formula entonces que el sistema fotovoltaico autónomo es de clara elección para estaciones de radioenlaces remotas en el rango de potencias de generación inferiores a los 6,3 kW_p.

Para sistemas con potencias de generación superiores, el estudio económico integral correspondiente deberá mostrar que es la alternativa mas conveniente. Es frecuente que sistemas con potencias de generación de 10 kW_p y 12 kW_p resulten atractivos económicamente.

5.6 Proyecciones y escenarios de futuro

En el Perú, las proyecciones de utilización de la energía fotovoltaica en el ámbito de las telecomunicaciones son de crecimiento sostenido en la medida en que esta tecnología se difunda y se adquiera el convencimiento de lo confiable que es para el suministro eléctrico continuo e ininterrumpido.

Como sistemas autónomos en estaciones y plantas remotas, la utilización deberá ir multiplicándose aparejada con el desarrollo y dispersión de las redes de telecomunicaciones que aun están lejos de cubrir todo el territorio nacional. Asimismo los sistemas fotovoltaicos deberán sustituir a corto plazo a los sistemas convencionales autónomos que todavía se mantienen operativos.

Pero el nicho natural de los sistemas fotovoltaicos en las telecomunicaciones en el Perú, es más que los sistemas autónomos, ya que también pueden sustituir con ventaja al grupo electrógeno de emergencia mediante configuración híbrida de los suministro público y solar en las plantas de menor magnitud (hasta 6kW de carga) donde no es necesario emplear equipos de aire acondicionado.

La utilización al presente año de sistemas fotovoltaicos en las redes de telecomunicaciones en el país, alcanza aproximadamente los 0,9 MW_p instalados y la proyección para el año 2002 debería ser la que se muestra en el cuadro 5.3

Segmento	KW _p
Redes rurales satelitales y terrestres	36,0
Redes de radioenlaces mayores	25,5
Sistemas híbridos para plantas diversas	48,0
Total	109,5 KW_p

Cuadro 5.3: Proyección del crecimiento de sistemas fotovoltaicos para el año 2002

El crecimiento podrá ser mucho mayor cuando se tome conciencia y se cuantifiquen debidamente los costos ocultos que no se toman en cuenta cuando se decide la utilización de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, costos todos relacionados con el deterioro del medio ambiente y con la alteración del equilibrio ecológico. Tal cuantificación es por ahora incipiente pero se estima a corto plazo su priorización a escala global.

Asimismo, el paulatino abaratamiento de la tecnología fotovoltaica, que ha pasado de USD 50 por W_p en los años 70 a los USD 4 de los años actuales (costo de fabricación) continuará en la década presente y contribuirá como factor decisivo a su

mayor utilización no solo en el campo de la telecomunicaciones sino en los cada vez más y mayores ámbitos del quehacer humano.

CONCLUSIONES

Se extrae de lo tratado en los capítulos precedentes, las conclusiones siguientes:

- Que es posible el diseño de un sistema fotovoltaico ajustado a las características operativas de los equipos a alimentar, y que al tratarse de equipos con los que se brindan servicios públicos de telecomunicaciones, se pueden reconocer y aplicar parámetros que otorguen elevada confiabilidad a la producción eléctrica del sistema fotovoltaico, no obstante la variabilidad inherente al clima y por ende la magnitud siempre cambiante de la radiación solar.
- Que la escasa disponibilidad de registros de medición de la radiación solar, puede ser superada en parte por el recurso de zonificar el territorio nacional con valores para la estación invernal; logrado por la conjunción de la data de los indicados registros y la experiencia acumulada sobre el comportamiento climático en cada región, valle o altiplanicie del país.
- Que en concordancia con el requerimiento de muy alta fiabilidad, es posible conformar el sistema fotovoltaico con elementos y equipos de elevadas prestaciones en lo referente a calidad de fabricación, duración o tiempo de vida útil y filosofía de “mantenimiento cero”, incluyendo en este criterio a la batería que hasta hace poco fue el elemento que tradicionalmente demandaba

reposiciones y daba lugar en la práctica, al total del costo de mantenimiento del sistema.

- Que un sistema fotovoltaico es la mejor alternativa tanto en lo técnico como en lo económico para contar con la energía eléctrica requerida para el funcionamiento confiable e ininterrumpido de los equipos de radioenlaces en una estación ubicada en un punto remoto del país.
- Que la tecnología fotovoltaica por sus bondades técnicas y su progresivo menor costo de fabricación; deberá alcanzar en el Perú una presencia determinante no solo en el ámbito de las telecomunicaciones, sino en bastantes y variados nichos de aplicación en puntos de ubicación remota primero, y luego en competencia o complementariedad con los sistemas de generación eléctrica tradicionales.
- Que a escala global, el agotamiento que se avizora de las reservas de los combustibles fósiles y la práctica utilización de todo el potencial hidroeléctrico susceptible de desarrollar; conllevan a reforzar la certeza de que los sistemas de energía “limpia”, es decir no contaminantes del medio ambiente, tendrán un uso cada vez mas amplio y generalizado, y que en este contexto la tecnología fotovoltaica continuará evolucionando hacia mayores niveles de eficiencia y costos de producción menores favoreciendo aun mas su uso extensivo.

ANEXO A

VALORES MEDIOS DE LA IRRADIACION SOLAR SOBRE SUELO HORIZONTAL EN EL TERRITORIO DEL PERU

- 1. DE LA BASE DE DATOS DE LA INTERNATIONAL H-WORLD**
- 2. DE LA BASE DE DATOS DEL CONVENIO UNM SAN MARCOS & UNIV. CARDIFF
DE U.K.**
- 3. DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE LOS PUNTOS DE MEDICION**

Valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Megajouls)

LOCALIDAD	LAT. SUR	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Los Cedros	3.1	17,2	19,4	19,6	18,9	19,1	16,3	16,6	16,8	15,8	16,5	17,5	19,4
Zorritos	3.6	18,1	19,9	18,3	19,5	18,9	18,4	17,1	15,3	16,4	18,4	19,5	19,2
Guayabamba	3.7	16,1	15,2	15,3	15,7	15,4	14,9	15,7	16,7	18,1	19,2	17,2	18,8
Tejedores	4.7	16,1	17,1	18,3	17,3	19,1	17,5	18,2	19,4	20,3	20,7	20,8	20,1
Tablazo	5.3	15,1	19,1	20,2	18,6	19,2	16,7	17,4	19,6	20,3	21,2	20,8	22,1
Tarapoto	6.5	17,1	16,8	15,7	15,4	15,1	14,6	16,5	17,4	17,1	17,1	17,6	17,4
Granja M. Sassape	6.5	20,7	20,9	22,4	22,6	21,1	18,1	17,5	19,1	20,9	21,6	21,4	21,2
Bambamarca	6.6	17,1	16,8	17,6	16,7	16,9	16,4	17,8	18,4	18,6	18,6	19,9	19,4
Llaucán	6.6	16,7	17,6	16,4	14,7	14,9	16,1	15,8	17,1	18,1	19,1	19,9	20,5
Tinajones	6.6	19,6	20,2	19,4	20,1	20,6	18,2	20,7	21,1	21,6	22,4	23,4	23,9
Lambayeque	6.7	18,6	20,2	19,8	19,1	18,3	16,7	15,8	17,1	18,1	19,7	20,3	20,9
Cayalti	6.8	19,3	20,9	19,8	19,4	18,9	16,1	17,1	18,3	18,8	20,8	21,1	21,7
Cajamarca	7.1	16,4	17,6	15,3	16,1	16,5	15,4	16,1	18,3	17,1	17,1	18,4	18,3
Casagrande	7.7	19,4	19,2	19,4	18,1	18,7	14,1	14,6	15,4	15,9	17,9	18,5	19,9
Cartavio	7.9	19,9	19,6	19,8	18,1	17,6	14,6	14,9	14,7	16,2	18,2	20,4	20,4
San Jorge	8.5	17,3	16,6	16,8	16,2	15,9	15,7	17,7	19,4	18,1	18,7	16,3	16,6
Neshuya	8.6	17,3	17,1	14,9	13,5	13,6	12,7	15,4	18,1	18,6	18,3	18,6	20,4
Yurac	9.0	15,5	14,4	14,9	14,8	14,2	13,2	15,1	17,1	16,9	16,8	16,7	15,5
San Jacinto	9.1	18,2	15,6	18,6	17,8	17,1	14,4	15,6	16,2	17,9	20,6	21,1	21,1
Huaraz	9.5	18,2	17,4	18,3	18,4	18,9	18,4	19,4	20,6	19,7	19,1	20,6	19,8
Querococha	9.6	15,6	15,2	16,4	17,4	17,1	16,6	18,1	18,9	18,6	16,8	19,1	16,7
San Lorenzo	9.7	17,5	16,1	16,4	17,7	17,1	17,1	19,1	19,5	19,3	18,7	20,7	18,7
Huánuco	9.9	16,8	16,3	16,7	16,7	17,2	16,5	17,3	18,5	17,5	18,3	19,2	17,6
Lampas Alto	10.0	17,2	14,8	16,4	16,4	17,2	17,1	18,9	19,5	18,9	16,8	19,6	17,9
Lampas Bajo	10.0	17,5	16,1	16,4	16,7	17,3	17,7	19,3	19,5	15,1	17,9	20,3	19,9
Conococha	10.1	17,5	15,6	16,1	17,1	17,2	17,6	18,6	19,5	18,9	17,6	19,9	18,3
Atacocha	10.5	17,2	16,1	17,1	18,3	18,1	17,8	18,4	19,1	17,8	19,9	19,6	18,4
Don Martín	11.0	19,2	18,2	18,2	17,5	14,4	11,7	12,1	12,9	14,3	15,7	18,1	19,6
San Ramón	11.1	16,2	15,6	16,1	16,2	16,3	15,3	16,7	16,9	17,1	18,7	18,5	18,5
Fundo Iberia	11.3	17,3	16,8	16,7	15,5	15,3	15,5	16,9	18,9	18,1	18,1	18,2	16,6

BASE DE DATOS DE LA INTERNACIONAL H-WORLD

**Valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Megajouls)**

LOCALIDAD	LAT. SUR	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Campo de Marte	12.0	17,8	20,1	18,6	19,4	14,6	10,4	9,2	10,2	12,8	12,6	19,1	18,3
La Molina	12.0	18,1	18,6	18,9	18,1	14,3	12,1	11,9	12,8	13,5	15,7	17,4	18,3
La Punta	12.0	16,2	18,3	17,8	17,1	14,1	10,6	10,4	10,8	11,4	13,1	15,4	17,5
Huancayo	12.1	22,7	20,9	20,6	20,1	20,1	20,1	20,3	21,4	22,1	23,1	24,5	22,7
Quillabamba	12.8	16,1	15,6	17,1	15,3	15,6	15,2	16,1	16,1	16,2	17,6	17,9	16,4
Túnel Cero	13.1	17,9	16,8	18,5	17,9	16,8	17,3	18,3	19,5	19,1	21,1	21,5	19,6
Cañete	13.1	18,7	18,7	18,5	17,9	14,1	10,7	10,5	11,4	12,8	15,3	17,1	18,8
Cuzco	13.5	18,7	16,9	17,7	18,1	17,3	17,2	18,2	18,4	18,6	20,3	20,7	18,8
Kayra	13.5	18,1	16,1	16,6	17,5	16,7	17,2	17,6	18,1	18,3	19,2	20,1	17,6
Abancay	13.6	19,5	17,6	18,1	17,8	17,1	16,4	17,3	18,4	18,3	21,1	21,5	19,2
Ica	14.0	21,1	18,1	19,5	18,4	17,2	20,7	15,1	17,3	18,9	22,2	23,2	22,1
Hacienda Majoro	14.8	20,1	20,6	20,9	18,2	18,1	15,4	16,3	18,2	20,9	23,7	22,9	21,4
Angostura	15.1	19,7	17,7	17,6	17,9	17,4	17,2	17,6	19,3	19,5	21,8	22,1	20,3
Caylloma	15.1	20,1	17,7	17,2	17,5	17,1	17,2	17,9	19,6	19,1	21,8	22,1	21,1
Salcedo	15.3	19,7	18,4	18,4	18,5	17,4	16,6	17,6	19,1	19,8	22,2	22,9	20,3
Huraya-Moho	15.3	18,9	16,9	18,1	19,1	17,4	17,4	18,5	20,1	20,5	21,1	21,7	19,1
Pane	15.4	18,1	16,9	16,5	16,8	15,6	16,6	16,7	17,4	17,4	18,8	20,6	19,1
Sibayo	15.4	19,3	16,9	16,9	17,8	17,3	17,1	17,6	18,1	18,8	21,1	21,4	19,9
Cuenca Río Verde	15.4	19,7	17,3	18,1	18,5	17,6	17,4	17,9	19,3	19,5	21,4	21,3	19,9
Lagunillas	15.5	20,4	18,8	18,4	18,1	16,8	16,3	17,6	19,9	20,1	22,6	23,1	20,7
Capachica	15.6	19,7	19,6	18,7	19,1	17,6	17,4	18,1	19,6	20,8	22,2	22,6	20,3
Imata	15.8	18,9	17,3	17,2	17,8	17,3	17,1	18,1	19,2	19,1	21,1	21,4	19,9
Puno	15.8	20,5	18,8	19,1	19,1	17,9	17,2	18,1	20,2	20,8	23,1	23,8	20,4
El Frayle	16.1	19,4	15,8	16,1	16,4	17,1	16,8	17,3	18,8	20,4	21,8	21,4	20,4
July	16.2	19,8	17,3	16,1	18,9	18,4	17,2	17,9	17,9	19,7	21,8	21,8	19,2
Pampa de Majes	16.3	23,7	21,5	21,9	20,5	18,8	17,5	19,3	20,9	22,4	25,3	26,3	24,9
La Salle	16.4	22,1	19,2	20,1	19,2	18,8	17,1	18,4	20,3	21,4	23,7	25,4	23,7
Characato	16.4	22,1	19,2	20,1	19,8	18,8	17,3	18,7	20,3	22,1	24,9	25,4	23,7
Desaguadero	16.6	20,6	20,1	20,1	19,9	17,7	16,8	17,3	19,4	19,7	22,2	21,8	20,4
Haciendita	17.0	23,1	20,1	21,3	19,2	15,8	14,6	14,2	16,2	17,2	21,9	23,1	20,1
Pampa Blanca	17.1	19,1	17,1	18,7	17,2	13,2	11,2	12,3	12,3	11,8	15,9	17,5	18,4
Moquegua	17.2	27,6	18,7	21,2	21,3	18,5	17,7	18,1	20,7	23,4	25,3	26,4	26,2
Punta de Coles	17.6	24,1	22,9	23,8	18,7	14,9	11,7	10,8	13,2	12,3	16,5	22,9	22,6
Calana	17.9	23,2	22,3	20,6	18,4	15,6	14,5	14,8	16,9	19,1	23,1	23,2	23,1

BASE DE DATOS DE LA INTERNACIONAL H-WORLD

Valores medios de Irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Kwh /m² /día)

Localidad	Lat. Sur	Long. W	Altitud-m	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Corrales	3,6°	80,5°	85	4.62	4.06	5.11	4.90	4.40	4.02	3.04	3.93	4.22	4.25	4.60	4.90
El Alto	4.3°	81,2°	270	4.53	4.62	4.51	4.09	3.08	3.43	3.49	3.68	3.91	3.93	4.02	4.39
Tambo Grande	4.9°	80,3°	260	4.93	5.05	4.64	4.82	4.61	4.42	4.57	4.93	5.50	5.64	5.53	5.18
<i>El Tablazo-Sullana?</i>	4.9	80,5°	147	5.21	5.44	5.05	5.14	4.83	4.26	4.39	5.04	5.35	5.60	5.47	5.47
Sullana-San Jacinto	4.8°	80,9°	102	4.66	4.46	4.86	4.62	4.61	3.92	4.16	4.61	5.03	4.92	4.66	5.30
Chulucanas	5.1°	80,2°	310	4.27	5.76	4.52	4.71	4.48	3.63	4.13	4.88	5.51	5.58	5.11	
Piura-Castilla	5.3°	80,6°	70	5.27	5.34	5.40	5.10	4.84	4.29	4.42	4.95	5.40	5.54	5.43	5.48
Huancabamba	5.3°	79,4°	1857	4.61	4.76	4.50	4.74	4.43	4.15	4.43	5.05	5.13	4.95	4.30	4.94
<i>Río Marañón?</i>	5.1	78,4°	240	3.47	2.52	2.65	2.73	2.64	2.55	2.90	3.21	3.13	3.78	3.28	3.70
<i>Río Marañón?</i>	5.7	78,6°	421	4.10	4.18	4.41	4.44	4.08	4.18	4.11	4.65	4.79	4.90	5.20	4.81
Lambayeque	6.7°	79,9°	18	5.45	5.42	5.30	5.04	4.56	3.90	3.42	4.32	4.90	5.10	5.26	5.35
Cayalti	6.9°	79,6°	150	5.90	5.92	5.50	5.45	5.02	4.44	4.88	4.89	5.57	5.85	6.13	6.21
Cajamarca	7.1°	78,5°	2660	4.48	4.45	4.26	4.16	4.20	4.08	4.77	4.51	4.43	4.63	4.93	4.73
Casagrande	7.7°	79,2°	158	4.81	5.11	4.66	4.45	4.48	3.43	3.25	4.06	4.06	4.73	4.87	5.06
Cartavio	7.9°	79,3°	91	4.98	6.06	5.01	4.62	4.80	3.82	3.56	4.36	4.31	4.92	5.31	5.47
Laredo	8.1°	78,9°	100	4.64	4.75	4.63	4.56	3.97	3.21	3.39	3.55	4.15	4.52	4.93	4.93
Trujillo	8.2°	79,0°	30	5.34	5.04	5.03	4.70	4.47	3.65	3.79	4.05	4.49	5.08	5.51	5.76
Virú-Punta Guañape	8.4°	79,8°	30	5.42	6.16	5.06	4.69	4.51	3.94	3.40		3.75	4.78	4.57	3.59
Nepeña	9.2°	78,4°	283	5.53	6.39	5.88	5.30	5.45	3.49	3.69	4.62	4.47	5.66	5.71	5.72
Huaraz	9.5°	77,5°	3090	5.16	5.03	5.04	5.01	4.94	4.73	4.10	5.27	5.40	5.40	5.55	5.24
Huarmey-Punta Las Zorras	10.3°	78,1°	100	5.00	6.15	6.04	5.52	5.29	3.65	3.45	4.15	4.18	5.18	6.10	6.29
Paramonga	10.7°	77,8°	15	5.31	4.40	5.09	4.71	2.70	1.95	2.28	2.10	2.72	4.29	4.93	5.52
<i>Litoral Barranca?</i>	10.8	77,9°	170	5.40	5.12	5.19	4.95	3.86	2.67	2.84	3.11	3.79	4.38	5.06	4.84
Río Huaura-Andahuasi	11.1°	77,2°	500	5.13	5.12	5.03	5.25	4.06	4.33	4.31	4.94	5.42	5.99	5.68	5.55
Río Huaura-Humaya	11.1°	77,3°	350	5.22	5.09	4.89	5.10	4.40	3.56	3.43	3.07	4.09	5.34	5.35	5.83
Lima-Jesus María	12.1°	77,0°	100	5.51	5.32	5.21	5.03	3.56	2.29	2.05	2.24	2.44	3.31	3.97	4.79
Lima-La Molina	12.1°	76,9°	150	4.32	4.93	4.26	4.39	3.74	2.25	1.97	2.06	2.21	3.91	3.35	4.31

BASE DE DATOS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS - LIMA

Valores medios de Irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Kwh /m2 /día)

Localidad	Lat. Sur	Long. W	Altitud-m	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Tingo Maria	9.3°	76,0°	640	3.02	3.06	3.78	3.75	3.77	3.61	3.87	4.56	4.45	4.53	4.25	3.91
Huánuco	9.9°	76,2°	1895	4.46	4.29	4.20	4.36	4.34	4.20	4.15	4.69	4.69	4.86	4.88	4.66
Valle Chanchamayo?	11.1			5.06	5.37	5.30	4.72	4.59	3.47	3.58	4.32	4.23	5.02	4.94	5.30
San Ramón	11.2°	75,3°	800	4.79	3.52	3.72	3.75	3.76	3.78	4.05	4.38	4.11	4.31	4.37	4.23
Valle Mantaro-Huachac	12.0°	75,3°	3150	5.00	4.93	4.67	4.70	4.59	4.39	4.53	4.91	4.99	5.27	5.43	5.15
Hvlica-Lag. Conococha	13.1°	75,2°	4520	4.86	3.98	4.15	4.29	4.27	4.67	4.32	4.60	4.92	4.86	5.25	4.87
Ayacucho	13.1°	74,2°	2760	5,14	5,08	4,72	4,63	4,49	4,20	4,21	4,68	5,03	5,44	5,67	5,32
Cañete	13.1°	76,3°	412	4.96	5.34	5.06	4.66	4.17	2.89	2.97	3.12	3.87	4.71	4.73	5.35
Chincha Alta	13.4°	76,2°	94	5,31	4,71	4,99	4,06	3,84	2,75	2,61	3,33	3,86	4,05	4,56	4,93
Pisco - Co. Caucato	13,7°	76,2°	74	5,76	5,86	5,88	5,08	4,21	3,57	3,24	3,57	4,19	5,14	5,32	5,61
Manrique-rio Pisco?	13,7	76,0°		5,29	5,25	5,15	4,36	4,07	3,36	3,53	3,55	4,24	5,04	5,41	5,04
Ica	14.1°	75,7°	390	5,07	4,92	4,87	5,13	4,75	4,34	3,98	4,43	4,98	5,09	5,65	5,51
Ica-Parcona	14,1°	75,6°	389	5,18	5,34	5,24	5,17	4,47	3,89	3,89	4,53	5,06	5,75	5,99	5,85
Nazca-Hda. Majoro	14.8	75,0°	410	5,13	5,62	5,57	4,84	4,49	3,75	3,04	4,41	5,08	5,87	5,94	5,43
Marcona	15.2°	75,1°	620	5,43	5,11	5,15	4,91	4,34	3,76	3,76	4,38	5,06	5,84	5,84	5,69
Abancay	13.6°	72,9°	2378	4,79	4,72	4,48	4,68	4,39	4,12	4,23	4,65	4,96	5,49	5,38	4,92
Cuzco-San Jerónimo	13.6°	71,9	3220	4,65	4,61	4,58	4,64	4,19	4,27	4,42	4,64	4,85	5,21	5,17	4,83
Santa Ana-Quillabamba?	12.9	72,3°	970	3,99	3,97	3,95	3,80	3,94	3,82	3,93	4,05	4,15	4,27	4,29	3,92
Huraya-Moho	15.3°	69,5°	3890	5,54	5,32	4,84	4,76	5,00	4,74	4,50	5,26	5,51	5,33	5,27	5,85
Puno	15.8°	70,0°	3875	5,31	5,24	5,08	5,05	4,68	4,38	4,56	5,02	5,50	5,98	5,97	5,57
July	16.2°	69,4°	3852	4,59	4,72	5,05	4,79	4,83	4,50		4,97	5,64	5,92	5,31	5,39
Sibayo	15.4°	71,4°	3847	4,97	4,36	5,03	5,34	4,32	4,07	3,96	4,82	5,26	5,58	5,82	5,90
Arequipa	16.4°	71,5°	2350	5,44	5,14	5,04	5,16	4,55	4,36	4,46	5,15	5,70	6,16	6,48	6,12
Characato	16.5°	71,5°	2451	5,19	4,95	5,19	5,06	4,65	4,43	4,57	5,17	5,71	6,58	6,50	5,86
Pampa de Majes	16.5°	72,2°	1440	5,84	5,54	5,70	5,43	4,67	4,55	4,82	5,39	5,84	6,67	6,61	6,37
Moquegua	17.2°	70,9°	1412	5,49	5,31	5,28	5,21	4,56	4,27	4,43	4,85	5,69	6,39	6,59	6,29
Sierra Tacna?	17.5	69,8°	4541	5,15	5,25	5,04	5,80	4,81	4,72	4,76	5,50	5,88	6,24	6,14	5,62
Calana	17.9°	70,3°	875	5,63	5,51	5,24	4,82	4,31	3,78	3,95	4,36	4,87	5,68	5,97	5,88

BASE DE DATOS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS - LIMA



PUNTOS DE MEDICIÓN

- Base de datos International H-World
- Base de datos Convenio UNM San Marcos & Universidad Cardiff - UK

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 INFORME DE INGENIERÍA - ANEXO F

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ESTACIÓN
 DE RADIOENLACES DE Co. CARACOYO

LAMINA

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PUNTOS
 DE MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

ANEXO B

ZONAS DE IRRADIACION SOLAR EN EL TERRITORIO DEL PERU

Determinación según valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal (Kwh /m² /día) - (Notas en página 4)

Localidad	Lat. S	Long. W	Altitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
ZONA I															
Paramonga	10,7°	77,8°	15	5,31	4,40	5,09	4,71	2,70	1,95	2,28	2,10	2,72	4,29	4,93	5,52
Litoral Barranca?	10,8	77,9°	170	5,40	5,12	5,19	4,95	3,86	2,67	2,84	3,11	3,79	4,38	5,06	4,84
Huacho-Don Martín	11,0°	77,7°		5,33	5,06	5,06	4,86	4,00	3,25	3,36	3,58	3,97	4,36	5,03	5,44
Callao-La Punta	12,0°	77,2°		4,50	5,08	4,94	4,72	3,89	2,94	2,89	3,00	3,17	3,61	4,28	4,86
Lima-Jesus María	12,1°	77,0°	100	5,51	5,32	5,21	5,03	3,56	2,29	2,05	2,24	2,44	3,31	3,97	4,79
Lima-Campo de Marte	12,0°	77,0°		4,94	5,98	5,17	5,39	4,06	2,89	2,56	2,83	3,56	3,5	5,28	5,08
Lima-La Molina	12,0°	76,9°		5,03	5,17	5,25	5,00	3,97	3,33	3,31	3,56	3,75	4,36	4,83	5,08
Lima-La Molina	12,1°	76,9°	150	4,32	4,93	4,26	4,39	3,74	2,25	1,97	2,06	2,21	3,91	3,35	4,31
Cañete	13,1°	76,3°		5,19	5,19	5,14	4,97	3,92	2,97	2,92	3,17	3,56	4,25	4,75	5,22
Cañete	13,1°	76,3°	112	4,96	5,34	5,06	4,66	4,17	2,89	2,97	3,12	3,87	4,71	4,73	5,35
Chincha Alta	13,4°	76,2°	94	5,31	4,71	4,99	4,06	3,84	2,75	2,61	3,33	3,86	4,05	4,56	4,93
Pisco - Co. Caucato	13,7°	76,2°	74	5,76	5,86	5,88	5,08	4,21	3,57	3,24	3,57	4,19	5,14	5,32	5,61
ZONA II															
Corrales	3,6°	80,5°	85	4,62	4,06	5,11	4,90	4,40	4,02	3,04	3,93	4,22	4,25	4,60	4,90
Zorritos	3,6°	80,6°		5,03	5,53	5,08	5,42	5,25	5,11	4,75	4,25	4,56	5,11	5,42	5,33
El Alto	4,3°	81,2°	270	4,53	4,62	4,51	4,09	3,08	3,43	3,49	3,68	3,91	3,93	4,02	4,39
Río Tambo-Pampa Blanca	17,1°	71,8°		5,28	4,75	5,19	4,78	3,67	3,11	3,42	3,42	3,28	4,42	4,86	5,11
Ilo-Punta de Coles	17,6°	71,4°		6,67	6,36	6,61	5,19	4,14	3,25	3,00	3,67	3,42	4,58	6,36	6,28
ZONA III															
Casagrande	7,7°	79,2°		5,39	5,33	5,39	5,00	5,19	3,92	4,06	4,28	4,42	4,97	5,14	5,53
Casagrande	7,7°	79,2°	158	4,81	5,11	4,66	4,45	4,48	3,43	3,25	4,06	4,06	4,73	4,87	5,06
Cartavio	7,9°	79,3°	91	4,98	6,06	5,01	4,62	4,80	3,82	3,56	4,36	4,31	4,92	5,31	5,47
Cartavio	7,9°	79,3°		5,53	5,44	5,50	5,00	4,89	4,06	4,14	4,08	4,50	5,06	5,67	5,67
Laredo	8,1°	78,9°	100	4,64	4,75	4,63	4,56	3,97	3,21	3,39	3,55	4,15	4,52	4,93	4,93
Trujillo	8,2°	79,0°	30	5,34	5,04	5,03	4,70	4,47	3,65	3,79	4,05	4,49	5,08	5,51	5,76
Virú-Punta Guañape	8,4°	79,8°	30	5,42	6,16	5,06	4,69	4,51	3,94	3,40		3,75	4,78	4,57	3,59
Nepeña	9,2°	78,4°	283	5,53	6,39	5,88	5,30	5,45	3,49	3,69	4,62	4,47	5,66	5,71	5,72
Valle Nepeña-San Jacinto	9,1°	78,3°		5,06	4,33	5,17	4,94	4,75	4,00	4,33	4,50	4,97	5,72	5,83	5,83
Huarmey-Punta Las Zorras	10,3°	78,1°	100	5,00	6,15	6,04	5,52	5,29	3,65	3,45	4,15	4,18	5,18	6,10	6,29
Río Huaura-Humaya	11,1°	77,3°	350	5,22	5,09	4,89	5,10	4,40	3,56	3,43	3,07	4,09	5,34	5,35	5,83
Río Huaura-Andahuasi	11,1°	77,2°	500	5,13	5,12	5,03	5,25	4,06	4,33	4,31	4,94	5,42	5,99	5,68	5,55
Manrique-río Pisco?	13,7	76,0°		5,29	5,25	5,15	4,36	4,07	3,36	3,53	3,55	4,24	5,04	5,41	5,04
Marcona	15,2°	75,1°	620	5,43	5,11	5,15	4,91	4,34	3,76	3,76	4,38	5,06	5,84	5,84	5,69

ZONAS DE IRRADIACION SOLAR EN EL TERRITORIO DEL PERU

Determinación según valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal (Kwh /m² /día) - (Notas en página 4)

Localidad	Lat. S	Long. W	Altitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
ZONA IV															
Sullana-San Jacinto	4.8°	80,9°	102	4,66	4,46	4,86	4,62	4,61	3,92	4,16	4,61	5,03	4,92	4,66	5,30
Tambogrande-Tejedores	4,7°	80,2°		4,47	4,75	5,08	4,81	5,28	4,86	5,06	5,39	5,64	5,75	5,78	5,58
Tambo Grande	4.9°	80,3°	260	4,93	5,05	4,64	4,82	4,61	4,42	4,57	4,93	5,50	5,64	5,53	5,18
Chulucanas	5.1°	80,2°	310	4,27	5,76	4,52	4,71	4,48	3,63	4,13	4,88	5,51	5,58	5,11	
Piura-Castilla	5.3°	80,6°	70	5,27	5,34	5,40	5,10	4,84	4,29	4,42	4,95	5,40	5,54	4,43	5,48
Bajo Piura-Tablazo?	5.3			4,19	5,28	5,61	5,17	5,33	4,64	4,83	5,44	5,64	5,89	5,78	6,14
El Tablazo-Sullana?	4.9	80,5°	147	5,21	5,44	5,05	5,14	4,83	4,26	4,39	5,04	5,35	5,60	5,47	5,47
Túcume-Gja.Sassape	6,5°	79,9°		5,75	5,81	6,22	6,28	5,86	5,03	4,86	5,31	5,81	6,00	5,94	5,89
Lambayeque	6.7°	79,9°	18	5,45	5,42	5,30	5,04	4,56	3,90	3,42	4,32	4,90	5,10	5,26	5,35
Lambayeque	6.7°	79,9°		5,17	5,61	5,50	5,31	5,08	4,64	4,39	4,72	5,03	5,47	5,64	5,81
Cayalti	6,8°	79,6°		5,36	5,81	5,50	5,39	5,25	4,44	4,72	5,08	5,22	5,78	5,86	6,03
Cayalti	6.9°	79,6°	150	5,90	5,92	5,50	5,45	5,02	4,44	4,88	4,89	5,57	5,85	6,13	6,21
Tinajones	6,6°	79,4°		5,44	5,61	5,39	5,58	5,72	5,06	5,75	5,86	6,00	6,22	6,50	6,64
Ica	14,0°	75,7°		5,86	5,00	5,42	5,11	4,78	5,75	4,17	4,81	5,25	6,17	6,44	6,14
Ica	14.1°	75,7°	390	5,07	4,92	4,87	5,13	4,75	4,34	3,98	4,43	4,98	5,09	5,65	5,51
Ica-Parcona	14,1°	75,6°	389	5,18	5,34	5,24	5,17	4,47	3,89	3,89	4,53	5,06	5,75	5,99	5,85
Nazca-Hda.Majoro	14.8	75,0°	410	5,13	5,62	5,57	4,84	4,49	3,75	3,04	4,41	5,08	5,87	5,94	5,43
Nazca-Hda.Majoro	14,8°	75,0°		5,56	5,72	5,81	5,06	5,03	4,28	4,53	5,06	5,81	6,58	6,36	5,94
Rio Tambo-Haciendita	17,0°	71,6°		6,42	5,58	5,92	5,33	4,39	4,06	3,94	4,50	4,78	6,08	6,42	5,56
Calana	17,9°	70,3°		6,44	6,19	5,72	5,11	4,33	4,03	4,11	4,69	5,28	6,39	6,44	6,42
ZONA V															
Huancabamba	5.3°	79,4°	1857	4,61	4,76	4,50	4,74	4,43	4,15	4,43	5,05	5,13	4,95	4,30	4,94
Bambamarca	6,6°	78,6°		4,75	4,67	4,89	4,64	4,69	4,56	4,94	5,11	5,17	5,17	5,53	5,39
Bambamarca-Llaucán	6,6°	78,5°		4,64	4,89	4,56	4,08	4,14	4,47	4,39	4,72	5,03	5,28	5,53	5,69
Cajamarca	7,1°	78,5°		4,56	4,89	4,25	4,44	4,58	4,28	4,44	5,08	4,72	4,75	5,11	5,08
Cajamarca	7.1°	78,5°	2660	4,48	4,45	4,26	4,16	4,20	4,08	4,77	4,51	4,43	4,63	4,93	4,73
Huaraz	9,5°	77,5°		5,06	4,83	5,08	5,11	5,25	5,11	5,39	5,72	5,47	5,28	5,72	5,50
Huaraz	9.5°	77,5°	3090	5,16	5,03	5,04	5,01	4,94	4,73	4,10	5,27	5,40	5,40	5,55	5,24
Rio Santa-San Lorenzo	9,7°	77,5°		4,86	4,44	4,56	4,92	4,72	4,75	5,28	5,42	5,36	5,19	5,75	5,19
Rio Santa-Lampas Alto	10,0°	77,3°		4,78	4,11	4,56	4,56	4,78	4,72	5,25	5,42	5,25	4,67	5,44	4,97
Rio Santa-Lampas Bajo	10,0°	77,4°		4,86	4,44	4,56	4,64	4,81	4,92	5,36	5,42	4,19	4,97	5,64	5,53
Laguna Conococha	10,1°	77,3°		4,86	4,33	4,44	4,72	4,78	4,89	5,17	5,42	5,25	4,89	5,53	5,08
La Unión-Querococha	9,6°	76,9°		4,33	4,22	4,56	4,83	4,72	4,61	5,00	5,25	5,17	4,67	5,31	4,64
Atacocha	10,5°	76,2°		4,78	4,44	4,75	5,08	5,00	4,94	5,11	5,28	4,94	5,53	5,44	5,11

ZONAS DE IRRADIACION SOLAR EN EL TERRITORIO DEL PERU

Determinación según valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal (Kwh /m2 /día) - (Notas en página 4)

Localidad	Lat. S	Long. W	Altitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
ZONA VI															
Huancayo	12,1°	75,2°		6,31	5,81	5,72	5,58	5,56	5,56	5,64	5,94	6,14	6,42	6,81	6,31
Valle Mantaro-Huachac	12,0°	75,3°	3150	5,00	4,93	4,67	4,70	4,59	4,39	4,53	4,91	4,99	5,27	5,43	5,15
Havelica-Túnel Cero	13,1°	75,1°		4,97	4,67	5,14	4,97	4,67	4,81	5,08	5,42	5,28	5,86	5,97	5,44
Havelica-Lag.Conococha	13,1°	75,2°	4520	4,86	3,98	4,15	4,29	4,27	4,67	4,32	4,60	4,92	4,86	5,25	4,87
Ayacucho	13,1°	74,2°	2760	5,14	5,08	4,72	4,63	4,49	4,20	4,21	4,68	5,03	5,44	5,67	5,32
Abancay	13,6°	72,9°	2378	4,79	4,72	4,48	4,68	4,39	4,12	4,23	4,65	4,96	5,49	5,38	4,92
Abancay	13,6°	72,9°		5,42	4,89	5,03	4,94	4,72	4,56	4,81	5,11	5,08	5,86	5,97	5,33
Cuzco	13,5°	72,0°		5,19	4,69	4,92	5,03	4,81	4,78	5,06	5,11	5,17	5,64	5,75	5,22
Cuzco-Kayra	13,5°	71,9°		5,00	4,47	4,61	4,86	4,64	4,78	4,89	5,03	5,08	5,33	5,56	4,89
Cuzco-San Jerónimo	13,6°	71,9	3220	4,65	4,61	4,58	4,64	4,19	4,27	4,42	4,64	4,85	5,21	5,17	4,83
ZONA VII															
Lampa-Salcedo	15,3°	70,6°		5,47	5,11	5,11	5,14	4,83	4,61	4,89	5,28	5,50	6,17	6,36	5,64
Lampa- Río Verde	15,4°	70,6°		5,47	4,81	5,00	5,14	4,89	4,83	4,97	5,36	5,42	5,94	5,92	5,53
Lagunillas	15,5°	70,9°		5,67	5,22	5,11	5,03	4,67	4,53	4,89	5,53	5,58	6,28	6,39	5,75
Huraya-Moho	15,3°	69,5°	3890	5,54	5,32	4,84	4,76	5,00	4,74	4,50	5,26	5,51	5,33	5,27	5,85
Huraya-Moho	15,3°	69,5°		5,25	4,69	5,00	5,31	4,83	5,14	5,58	5,56	5,69	5,86	6,03	5,31
Capachica	15,6°	69,8°		5,47	5,44	5,19	5,31	4,89	4,88	5,03	5,44	5,78	6,17	6,28	5,64
Puno	15,8°	70,0°		5,69	5,22	5,28	5,28	4,97	4,78	5,00	5,61	5,78	6,42	6,61	5,67
Puno	15,8°	70,0°	3875	5,31	5,24	5,08	5,05	4,68	4,38	4,56	5,02	5,50	5,98	5,97	5,57
July	16,2°	69,4°	3852	4,59	4,72	5,05	4,79	4,83	4,50		4,97	5,64	5,92	5,31	5,39
July	16,2°	69,4°		5,50	4,81	4,47	5,25	5,11	4,78	4,97	4,97	5,47	6,06	6,06	5,33
Desaguadero	16,6°	69,0°		5,72	5,56	5,58	5,53	4,92	4,67	4,81	5,39	5,47	6,17	6,06	5,67
Represa Angostura	15,1°	71,6°		5,47	4,92	4,89	4,97	4,83	4,78	4,89	5,36	5,42	6,06	6,14	5,64
Caylloma	15,1°	71,8°		5,56	4,92	4,78	4,86	4,75	4,78	4,97	5,44	5,31	6,06	6,14	5,86
Represa El Pañe	15,4°	71,0°		5,03	4,69	4,58	4,67	4,33	4,61	4,64	4,83	4,83	5,22	5,72	5,31
Sibayo	15,4°	71,4°	3847	4,97	4,36	5,03	5,34	4,32	4,07	3,96	4,82	5,26	5,58	5,82	5,90
Sibayo	15,4°	71,4°		5,36	4,69	4,94	4,81	4,75	4,89	5,03	5,00	5,22	5,86	5,94	5,53
Imata	15,8°	71,0°		5,25	4,81	4,78	4,94	4,81	4,75	5,00	5,33	5,31	5,86	5,94	5,53
Represa El Frayle	16,1°	71,2°		5,39	4,39	4,47	4,56	4,75	4,67	4,81	5,22	5,67	6,06	5,94	5,67

ZONAS DE IRRADIACION SOLAR EN EL TERRITORIO DEL PERU

Determinación según valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal (Kwh /m2 /día) - (Notas en página 4)

Localidad	Lat. S	Long. W	Altitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
ZONA VIII															
Arequipa- La Salle	16,4°	71,5°		6,14	5,33	5,58	5,33	5,22	4,72	5,11	5,64	5,94	6,58	7,06	6,58
Arequipa	16,4°	71,5°	2350	5,44	5,14	5,04	5,16	4,55	4,36	4,46	5,15	5,70	6,16	6,48	6,12
Characato	16,5°	71,5°	2451	5,19	4,95	5,19	5,06	4,65	4,43	4,57	5,17	5,71	6,58	6,50	5,86
Characato	16,4°	71,5°		6,14	5,33	5,56	5,50	5,22	4,81	5,19	5,64	6,11	6,92	7,06	6,58
Pampa de Majes	16,3°	72,2°		6,58	5,97	6,08	5,69	5,22	4,86	5,36	5,81	6,22	7,03	7,31	6,92
Pampa de Majes	16,5°	72,2°	1440	5,84	5,54	5,70	5,43	4,67	4,55	4,82	5,39	5,84	6,67	6,61	6,37
Moquegua	17,2°	70,9°	1412	5,49	5,31	5,28	5,21	4,56	4,27	4,43	4,85	5,69	6,39	6,59	6,29
Moquegua	17,2°	70,9°		7,67	5,19	5,89	5,92	5,14	4,92	5,00	5,75	6,50	7,03	7,33	7,28
Sierra Tacna?	17,5	69,8°	4541	5,15	5,25	5,04	5,80	4,81	4,72	4,76	5,50	5,88	6,24	6,14	5,62
ZONA IX															
Río Marañón?	5,1	78,4°	240	3,47	2,52	2,65	2,73	2,64	2,55	2,90	3,21	3,13	3,78	3,28	3,70
Río Marañón?	5,7	78,6°	421	4,10	4,18	4,41	4,44	4,08	4,18	4,11	4,65	4,79	4,90	5,20	4,81
Tarapoto	6,5°	76,4°		4,75	4,67	4,36	4,28	4,17	4,06	4,58	4,83	4,72	4,72	4,89	4,83
Aguaytia-Yurac	9,0°	75,7°		4,31	4,00	4,14	4,11	3,94	3,67	4,17	4,72	4,69	4,67	4,64	4,31
Tingo María	9,3°	76,0°	640	3,02	3,06	3,78	3,75	3,77	3,61	3,87	4,56	4,45	4,53	4,25	3,91
Huánuco-Querococha	9,6°	76,9°		4,33	4,22	4,56	4,83	4,72	4,61	5,00	5,25	5,17	4,67	5,31	4,64
Huánuco	9,9°	76,2°	1895	4,46	4,29	4,20	4,36	4,34	4,20	4,15	4,69	4,69	4,86	4,88	4,66
Huánuco	9,9°	76,2°		4,67	4,53	4,64	4,64	4,78	4,58	4,81	5,14	4,86	5,08	5,33	4,89
Valle Chanchamayo?	11,1			5,06	5,37	5,30	4,72	4,59	3,47	3,58	4,32	4,23	5,02	4,94	5,30
San Ramón	11,2°	75,3°	800	4,79	3,52	3,72	3,75	3,76	3,78	4,05	4,38	4,11	4,31	4,37	4,23
San Ramón	11,1°	75,3°		4,50	4,33	4,47	4,50	4,53	4,25	4,64	4,69	4,72	5,19	5,14	5,14
Quillabamba	12,8°	72,7°		4,44	4,33	4,72	4,25	4,33	4,22	4,44	4,44	4,50	4,89	4,97	4,56
Santa Ana-Quillabamba?	12,9	72,3°	970	3,99	3,97	3,95	3,80	3,94	3,82	3,93	4,05	4,15	4,27	4,29	3,92
ZONA X															
Iquitos-Guayabamba	3,7°	73,2°		4,44	4,22	4,25	4,36	4,28	4,14	4,36	4,64	5,03	5,33	4,78	5,22
Río Neshuya-San Jorge	8,5°	74,9°		4,81	4,61	4,67	4,50	4,42	4,36	4,92	5,39	5,00	5,19	4,53	4,61
Neshuya	8,6°	74,9°		4,81	4,72	4,14	3,75	3,78	3,53	4,28	5,03	5,17	5,08	5,17	5,67
Iberia	11,3°	69,6°		4,81	4,67	4,64	4,31	4,25	4,31	4,69	5,25	5,03	5,00	5,06	4,61

ZONAS DE IRRADIACION SOLAR EN EL TERRITORIO DEL PERU

Notas del sombreado:

Valores de la Base de Datos de la International H-World

Valores de la Base de Datos del Convenio Univ. Mayor de San Marcos - Univ. College Cardiff, Wales, Gran Bretaña

Menor valor mensual de Irradiación solar en el año

ANEXO C

DISTRIBUCION TERRITORIAL ENTRE LAS ZONAS DE IRRADIACION SOLAR Y MAPA DE ZONIFICACION

ZONAS	ESH Hs sol/día
Zona I	
Dpto. de Lima: Franja costera de 15 km	2,8
Dpto. de Ica: Franja costera de 15 km en las provincias de Chincha y Pisco	
Zona II	
Dpto. de Tumbes: Franja costera de 10 Km	3,3
Dpto. de Piura: Franja costera de 10 Km en el norte extendiendose hacia el Sur hasta Cabo Blanco	
Dpto. de Ica: Franja costera de 15 Km en las provincias de Ica y Nazca disminuyendo a 10 Km. Hacia el sur	
Dpto. de Arequipa: Franja costera de 10 Km	
Dpto de Tacna: Franja costera de 10 Km	
Zona III	
Dpto. de La Libertad: Provincias costeras de Chepén, Pacasmayo, Ascope y Trujillo.	3,8
Dpto. de Ancash: Franja costera hasta los 500 msnm.	
Dpto. de Lima: Franja longitudinal entre los 200 y 500 msnm.	
Dpto. de Ica: Franja longitudinal adyacente a la franja costera de la zona I y hasta los 500 msnm. No comprende los valles de Ica y Nazca	

Zona IV

- Dpto. de Tumbes:** Todo el Dpto. excepto la franja costera de la zona II
- Dpto. de Piura:** Provincias de Piura, Morropón, Sullana, Paita y Talara excepto la franja costera de la zona II, y el tercio occidental de la Prov. de Ayabaca
- Dpto. de Lambayeque:** Todo el Dpto. excepto el tercio oriental de la prov. de Ferreñafe
- Dpto. de Cajamarca:** Mitad occidental de las provincias de San Miguel y Contumazá
- Dpto. de La Libertad:** Provincias de Otuzco y Santiago de Chuco, excepto las cuencas de los ríos Angasmarca y Pijobamba.
- Dpto. de Ancash:** Franja longitudinal arriba de los 500 msnm. hasta las cumbres de la cordillera negra y la divisoria de aguas al Sur. 4,7
- Dpto. de Lima :** Franja longitudinal arriba de los 500 msnm. y hasta la divisoria de aguas.
- Dpto. de Ica :** Franja longitudinal arriba de los 500 msnm y hasta la divisoria de aguas.
Comprende los valles de Ica y Nazca
- Dpto. de Arequipa:** Franja longitudinal de 30 Km. adyacente a la franja costera de la zona II. Comprende el valle de Majes
- Dpto. de Moquegua:** Franja longitudinal de 30 Km. adyacente a la franja costera de la zona II
- Dpto de Tacna:** Franja longitudinal de 30 a 40 Km. adyacente a la franja costera de la zona II.

Zona V

- Dpto. de Piura:** Provincia de Huancabamba y los dos tercios orientales de la prov. de Ayabaca
- Dpto. de Lambayeque:** El tercio oriental de la prov. de Ferreñafe
- Dpto. de Cajamarca:** Todo el Dpto. excepto la prov. de San Ignacio y la mitad occidental de las provincias de Jaen, San Miguel y Contumazá.
- Dpto. de La Libertad:** Provincias de Sánchez Carrión, Bolívar y Patate
Cuencas de los ríos Angasmarca y Pijobamba en la prov. de Stgo. de Chuco. 5,0
- Dpto. de Ancash:** Todo el Dpto. excepto las vertientes occidentales de la cordillera negra, la cuenca del río Fortaleza y la prov. de Bolognesi en su mitad oriental.
- Dpto. de Huànuco:** Cuenca del río Marañón en las provincias de Marañón, Huacaybamba, Huamalíes y Dos de Mayo
- Dpto. de Pasco:** Provincia de Daniel Carrión y la cuenca del Lago Junín
-

Zona VI

- Dpto. de Junín:** Provincias de Junín, Yauli, Tarma, Jauja, Concepción y Huancayo.
- Dpto. de Huancavelica:** 100%
- Dpto. de Ayacucho:** Todo el Dpto. excepto la cuenca del río Apurímac y las vertientes occidentales de las provincias de Lucanas y Parinacochas. 5,2
- Dpto. de Apurímac:** 100%
- Dpto. del Cuzco:** Provincias de Anta, Cuzco, Paruro, Acomayo, Canchis, Canas, Chumbivilcas.
- Dpto. de Puno:** Provincia de Melgar, la mitad norte de la provincia de Azángaro y el tercio sur de las provincias de Carabaya y Sandía
-

Zona VII

- Dpto. de Ayacucho:** Las vertientes occidentales de las provincias de Lucanas y Parinacochas.
- Dpto. de Arequipa:** Provincias de La Unión y Condesuyos, prov. de Castilla excepto el valle de Majes, prov de Caylloma excepto las pampas de Majes, el tercio altiplánico de la prov. de Arequipa y una franja occidental de 10 Km. como transición entre las zonas IV y VIII 5,5
- Dpto. del Cuzco:** Provincia de Espinar
- Dpto. de Puno:** La mitad sur de la prov. de Azángaro y las provincias de Lampa, Huancané, San Román, Puno, Chucuito y Yunguyo
- Dpto. de Moquegua:** Franja occidental de 10 Km. como transición entre las zonas IV y VIII
- Dpto. de Tacna:** Franja occidental de 10 Km como transición entre las zonas IV y VIII
-

Zona VIII

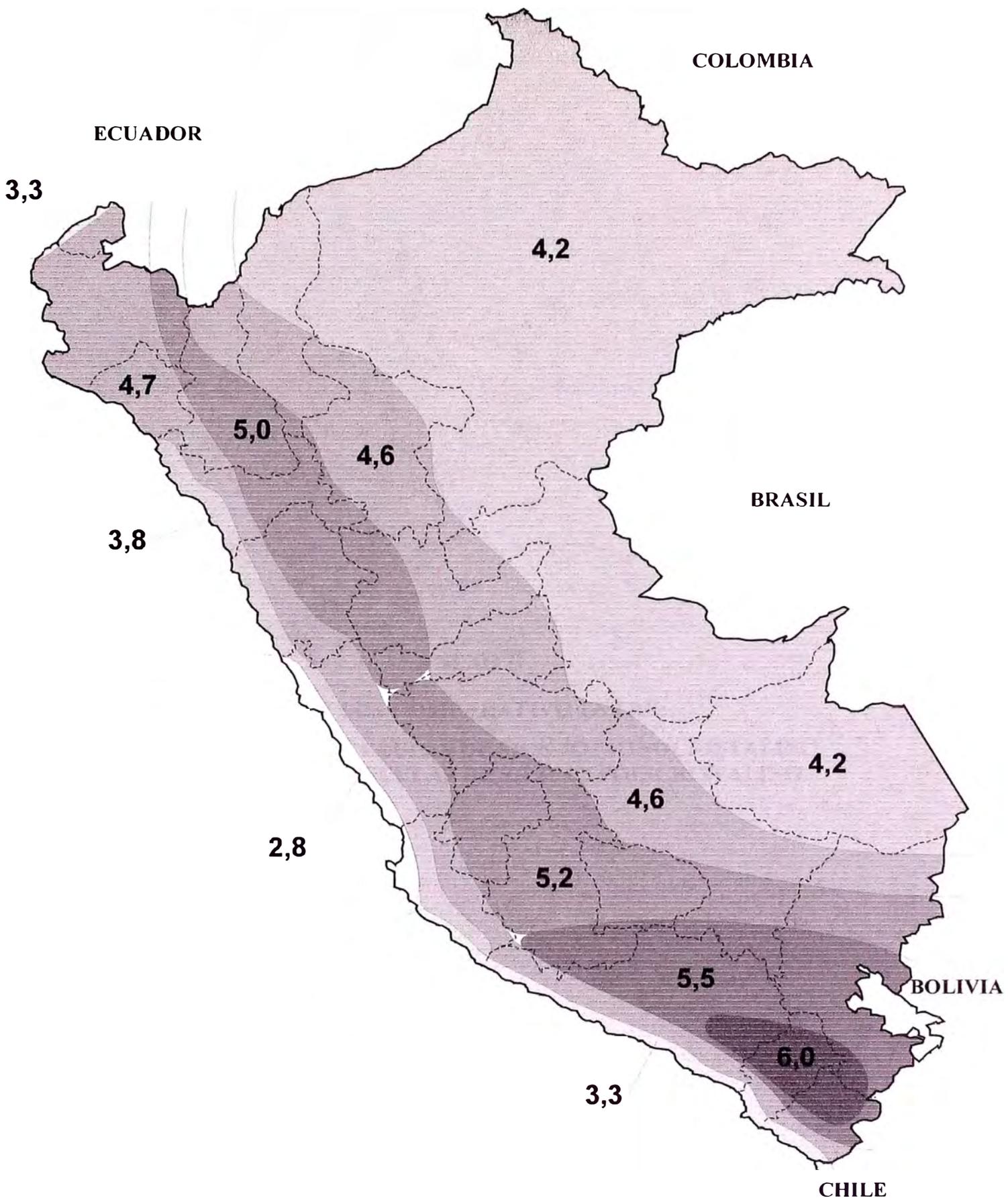
- Dpto. de Arequipa:** Prov. de Arequipa en sus dos tercios occidentales, las Pampas de Majes, Sihuas y la Joya
- Dpto. de Moquegua:** Provincias Gral. Sanchez Cerro y Mariscal Nieto excepto las franjas occidentales de las zonas IV y VII 6,0
- Dpto. de Tacna:** Todo el Dpto. excepto las franjas occidentales de las zonas II, IV y VII
-

Zona IX

- Dpto. de Cajamarca:** Prov. de San Ignacio y la mitad oriental de la provincia de Jaen.
- Dpto. de Amazonas:** Todo el Dpto. excepto la prov. de Condorcanqui en el lado norte del río Marañón
- Dpto. de San Martín:** Todo el Dpto. excepto el tercio oriental de la prov. de Lamas y los dos tercios orientales de la provincia de San Martín.
- Dpto. de Ucayali:** Provincia del Padre Abad.
- Dpto. de Huánuco:** Cuenca del río Huallaga en las provincias de Marañón, Huacaybamba y Huamalíes. Provincias de Leoncio Prado, Huánuco, Pachitea y Ambo. La prov. de Puerto Inca excepto el tercio norte. 4,6
- Dpto. de Pasco:** Provincia de Oxapampa y la prov. de Cerro de Pasco excepto la cuenca del Lago Junín
- Dpto. de Junín:** Provincias de Chanchamayo y Satipo.
- Dpto. de Ayacucho:** Cuenca del río Apurímac.
- Dpto. del Cuzco:** Los dos tercios occidentales de la provincia de la Convención, y las provincias de Urubamba, Calca, Paucartambo y Quispicanchis
- Dpto. de Puno:** Provincias de Carabaya y Sandia en sus dos tercios al Norte

Zona X

- Dpto. de Amazonas:** La prov. de Condorcanqui en el lado Norte del río Marañón
- Dpto. de Loreto:** 100%
- Dpto. de San Martín:** El tercio oriental de la prov. de Lamas y los dos tercios orientales de la prov. de San Martín. 4,2
- Dpto. de Huánuco:** Solo el tercio norte de la prov. de Puerto Inca.
- Dpto. de Ucayali:** Todo el Dpto. excepto la prov. del Padre Abad.
- Dpto. del Cuzco:** El tercio oriental de la prov. de La Convención.
- Dpto. de Madre de Dios:** 100%



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
INFORME DE INGENIERÍA - ANEXO F

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ESTACIÓN
 DE RADIOENLACES DE Co. CARACOYO

LAMINA

ZONIFICACIÓN SEGÚN VALORES DE ESH

ANEXO D

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE:

- A) MODULOS CON CELULAS DE SILICIO MONOCRISTALINO**
- B) MODULOS CON CELULAS DE SILICIO POLICRISTALINO**

ANALISIS COMPARATIVO

MODULOS SOLARES CON CELULAS DE SILICIO MONOCRISTALINO Y MODULOS CON CELULAS DE SILICIO POLICRISTALINO

1. Introducción:

El silicio, uno de los elementos mas abundantes en la corteza terrestre, se le encuentra mayormente combinado con el oxígeno (sílice - SiO_2) que es componente principal de la cuarzita, material que se reduce en hornos de arco eléctrico obteniendo el *silicio de grado metalúrgico* con una pureza del 99%.

Este silicio, para que pueda servir en usos electrónicos y fotovoltaicos, debe todavía ser purificado hasta una concentración de impurezas menor a 0,2 ppma (partes por millón en número de átomos). Para esto se le transforma químicamente primero a un compuesto líquido que permite la destilación al grado de pureza deseado, y luego se le solidifica por reacción con el hidrógeno a elevadas temperaturas obteniéndose el denominado *silicio de grado semiconductor* o polisilicio.

Este silicio debe aun ser cristalizado y laminado. Dos procedimientos de cristalización diferentes dan lugar a los silicios de las morfologías monocristalina y policristalina.

2. Las células monocristalinas

Siguiendo el procedimiento Czochralski (método CZ) mayormente utilizado, se obtiene el silicio monocristalino por crecimiento al interior de un crisol de cuarzo a partir de una “semilla” de silicio monocristalino que induce en el polisilicio fundido el ordenamiento de los átomos según una red cristalina (un solo cristal). Los lingotes cilíndricos que se forman son por lo general de hasta 15 cm de diámetro y de hasta 3,5 metros de longitud.

El proceso es de elevado costo, pero en contraparte incrementa la pureza del material, esto es un menor grado de contaminación; con lo que se contribuye a la eficiencia en la absorción de la radiación solar que alcanza el 19% en pruebas de laboratorio.

3. Las células policristalinas

El procedimiento denominado “de colada” con el que obtiene el silicio policristalino es mucho más sencillo y de menor costo. Consiste en fundir polisilicio en un crisol de grafito y dejarlo escurrir y enfriar de manera controlada, formándose un bloque rectangular o cuadrado conformado por granos de silicio cuya reunión define la estructura policristalina aunque internamente cada grano es monocristalino. El tamaño del bloque varía según el fabricante pero típicamente es de 40 x 40 cm de sección y 20 cm de altura.

En este proceso no hay segregación de impurezas (mayor grado de contaminación), dando lugar a una superficie con menor eficiencia de absorción de la radiación solar. Además la presencia de las fronteras entre granos afectaría la estabilidad y el rendimiento del material en el tiempo.

4. Datos de comparación

a) Como consecuencia de lo señalado, la mayoría de las células fotovoltaicas que se comercializan presentan las eficiencias típicas siguientes medidas bajo condiciones estándar y en los puntos de máxima potencia:

Monocristalinas : Entre 12 y 15% con superficies de 100 a 150 cm²

Policristalinas : Entre 9 y 13% con superficies de 100 a 200 cm²

b) No hay información comparativa sobre la vida útil de los dos tipos de células. Sin embargo dada la conformación del silicio policristalino se estimaría una menor vida útil de las células con este silicio frente a las células monocristalinas.

c) Para características de operación similares, no hay diferencia en los precios de los módulos con ambos tipos de células, no obstante que los costos de producción entre un tipo de silicio y otro difieren significativamente.

d) Módulos de los dos tipos cuentan con Certificación internacional incluida la Certificación del Joint Research Centre (JRC) de Ispra – Italia.

5. Conclusión

En la posibilidad de elegir y en espera de mayor información de tipo comparativo, elegimos los módulos conformados por células de silicio monocristalino.

ANEXO E

CARACTERISTICAS TECNICAS DE UNIDADES Y EQUIPOS ELEGIDOS PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE Co. CARACOYO

- 1. MODULO FOTOVOLTAICO ATERSA A-120**
- 2. BATERIA SONNENSCHNEIN DE 3500 Ah**
- 3. REGULADOR FOTOVOLTAICO ATERSA Mp-60**

dryfit A 600 solar. Sonnenschein's pioneering lead: Packed energy for more power.



dryfit A 600 solar:

Completely maintenance-free, sealed VRLA batteries (Valve Regulated Lead-Acid) in dryfit technology.

dryfit A 600 solar batteries are designed for medium to large power requirements. Typical applications include: Solar and wind-driven power plants, power supply utilities, postal applications, solar stations, radio telecommunications, railway operations.



Maintenance-free



Proof against deep discharge



Low gassing



Recyclable



Tubular plate



Monoblock

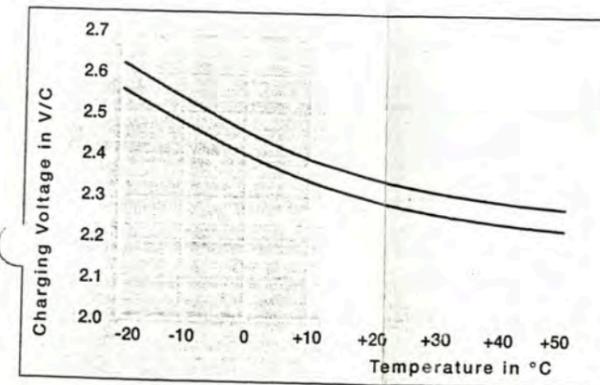


Nominal capacity 240 - 3500 Ah

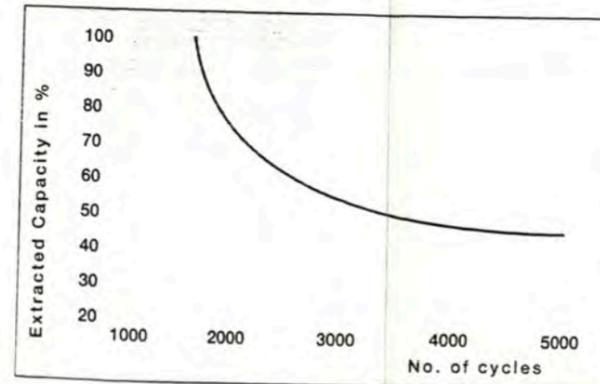


1600 Cycles to IEC 896 T2

Type No.	Type	Nominal capacity (C 100) Ah	Discharge current (I 100) A	Length (l) max. in mm	Width (b) max. in mm	Height (h ₁) max. in mm	Height (h ₂) max. in mm	Installed length (L) in mm	Pole pairs	Weight with electrolyte in kg
0 11 81165 00	4 OPzV 240	240	2.4	105	208	360	398	112	1	19.5
0 11 81166 00	5 OPzV 300	300	3.0	126	208	360	398	135	1	23.5
0 11 81167 00	6 OPzV 360	360	3.6	147	208	360	398	155	1	28.0
0 11 81168 00	5 OPzV 400	400	4.0	126	208	475	513	135	1	31.0
0 11 81169 00	6 OPzV 500	500	5.0	147	208	475	513	155	1	36.5
0 11 81170 00	7 OPzV 600	600	6.0	168	208	475	513	175	1	42.0
0 11 81171 00	6 OPzV 720	720	7.2	147	208	650	688	155	1	50.0
0 11 81172 00	8 OPzV 960	960	9.6	215	193	650	688	220	2	68.0
0 11 81173 00	10 OPzV 1200	1200	12.0	215	235	650	688	220	2	82.0
0 11 81174 00	12 OPzV 1400	1400	14.0	215	277	650	688	220	2	97.0
0 11 81175 00	12 OPzV 1700	1700	17.0	215	277	800	838	220	2	120.0
0 11 81161 00	16 OPzV 2300	2300	23.0	215	400	775	815	220	3	160.0
0 11 81162 00	20 OPzV 2900	2900	29.0	215	490	775	815	220	4	200.0
0 11 81163 00	24 OPzV 3500	3500	35.0	215	580	775	815	220	4	240.0



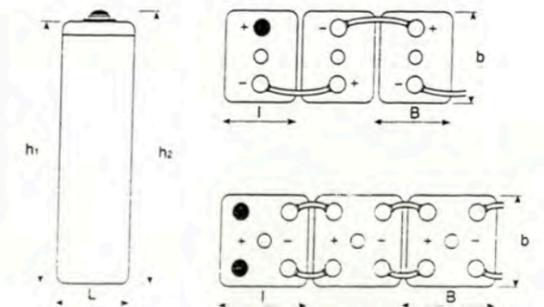
For continuous charging 2,28 - 2,32 V per cell is recommended at 20 °C. The charging voltage must be compensated according to the curve for continuously different battery ambient temperature.



Endurance in cycles according to IEC 896 T2.

Types	Capacity C ₁ - C ₁₀₀				
	C ₁ 1.67 VPC	C ₃ 1.75 VPC	C ₅ 1.77 VPC	C ₁₀ 1.80 VPC	C ₁₀₀ 1.85 VPC
4 OPzV 240	108	151	175	200	240
5 OPzV 300	135	189	219	250	300
6 OPzV 360	162	227	263	300	360
5 OPzV 400	180	252	292	350	400
6 OPzV 500	225	315	365	420	500
7 OPzV 600	270	378	438	490	600
6 OPzV 720	324	454	526	600	720
8 OPzV 960	432	605	701	800	960
10 OPzV 1200	540	756	876	1000	1200
12 OPzV 1400	630	882	1022	1200	1400
12 OPzV 1700	765	1071	1241	1500	1700
16 OPzV 2300	1035	1449	1679	2000	2300
20 OPzV 2900	1305	1827	2117	2500	2900
24 OPzV 3500	1575	2205	2555	3000	3500

Dimensions and connections



A-120 / A-130

Módulos fotovoltaicos de alta eficiencia para grandes instalaciones



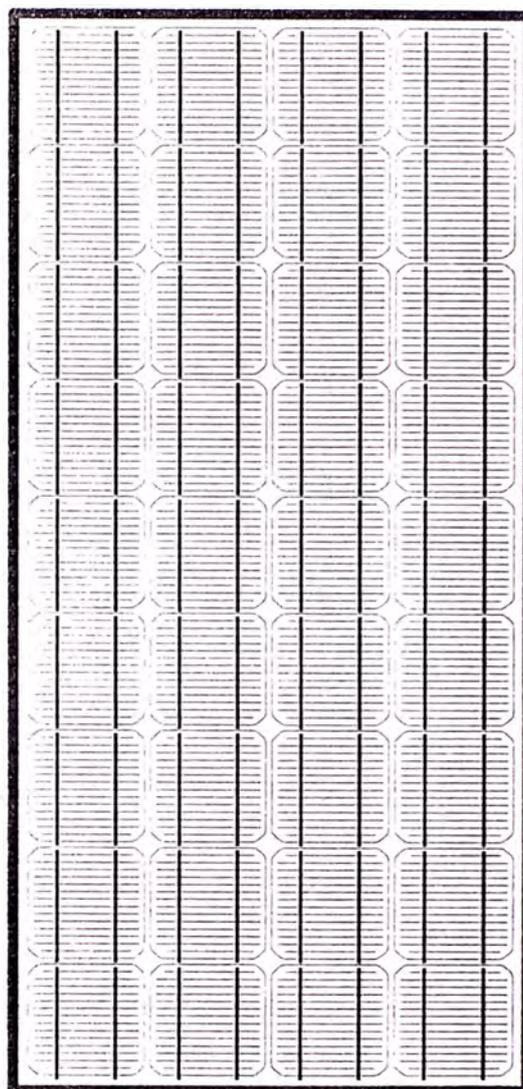
Estos módulos están contruidos con células cuadradas fotovoltaicas de silicio monocristalino de 6 pulgadas, siendo las células solares más grandes y avanzadas tecnológicamente que se comercializan en la actualidad. El uso de estas células evita los circuitos serie-paralelo, con sus problemas inherentes, que utilizan otros fabricantes para la construcción de módulos de alta potencia. Este tipo de célula asegura una producción eléctrica que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil que nos es suministrada por el Sol.

La capa especial antirreflexiva incluida en el tratamiento de las células, asegura una uniformidad de color en todas las células, evitando coloreados diferentes dentro del modulo, mejorando de esta forma sensiblemente la estética. La gran potencia de estos módulos hace que sean los más idóneos en grandes instalaciones, en las que el costo de interconexión y montaje es menor que si utilizamos más módulos de menor potencia.

Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos y siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras y funcionando eficientemente sin interrupción en su prolongada vida útil.

El circuito solar esta intercalado entre el frente de vidrio y una lámina dorsal de TEDLAR, absolutamente rodeado de EVA, garantizando de esta forma la absoluta estanqueidad.

La caja de conexiones intemperie con terminales positivo y negativo, incorpora dos diodos de derivación cuya importante misión es la de reducir la posibilidad de pérdida de energía por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto, además de evitar la rotura del circuito eléctrico por este efecto.



Características eléctricas

Potencia (W en prueba \pm 10%)

A-120

120 W

A-130

130 W

Número de células en serie

36

36 de 6"

Corriente en punto de máxima potencia

7,1 A

7,54 A

Tensión en punto de máxima potencia

16,9 V

17,2 V

Corriente de cortocircuito

7,7 A

8,1 A

Tensión de circuito abierto

21 V

21,3 V

Homologado según CEC-SPECIFICATION nº 503 por el JRC de ISPRA

Características Físicas

Longitud

1.477 mm

1.477 mm

Anchura

660 mm

660 mm

Espesor

35 mm

35 mm

Peso

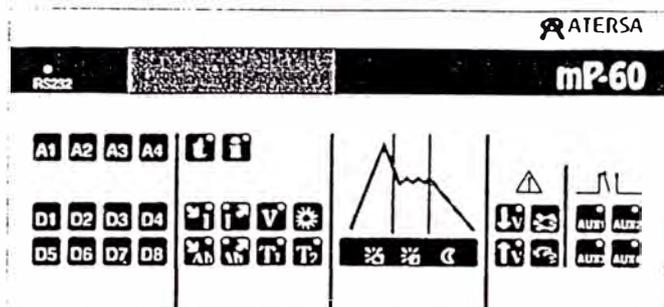
11,9 Kg

11,9 Kg

Especificaciones en condiciones de prueba standard de: 1.000 W/m², temperatura de la célula 25°C y masa de aire de 1,5

mP-30 y mP-60

SISTEMA DE REGULACIÓN Y CONTROL



El mP ha sido diseñado para proporcionar un sistema de regulación y control en instalaciones fotovoltaicas de media y alta potencia, incorporando un amplio equipamiento de información. Se emplean las tecnologías más avanzadas en el diseño de todas y cada una de sus funciones. El control mediante microprocesador, la conmutación de las líneas de potencia con relés de estado sólido y un voltímetro de precisión permiten un nivel de fiabilidad y prestaciones muy elevados. El sistema de información y la disponibilidad de entradas analógicas y digitales configurables, así como de salidas auxiliares, permite resolver las aplicaciones más complejas desde un módulo de control único centralizado en el que se dispone de toda la información del sistema.

La instalación conjunta mP y el Datasol-16 aporta las prestaciones de un equipo de adquisición de datos de forma sencilla y reducido coste.

SISTEMA DE REGULACIÓN DE CARGA

El sistema base de regulación de carga dispone de líneas de regulación independientes, con capacidad para conmutar hasta un máximo de 60A en el mP60 y 30 A en el mP30 para tensiones nominales de 12 y 24V, y 40A (mP60) y 20A (mP30) para 48 Vn. Configuraciones especiales permiten disponer de hasta 10 líneas de regulación de carga independientes. El ciclo de carga ha sido diseñado para garantizar una carga completa de los acumuladores, está dividido en dos fases, carga y flotación. En la zona de regulación de la carátula se dispone de indicadores luminosos que informan del estado del sistema de regulación.

Tensión final de carga

Para el cálculo preciso del valor de la tensión final de carga, es necesario conocer la intensidad de carga, la capacidad del acumulador y la temperatura de trabajo. La intensidad de carga y la temperatura son datos que el sistema posee, la capacidad del acumulador instalado es un valor que debe ser introducido en la memoria del mP.

Carga de igualación

Las baterías están constituidas por diferentes elementos asociados en serie, con el tiempo, aparece una cierta dispersión de características entre los elementos que afecta a la vida de la batería, ya que los elementos mantienen tensiones diferentes. Para eliminar esta dispersión se recurre a efectuar cargas de igualación, consistentes en sobrecargar moderadamente la batería para que todos los elementos alcancen una situación igual.

El sistema de regulación mP-60 realiza automáticamente esta gestión, realizando cargas de igualación de los

acumuladores tras un periodo de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo. La situación de igualación se consigue subiendo la banda de flotación hasta alcanzar la tensión final de carga, lo que desplaza la flotación dentro de la zona de gaseo del acumulador, pero sin rebasar la tensión final de carga que se establece como tensión máxima del sistema.

SISTEMA DE ALARMAS

El sistema de alarmas que incorpora el mP en la configuración base advierte de cuatro situaciones que suponen un funcionamiento anormal del sistema. Las cuatro alarmas disponen de señal acústica de aviso, indicador luminoso y pulsador reset de la señal acústica.

Alarma por baja tensión de batería

La alarma por baja tensión de batería indica una situación de descarga del acumulador próxima al 50% de su capacidad nominal y la tensión de activación varía con el régimen de intensidad de descarga de ésta.

Alarma por alta tensión de batería

La alarma por alta tensión de batería se activa cuando los acumuladores alcanzan una tensión superior a la asignada para la regulación de carga. Ello puede suponer una avería en el control de regulación de carga, o bien, la carga directa desde generadores auxiliares sin sistema de regulación. Todas las maniobras descritas anteriormente se desactivan cuando los acumuladores alcanzan un valor de tensión inferior a los valores máximos de la tensión final de carga.

Desconexión salida de consumo por baja tensión de batería

La desconexión de la salida de consumo por baja tensión de batería indica una situación de descarga del acumulador próxima al 70% de su capacidad nominal. La selección del valor adecuado de desconexión varía con el régimen de intensidad de descarga.

Sobrecarga en la salida de consumo

En el caso de que en la salida de consumo se supere el valor de intensidad máximo asignado, se activa la alarma por sobrecarga y se interrumpe el paso de la salida de consumo. Una vez se ha reducido el valor de la intensidad o temperatura, la alarma desaparece y el sistema vuelve a su funcionamiento normal.

SISTEMA DE INFORMACIÓN

El sistema de información que incorpora el mP permite disponer de los parámetros más importantes del funcionamiento de la instalación de forma directa, así como realizar pruebas de funcionamiento para la verificación y el mantenimiento del equipo.

Intensidad de carga

Nos indica la corriente instantánea que está circulando entre los módulos solares y los acumuladores.

Intensidad de descarga

Nos indica la intensidad de descarga del acumulador a través de la salida de consumo.

Contador de carga

Proporciona la cantidad de Ah suministrados al acumulador por las líneas de carga del generador fotovoltaico. Programaciones especiales proporcionan este dato en Wh.

Contador de descarga

Indica los Ah de descarga total de la salida de consumo. Programaciones especiales proporcionan este dato en Wh.

Tensión de batería

Proporciona la tensión actual de los acumuladores. En el banco de datos se dispone de la máxima y la mínima registrada desde la inicialización del sistema.

Radiación solar

Al solicitar esta información, aparecen de forma secuencial dos valores, el primero corresponde a la radiación solar instantánea en mW/cm² y el segundo corresponde a un contador de HSP acumuladas.

Temperatura

- T1 es la sonda programada para su instalación sobre los acumuladores en la programación base.
- T2 es la sonda que permite controlar la temperatura en un punto de interés del sistema

BANCO DE DATOS

Nº	Descripción
1	Versión de la programación en ROM
2	Capacidad del acumulador programada.
3	Días transcurridos desde la inicialización del sistema.
4	Tensión de batería máxima desde la inicialización del sistema.
5	Tensión de batería mínima desde la inicialización del sistema.
6	Número de alarmas por baja tensión que se han registrado.
7	Número de alarmas por alta tensión que se han registrado.
8	Número de alarmas por sobrecarga en la salida de consumo.
9	Número de desconexiones por baja tensión que se han producido.
10	Número de veces en las que se ha alcanzado la fase de flotación.
11	Valor máximo de la temperatura interna.
12	Valor máximo de la temperatura en sonda T1.
13	Valor mínimo de la temperatura en sonda T1.

TEST DE COMPONENTES

El pulsador de Test permite revisar el estado de todos los dispositivos en la misma instalación

COMUNICACIÓN CON EL ENTORNO

Entradas analógicas

El mP incorpora cuatro entradas analógicas de tipo diferencial, lo que permite la lectura de valores de tensión externos con precisión. La configuración base de las cuatro entradas analógicas diferenciales ha sido diseñada para la instalación de shunts externos de 150 mV con un fondo de escala de 30, 60, 100 y 200 amperios. El valor de la lectura del contador acumulado indica Ah. Programaciones especiales permiten disponer del contador en Wh.

Entradas digitales

El mP incorpora ocho entradas de tipo digital, cada una de las entradas dispone de dos contactos, masa y +5 voltios.

La lectura de las maniobras que se realizan en dispositivos externos o la lectura de sondas que emiten impulsos (abren y cierran el circuito externo), son las aplicaciones más frecuentes de este tipo de entradas.

Salidas auxiliares

El mP dispone de cuatro salidas a través de contactos conmutados libres de potencial para la realización de maniobras externas.

- **Salida AUX1:** Proporciona un sistema de regulación a cargadores de baterías auxiliares.
- **Salida AUX2:** Emite las señales de control necesarias para el arranque y paro de un grupo electrógeno auxiliar. La tensión seleccionada para el arranque corresponde a la tensión de alarma por baja tensión.
- **Salida AUX3:** Se activa cuando el sistema de regulación para a la fase de flotación. Esta señal se puede interpretar como la disponibilidad de baterías a plena carga, lo que permite realizar maniobras externas cuando se verifica esta situación.
- **Salida AUX4:** En el caso de que la sonda de temperatura interna alcance un nivel superior a 40°C, la salida AUX4 se activa, dando la posibilidad de controlar un sistema de ventilación forzada externo.

Salida de comunicaciones RS-232:

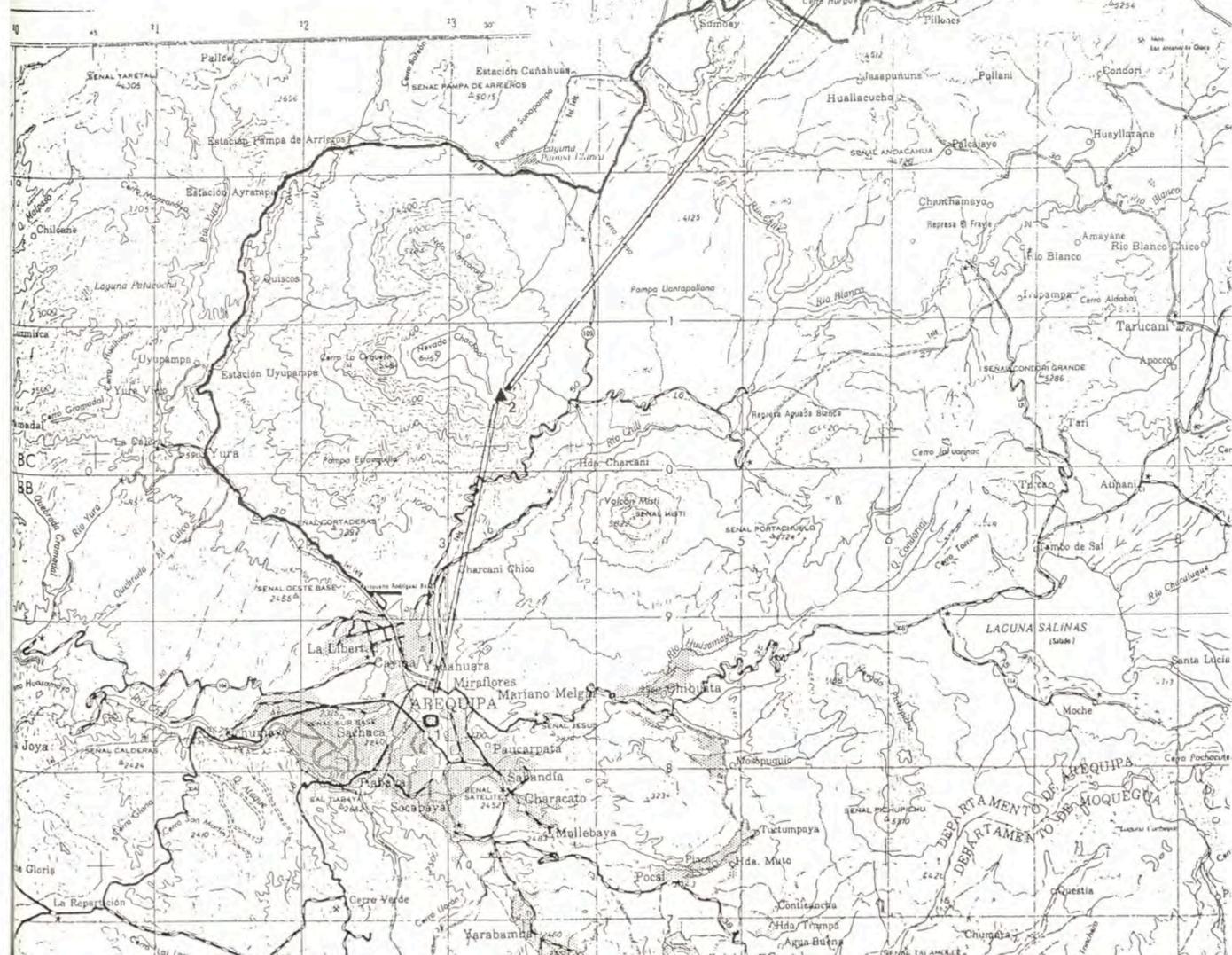
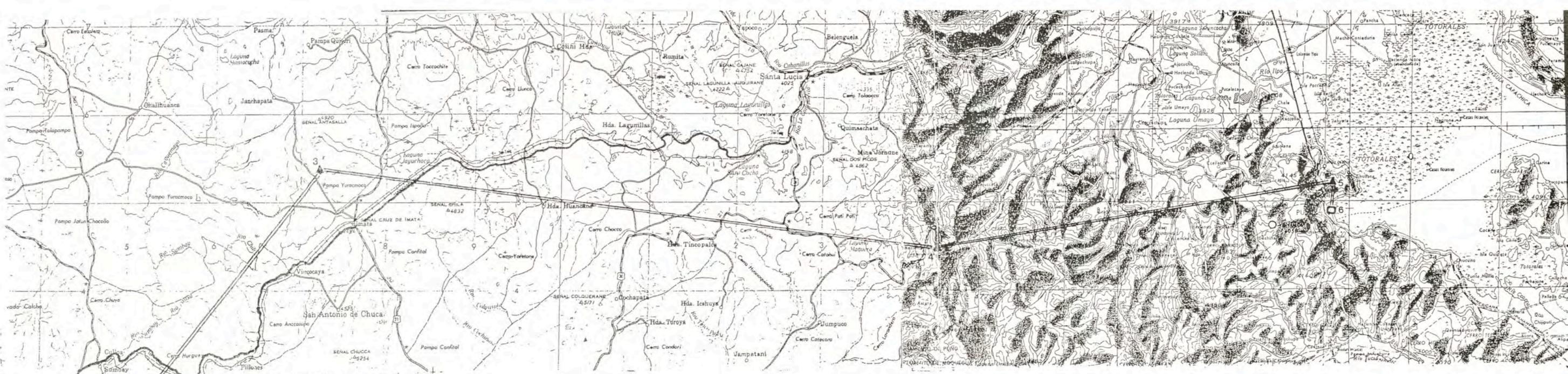
En la versión base la salida está configurada para la conexión con el sistema de almacenamiento de datos DATASOL-16, el cual dispone de hasta 4 Mb de memoria EPROM para el almacenamiento de los datos registrados.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tensión nominal	12 . 120V s/mod
Consumo del circuito de control	1,7W
Consumo total con sistema Dalasol-16 incluido	7W
Rango de temperatura de funcionamiento admisible	-10°C...45°C
Resolución conversor AD voltímetro	12 Bits
Resolución de las lecturas	1/4000
Líneas de regulación independientes estándar	2
Intensidad máxima línea de regulación : 12V y 24V	30A ó 60 A
Intensidad máxima línea de regulación : 48V	40A ó 20A
Intensidad máxima salida consumo: 12V y 24V	30A
Intensidad máxima salida consumo : 48V	20A
Consumo del relé de regulación	15 mA
Caída de tensión en relé a intensidad máxima	200mV a 12/24V 325mV a 48V
Tensión máxima admisible en entradas analógicas	80mV
Tensión de señal de entrada digital	nivel TTL
Intensidad máx. en salidas relés libres de potencial	4A
Consumo relé de señal auxiliar	0,2W
Precisión de las lecturas	2%
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Dimensiones: Largo 350 mm, Ancho 550 mm, Alto 100 mm	
Peso: 5 kg	

ANEXO F

UBICACION, PLANTA Y ELEVACIONES DE LA OBRA CIVIL DE LA ESTACION DE Co. CARACOYO

- 1. UBICACION DE LA ESTACION**
- 2. PERSPECTIVA GENERAL DE LA ESTACION**
- 3. PLANTA Y ELEVACIONES**
- 4. ESTRUCTURA METALICA PARA MONTAJE DE MODULOS SOLARES**



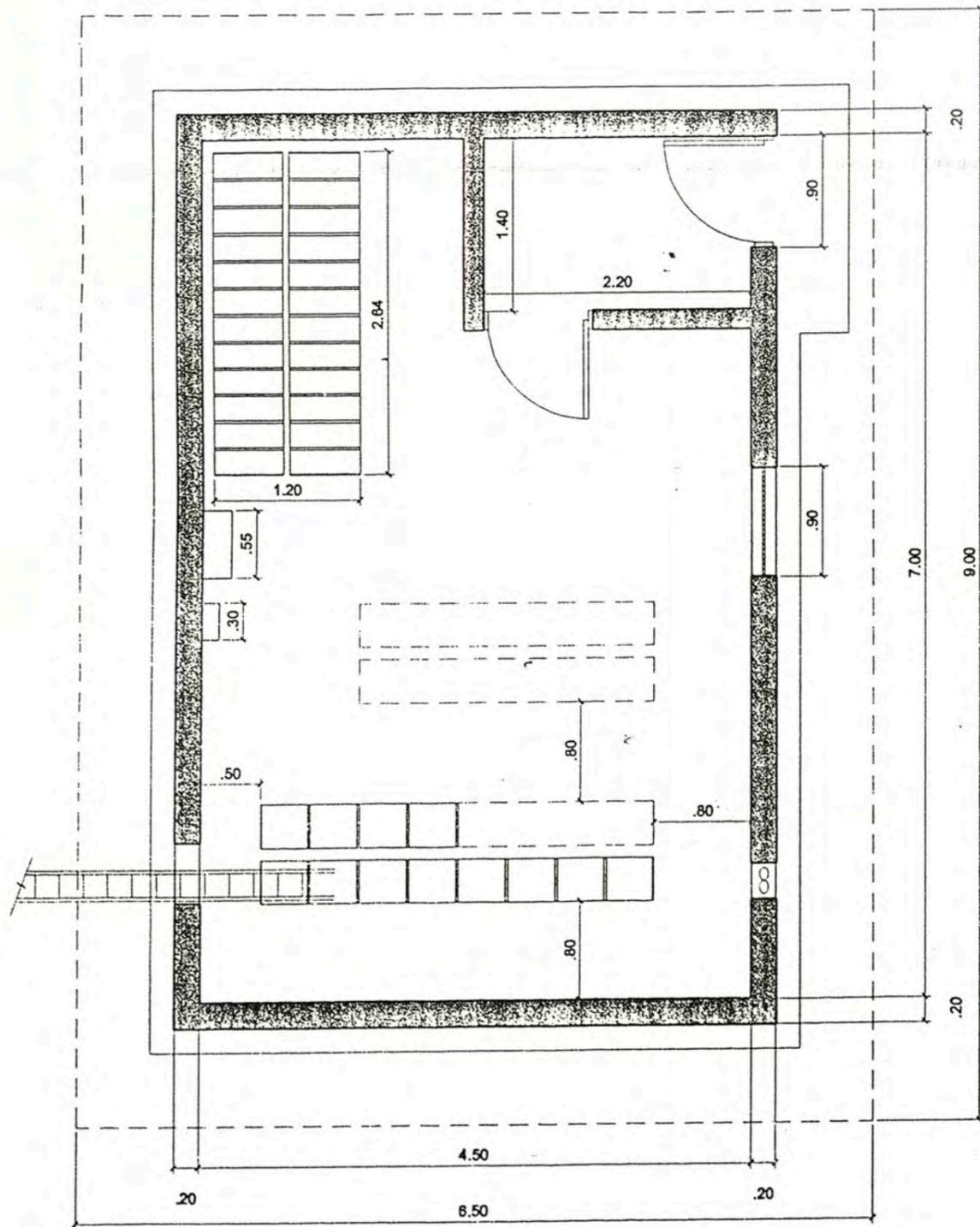
SEGMENTO DE RADIOENLACES SDH AREQUIPA - PUNO

- 1. ● : ESTACIÓN TERMINAL AREQUIPA
- 2. ▲ : ESTACIÓN REPETIDORA Co. CHACHANI
- 3. ▲ : ESTACIÓN REPETIDORA Co. CARACOYO
- 4. ▲ : ESTACIÓN REPETIDORA Co. YANASALLA
- 5. ▲ : ESTACIÓN REPETIDORA Co. LLALLAHUANI
- 6. ● : ESTACIÓN TERMINAL PUNO

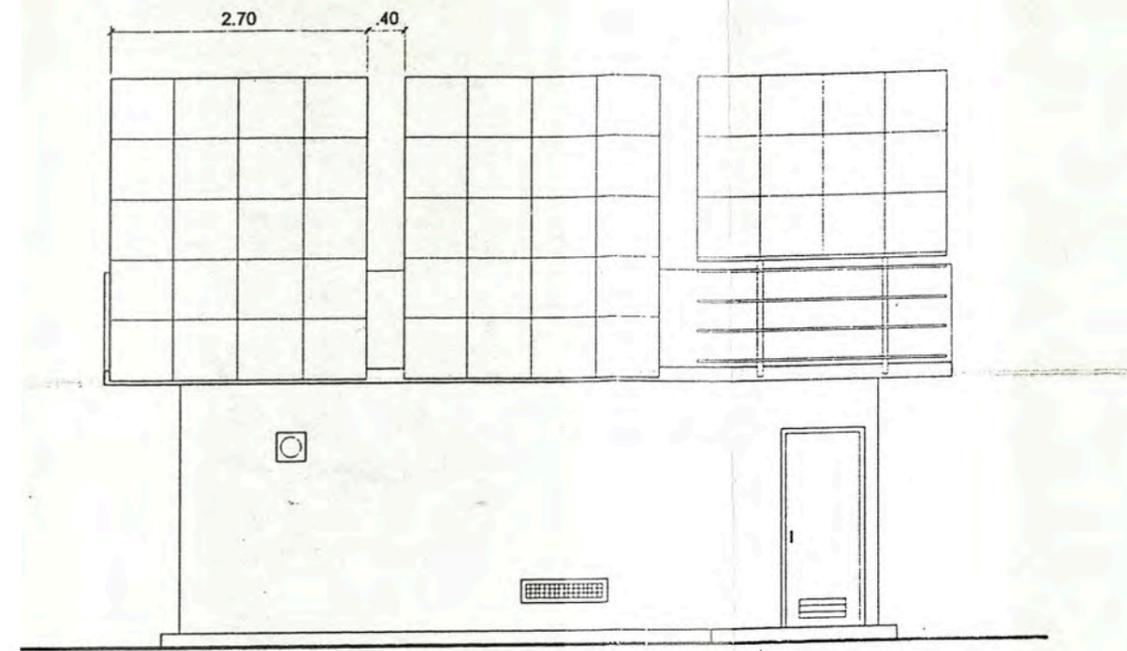
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 INFORME DE INGENIERÍA - ANEXO F

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ESTACIÓN
 DE RADIOENLACES DE Co. CARACOYO

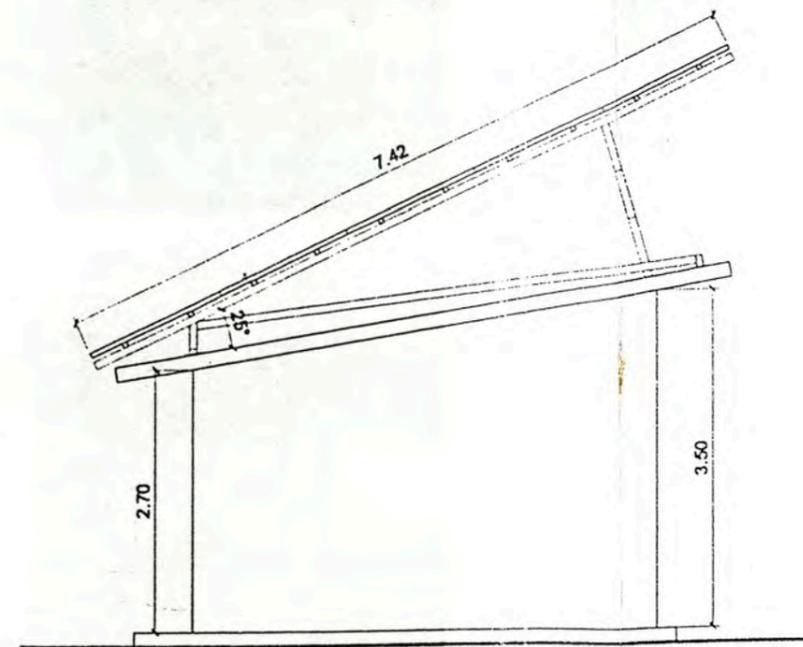
LAMINA
 UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN



PLANTA esc. 1/50



ELEVACIÓN FRONTAL esc. 1/75



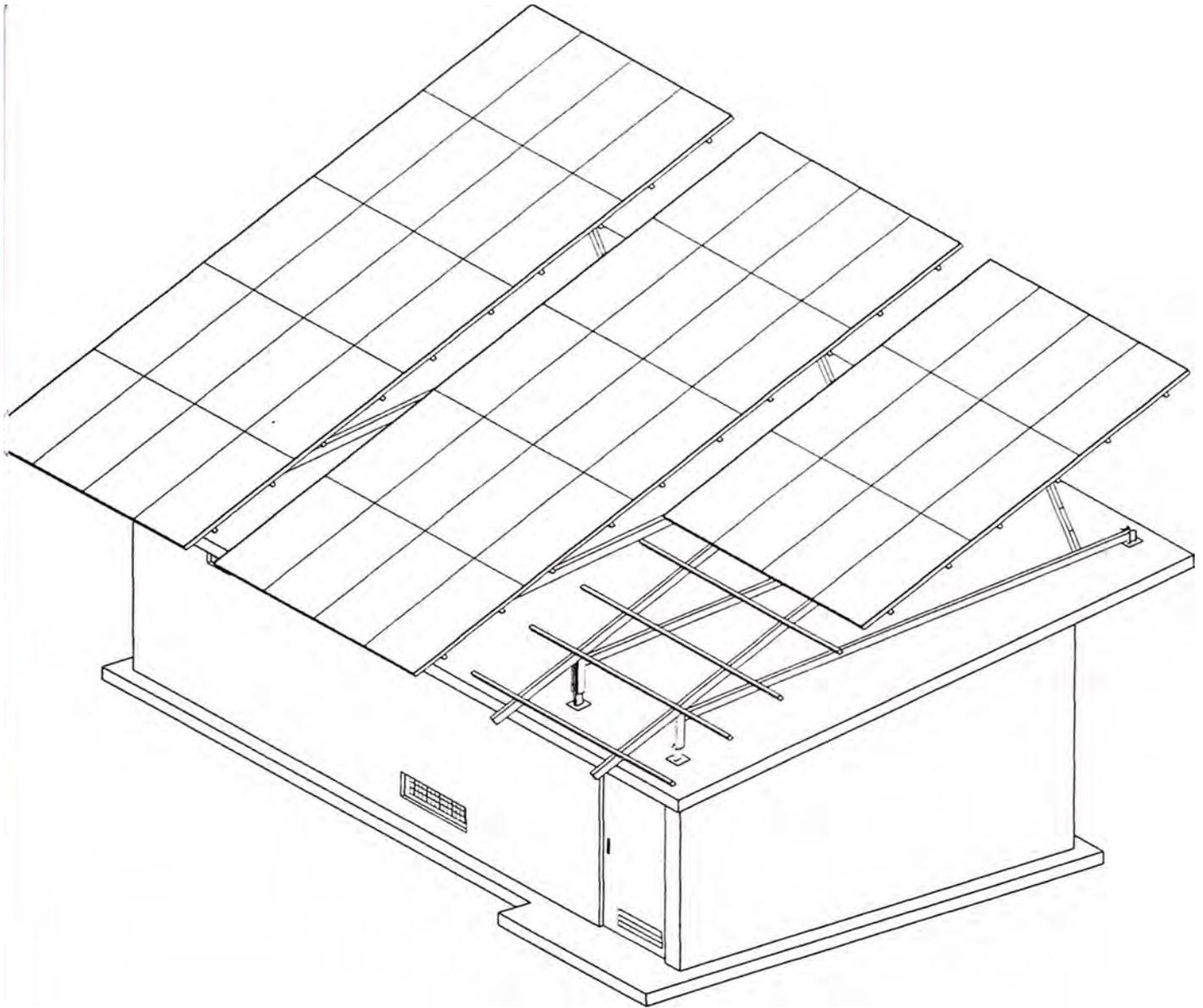
ELEVACIÓN LATERAL esc. 1/75

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 INFORME DE INGENIERÍA - ANEXO F

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ESTACIÓN
 DE RADIOENLACES DE Co. CARACOYO

LAMINA

PLANTA Y ELEVACIONES

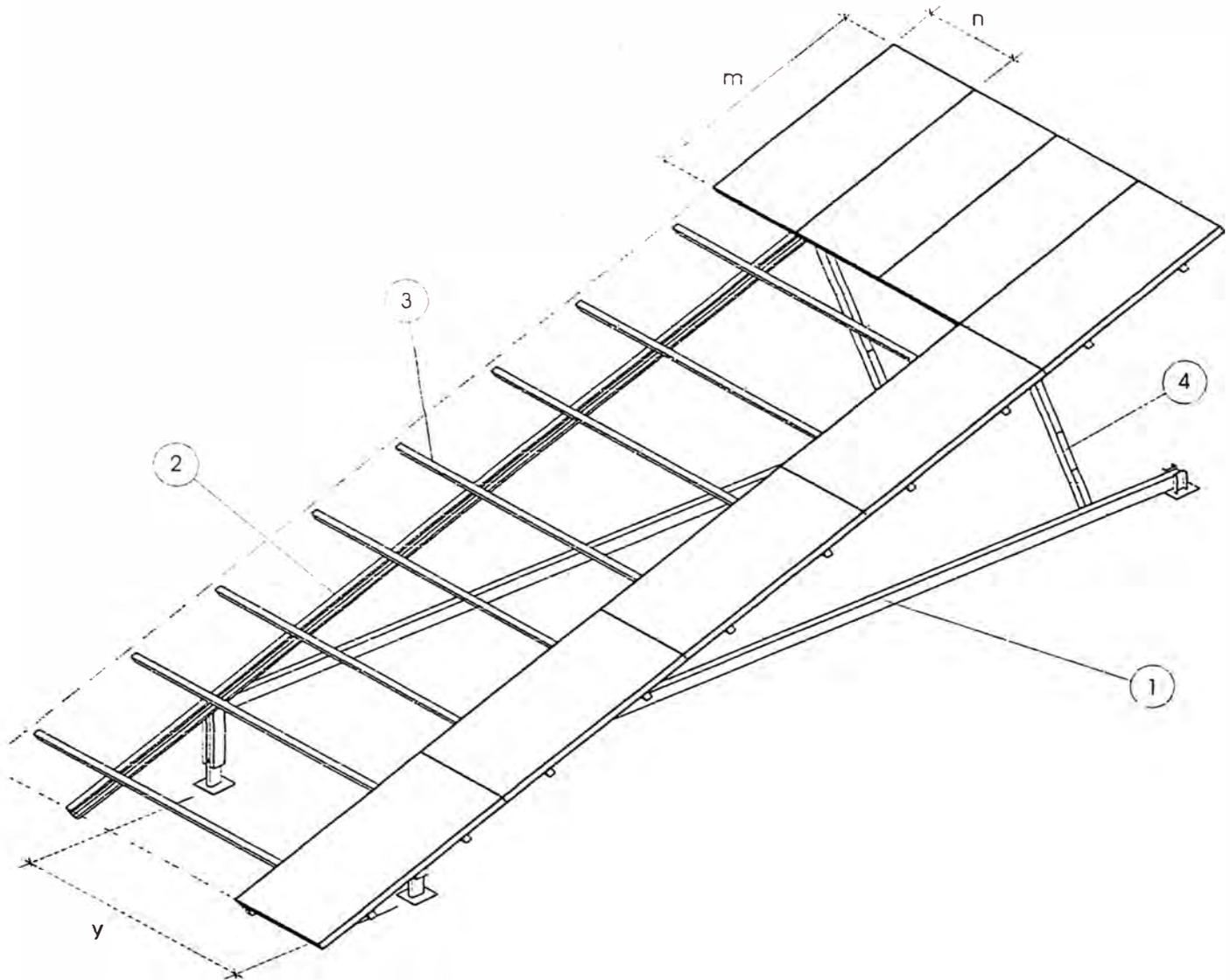


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
INFORME DE INGENIERÍA - ANEXO F

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ESTACIÓN
DE RADIOENLACES DE Co. CARACOYO

LAMINA

PERSPECTIVA GENERAL



ESTRUCTURA DE MONTAJE	
1	Viga maestra de 5.5 mts. de longitud
2	Larguero de 7.4 mts. de longitud
3	Transversal de 2.70 mts. de longitud para fijación de los módulos
4	Parante de extensión telescópica en 2 piezas para ajuste de la inclinación entre 5° y 40°
y	Separación entre puntos de fijación
m	Longitud del módulo solar
n	Ancho del módulo solar
Todos los elementos de sección U y de acero de calidad SAE-1020, protegidos por galvanizado de 90 μ m. de espesor	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
INFORME DE INGENIERÍA - ANEXO F

SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ESTACIÓN
 DE RADIOENLACES DE Co. CARACOYO

LAMINA

ESTRUCTURA METÁLICA PARA MONTAJE
 DE MÓDULOS SOLARES

BIBLIOGRAFIA

Se presenta la relación de libros y publicaciones los cuales contienen mayor información referente a los temas tratados:

1. **Uso directo de la Energía Solar** / Farrington Daniels
Ediciones BLUME / 14ava Edición / 1982
2. **Applied Solar Energy an Introduction** / A.B. y M.P. Meinel
Editorial ADDISON WESLEY / 1982
3. **Energía Solar Fotovoltaica** / varios autores
Editorial MARCOMBO / Serie Mundo electrónico / 2da. Edición – 1985
4. **Solar Energy Systems Desing** / Harris Norman y otros
Editorial JOHN WILEY & SONS / 1985
5. **Electrificación rural con Sistemas fotovoltaicos** / R Espinoza – M. Horn
Ediciones CER-UNI / 1992
6. **Energía Solar** / Valera Anibal
Ediciones V. LOPEZ GUZMAN – UNI / 1993
7. **Electricidad Solar** / Lorenzo E.
Editorial PROGNSA / 1994
8. **V Simposio peruano de Energía Solar** / varios autores
Editorial HOZLO S.R.L. / 1995
9. **Manual: Uso racional de la Energía** / varios autores
Ediciones CARL DUISBERG GESSELCHAFT / 1999
10. **Cálculo de los sistemas fotovoltaicos** / SOLAREX
Documento de presentación de oferta
11. **Is Monocrystalline Silicon “Better” than Poly?** / SOLAREX
Technical Bulletin TSP 95.009

12. **Guía de Diseño y Catálogo de Sistemas de Energía Eléctrica Solar**
PHOTOCOMM INC. / 1993
13. **Solar Power Solutions for Telecommunications** / SIEMENS SOLAR
Product Catalog / 1996
14. **The Natural Source for electricity** / SOLAREX
Photovoltaic Product Catalog / 1997-98
15. **Sistemas de energía fotovoltaica y su aplicación en Telecomunicaciones**
TELEFONICA DEL PERU / Norma Técnica – 2da Edición / 1999
16. **Photovoltaics: Basic Desing Principles and Components** / U.S. Dep.of Energy
<http://www.eren.doe.gov>
17. **Sistemas solares fotovoltaicos. Introducción** / CONAE – México
<http://www.conae.gob.mx>
18. **Colectores fotovoltaicos** / Axel Tiessen Favier
<http://witss.gdl.iteso.mx>
19. **Will Renewable Energy Come of Age in the 21st Century?** / Chris. Flavin
<http://encarta.msn.com>
20. **Tecnología Fotovoltaica y Electrificación rural en los países en vías de desarrollo: la Dimensión Socioeconómica** / Juan Carlos Ciscar – IPTS
<http://www.jrc.es>
21. **Economía de la energía fotovoltaica** / R. Espinoza Paredes – CER UNI
<http://cer.uni.edu.pe>
22. **Energía Solar: Las claves para una política energética sustentable** /
Raimundo Gonzáles – CENSOLAR / <http://www.censolar.es>
23. **Comprar el Sol** / Mónica López F.
<http://www.ciencia.vanguardia.es>