

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



PONTIFICIA
**UNIVERSIDAD
CATÓLICA**
DEL PERÚ

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS PORTÁTILES EN LA PUCP

Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico, que presenta el bachiller:

Paulo Daniel Valdiviezo Salas

ASESOR: Miguel Ángel Hadzich Marín

Lima, junio de 2014

RESUMEN

El principal objetivo de la tesis es fomentar el interés e investigación en energía renovable por parte de la comunidad con estudios superiores, mediante el diseño de un sistema fotovoltaico aislado para abastecer a 15 computadoras portátiles en la PUCP.

En el primer capítulo, se definen los conceptos más relevantes, los principales fundamentos teóricos y las características de los equipos que conforman una instalación fotovoltaica aislada, utilizando bibliografía de autores con presencia en la industria fotovoltaica.

En el segundo capítulo, se elabora una lista de exigencias, recopila condiciones del sitio, obtenidos de la Estación climatológica Hipólito Unanue en la PUCP y se estima la demanda del consumo energético, el cual tiene un valor de 158.4 Ah/día.

Luego, se dimensiona la cantidad de baterías, paneles fotovoltaicos, inversores y controladores a emplear. Se obtiene el siguiente arreglo, al iterar varias veces:

- 12 baterías 250 Ah / 12V (3 ramales de 2 paralelo y 2 en serie).
- 24 paneles de 150 Wp. (3 ramales de 4 paralelo y 2 en serie)
- 3 controladores de 50A y 24V.
- 1 inversor 24V/230V – 1200w

Asimismo, se estimar la distancia y características de los cables de acuerdo a la ubicación y cargas, y se dimensionan elementos de protección mediante la IEC 60364-5-52 “Instalaciones eléctricas en edificios”.

En el tercer capítulo, se diseña la estructura y se realizan cálculos justificativos de acuerdo al Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE), se emplea el método AISC-LRFD. Además, se realiza una simulación estática de la estructura final en ANSYS y se verifica el cumplimiento en cuanto a deflexiones y esfuerzos; se realiza un listado de materiales y recomendaciones para el montaje.

En el capítulo final, se estima un Capital Expenditure (CAPEX) de S/. 67'815, un Operational Expenditure (OPEX) de S/.200 anuales y Emisiones de Gas de Efecto Invernadero (GEI) no emitidas de 4.35 tCO₂ anuales.



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA

TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

TÍTULO : **DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS PORTÁTILES EN LA PUCP**

ÁREA : Energía # 342

PROPUESTO POR : Ing. Miguel Ángel Hadzich Marín

ASESOR : Ing. Miguel Angel Hadzich Marín

TESISTA : Paulo Daniel Valdiviezo Salas

CÓDIGO : 20084314

FECHA : 22 de Marzo de 2014



DESCRIPCIÓN Y OBJETIVOS:

En este trabajo de tesis se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP. Se presentan de manera ordenada, los conceptos fundamentales, el dimensionamiento de los equipos, el cálculo estructural y una evaluación de los costos involucrados. Se hará uso de información climatológica de la PUCP, obtenida de la estación climatológica Hipólito Unanue. El objetivo es aprovechar de la mejor manera posible la energía proveniente del sol, almacenarla para su posterior uso, tomando en cuenta factores mecánicos de mantenimiento e implementos de fácil acceso en el mercado local. Esta propuesta podrá ser replicada en otras universidades, institutos, colegios o centros nacionales.



TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS
PORTÁTILES EN LA PUCP**

Introducción

1. Estado del arte de los sistemas fotovoltaicos
2. Diseño del sistema fotovoltaico
3. Diseño de la estructura soporte
4. Estudio de costos del proyecto

Recomendaciones

Conclusiones

Bibliografía

Anexos

Máximo: 100 páginas



Ing Miguel A. Hadzich Marín
Asesor





ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1. Estado del arte de los sistemas fotovoltaicos	2
1.1 Introducción	2
1.2 Radiación Solar	2
1.2.1 Geometría Solar	4
1.2.2 Coordenadas celestes horarias	4
1.2.3 Recorrido Solar	6
1.2.4 Horas Sol Pico	7
1.3 Panel Fotovoltaico	7
1.3.1 Célula fotovoltaica	9
1.3.2 Parámetros característicos	11
1.3.3 Curvas características	12
1.3.4 Efecto Sombra	14
1.4 Componentes de un sistema fotovoltaico	14
1.4.1 Batería	16
1.4.2 Controlador	18
1.4.3 Inversor	19
1.4.4 Elementos de protección	21
1.4.5 Cables	21
1.4.6 Estructura de Soporte	22
1.5 Tendencias actuales	24
CAPITULO 2. Diseño del sistema fotovoltaico	27
2.1 Introducción	27
2.2 Lista de Exigencias	27
2.3 Condiciones del Sitio	31
2.3.1 Ubicación	32
2.4 Inclinación	33
2.5 Determinación de carga	34
2.6 Dimensionamiento fotovoltaico	35
2.6.1 Inclinación y radiación	35

2.6.2 Baterías	37
2.6.3 Paneles fotovoltaicos	39
2.6.4 Controlador	41
2.6.5 Inversor	41
2.6.6 Cableado del sistema	42
2.6.7 Elementos de protección	48
2.7 Sistema de puesta a tierra	48
2.8 Gráfico del comportamiento del sistema	50
2.9 Diagrama unifilar	51
CAPITULO 3. Diseño de la estructura de soporte	52
3.1 Introducción	52
3.2 Estructura soporte	52
3.3 Consideraciones del material suministrado	53
3.4 Diseño Estructural	53
3.4.1 Estimación de cargas	54
3.4.2 Simulación estática	59
3.5 Lista de materiales	61
3.6 Consideraciones para el montaje	61
CAPÍTULO 4. Estudio de costos del proyecto	62
4.1 Introducción	62
4.2 Costos	62
4.2.1 CAPEX	62
4.2.2 OPEX	64
4.3 Impacto Ambiental	64
4.4 Costo de energía convencional	65
CONCLUSIONES	67
BIBLIOGRAFÍA	68
ANEXOS	
Anexo 1. Estructura Soporte	

Introducción

Cada día se registran niveles más alarmantes de contaminación en el medio ambiente, esto se debe principalmente a la generación de energía mediante métodos convencionales, los cuales generan altas cantidades de CO_2 , y así disminuyen la calidad del aire que consumimos y dañan irremediablemente la capa de ozono.

El Perú, por firmar el protocolo de Kyoto, incentiva activamente la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante una bonificación por tonelada de CO_2 no emitida. Asimismo, el Decreto Legislativo N°1002 declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER), dentro de las cuales, destaca la energía fotovoltaica.

En el presente trabajo de tesis se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP. En el primer capítulo, se describe el estado del arte de los sistemas fotovoltaicos, incluyendo desde los conceptos básicos hasta las tendencias actuales.

En los siguientes capítulos, se diseña el sistema fotovoltaico y la estructura soporte, para ello se dimensionan los componentes de acuerdo a las condiciones de sitio y demanda, y se llega a calcular la estructura mediante el uso de un software de elementos finitos.

El capítulo final comprende una estimación del CAPEX y OPEX de la instalación fotovoltaica, así como cálculos y comparaciones con respecto a las emisiones de CO_2 .

CAPÍTULO 1

ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

1.1 Introducción

En este capítulo se describirá el estado del arte de los sistemas fotovoltaicos, para ello es necesario explicar brevemente el fundamento teórico relacionado a las instalaciones fotovoltaicas, debe incluir el principio básico de funcionamiento de los componentes, tecnologías actuales y comparaciones cuando amerite. El objetivo de este capítulo es facilitar al lector el entendimiento de los cálculos y procedimientos para el diseño.

1.2 Radiación Solar

La radiación solar absorbida por la atmósfera terrestre no es aprovechada al 100%. Según el Instituto Geofísico del Perú¹, en términos generales, el 24% de la radiación llega directamente, el 21% de la radiación no llega directamente. Mientras que el 29% se pierde en el espacio.

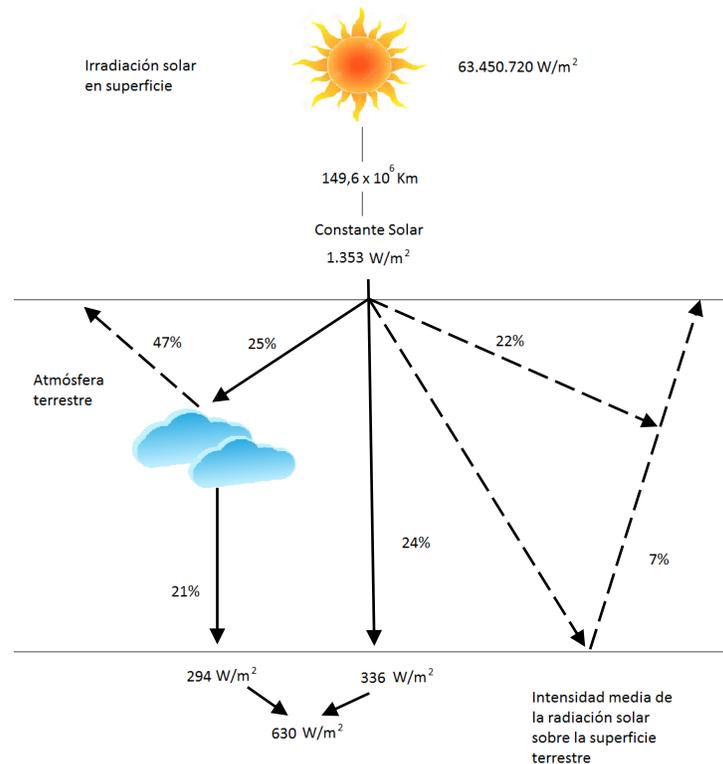


Figura 1.1 Esquema de distribución de radiación²

¹ Instituto Geofísico del Perú. Título: "Meteorología Descriptiva". Autor: Juan Carlos Inzunza B.

² "Energía Solar Fotovoltaica" 4ta Edición. Autor: Javier Méndez Muñiz

Existen tres componentes de la radiación solar:

- Directa: Es la que proviene del sol, sin desviar su paso por la atmósfera.
- Difusa: Sufre cambios debidos a la reflexión difusión en la atmósfera.
- Albedo: Es la que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas, puede ser directa o difusa.

La radiación directa es la mayor y la más importante en el diseño de un sistema fotovoltaico.

El Perú es uno de los países que cuenta con mayor radiación solar en el mundo, por ello cuenta con un gran potencial de desarrollo en el sector de energía fotovoltaica. Dentro de la región, solo Chile lo supera. Esto se puede observar en la Figura 1.2.



Figura 1.2 Mapa Irradiación horizontal de Latinoamérica y el Caribe.³

³ “GeoModel Solar” es un consultor técnico con bases de datos online de mapas y servicios.
<http://geomodelsolar.eu>

1.2.1 Geometría Solar

Conocer la geometría solar es fundamental para poder estimar la cantidad de energía que se pueda aprovechar por un panel fotovoltaico y la disposición óptima del mismo.

La orientación se define mediante el ángulo Azimut (ψ), como se observa en la figura 1.3, el Azimut se define como el ángulo que forma la dirección sur con el objeto. (Positivo hacia el oeste)

La altura del sol (α) varía de acuerdo a las estaciones, este parámetro es importante, ya que aporta en la creación de sombras y en la irradiación recibida por el módulo. Se mide a partir del horizonte, con un valor de 0° y es positivo en el cenit.

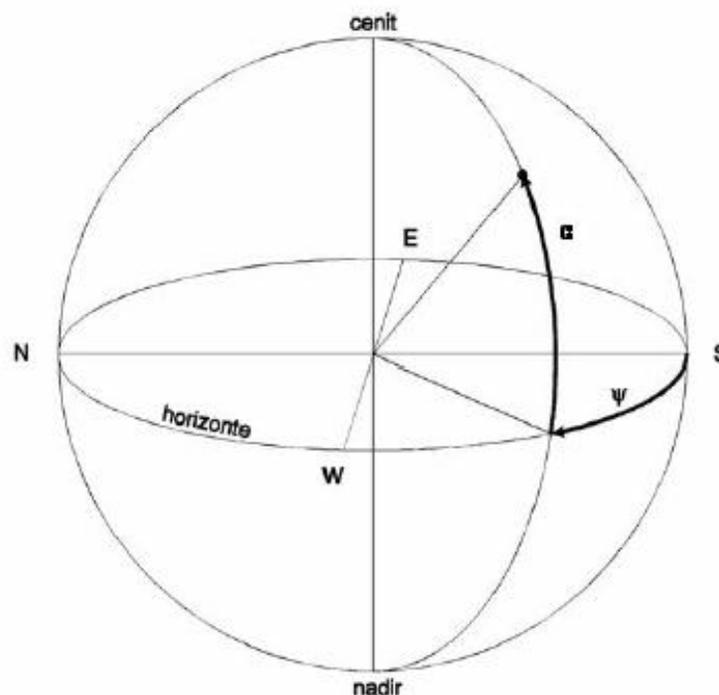


Figura 1.3 Geometría Solar⁴

1.2.2 Coordenadas celestes horarias

Debido a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra, se debe dar un seguimiento al sol a lo largo de los días, ya que su posición relativa varía.

Se deben definir dos parámetros importantes:

⁴ Radiación Solar, medidas y cálculos. Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005

- Ángulo horario, ω , se mide sobre el ecuador a partir del punto de intersección entre el meridiano superior del lugar y aquel, de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el oeste.
- Declinación, δ , es el arco del círculo horario que pasa por el sol, comprendido entre el ecuador y éste. Se cuenta a partir del ecuador de 0° a $\pm 90^\circ$, positivamente hacia el polo Norte y negativamente hacia el polo Sur.

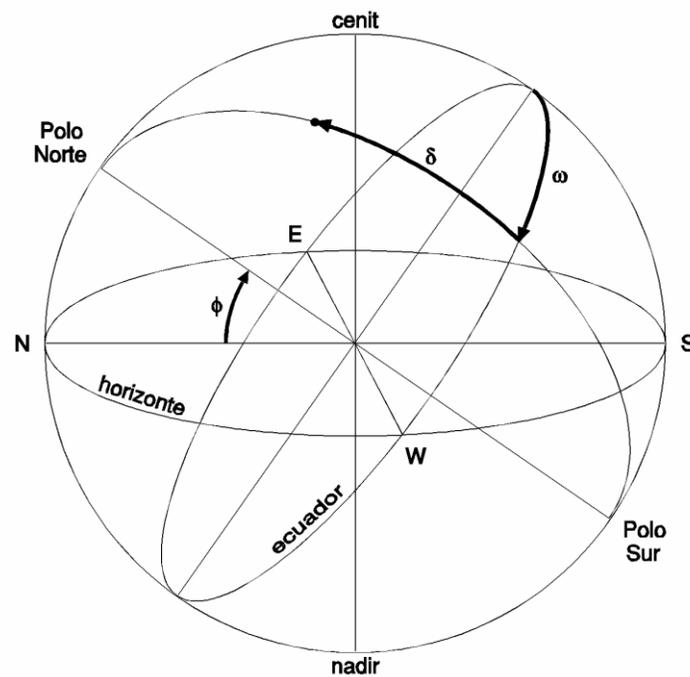


Figura 1.4. Coordenadas celestes horarias⁵

En la Tabla 1.1, se muestra una declinación típica para cada mes. Esta es válida en todo el mundo y se ha tomado basada en un día, el cual se indica en la otra columna.

⁵ Radiación Solar, medidas y cálculos. Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005

Tabla 1.1. Declinaciones características mensuales⁶

Mes	Día del año	Declinación
Enero	17	-20,084
Febrero	45	-13,032
Marzo	74	-2,040
Abril	105	+9,046
Mayo	135	+18,078
Junio	161	+23,004
Julio	199	+21,011
Agosto	230	+13,028
Septiembre	261	+1,097
Octubre	292	-9,084
Noviembre	322	-19,002
Diciembre	347	-23,012

1.2.3 Recorrido de la radiación solar

Es evidente que mientras menor sea la distancia del sol, mayor será la radiación solar. Esto ocurre cuando el sol se encuentra más cerca de la Tierra, es decir, $\alpha = 90^\circ$.

Es necesario definir el concepto de masa de aire (AM), es una medida de la distancia que recorre la radiación al atravesar la atmósfera.

Se obtiene la masa de aire mediante la siguiente fórmula: $AM = \frac{1}{\cos 90^\circ - \alpha}$

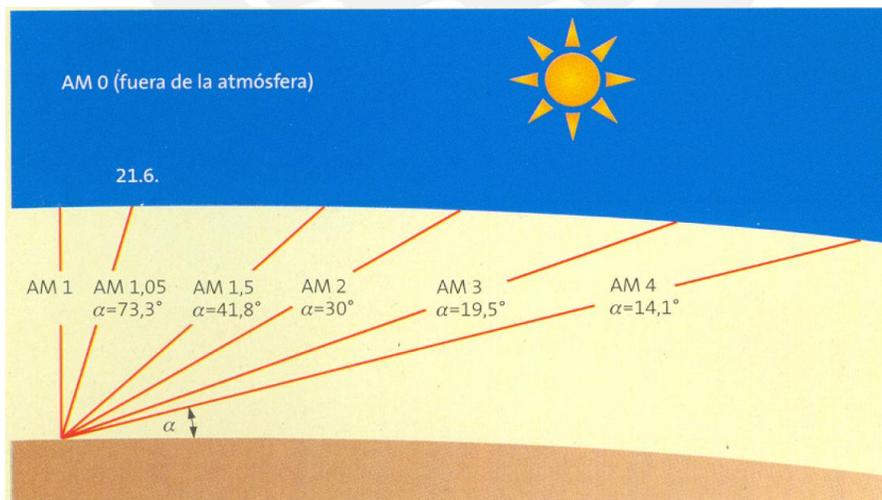


Figura 1.5. Valores referenciales de Aire-Masa en función de la altura solar

⁶“Radiación Solar: medidas y cálculos”. Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005

1.2.4 Horas de Sol Pico (H.S.P.)

Las horas de sol pico son las horas se definen como el número de horas al día con una irradiancia hipotética de 1000 W/m^2 que sumen la misma irradiación total que la real ese día.

Se puede notar que cuando la irradiancia se expresa en $\text{kW} - \text{h/m}^2$ es numéricamente similar a las H.S.P. Este concepto es importante, ya que junto con un factor de pérdidas ayuda a estimar la potencia producida por los paneles fotovoltaicos. La distribución de la radiación a lo largo del día y el concepto de horas pico de sol se muestran en la figura 1.6.

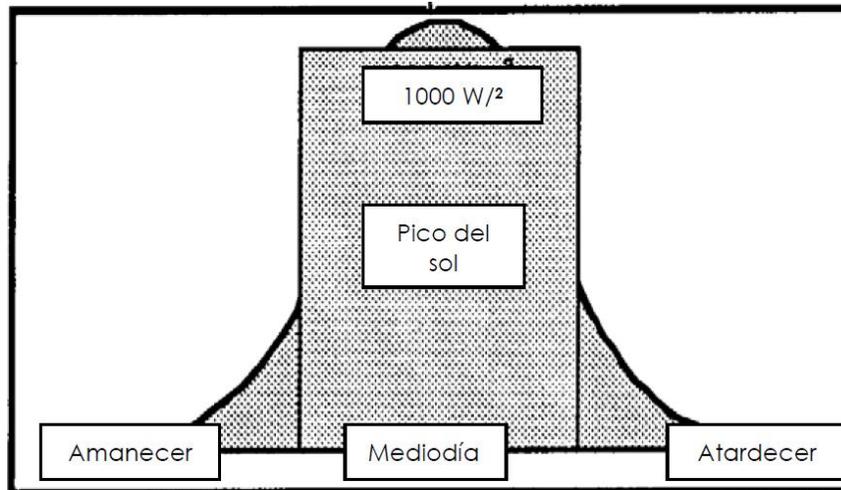


Figura 1.6 Concepto de Horas Sol Pico.⁷

1.3 Panel Fotovoltaico

Un panel fotovoltaico es la conexión de varias células en paralelo y/o en serie, se conectan en serie para aumentar la corriente y en paralelo para incrementar el voltaje.

Para ensamblar un panel fotovoltaico, se cuentan con plantas que deben estar certificadas con altos estándares de calidad sobretodo en soldadura. Se utilizan principalmente, metales (buenos conductores) y vidrios.

En la figura 1.7, se muestra la composición de la célula fotovoltaica a la izquierda y el panel fotovoltaico a la derecha.

Es un requisito que los módulos se fabriquen de acuerdo a la norma internacional IEC-61215 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo" o equivalente.⁸

⁷ "Selección de sistemas fotovoltaicos". Autor: Miguel Ángel Hadzich Marín.

⁸ "Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp" Minem 2005.

Dicha norma establece las pruebas necesarias para evaluar los siguientes aspectos:

- Diagnóstico
- Requerimientos eléctricos
- Parámetros de rendimiento
- Requerimientos térmicos
- Requerimientos de irradiación
- Requerimientos de ambientales
- Requerimientos de mecánicos
- Protecciones

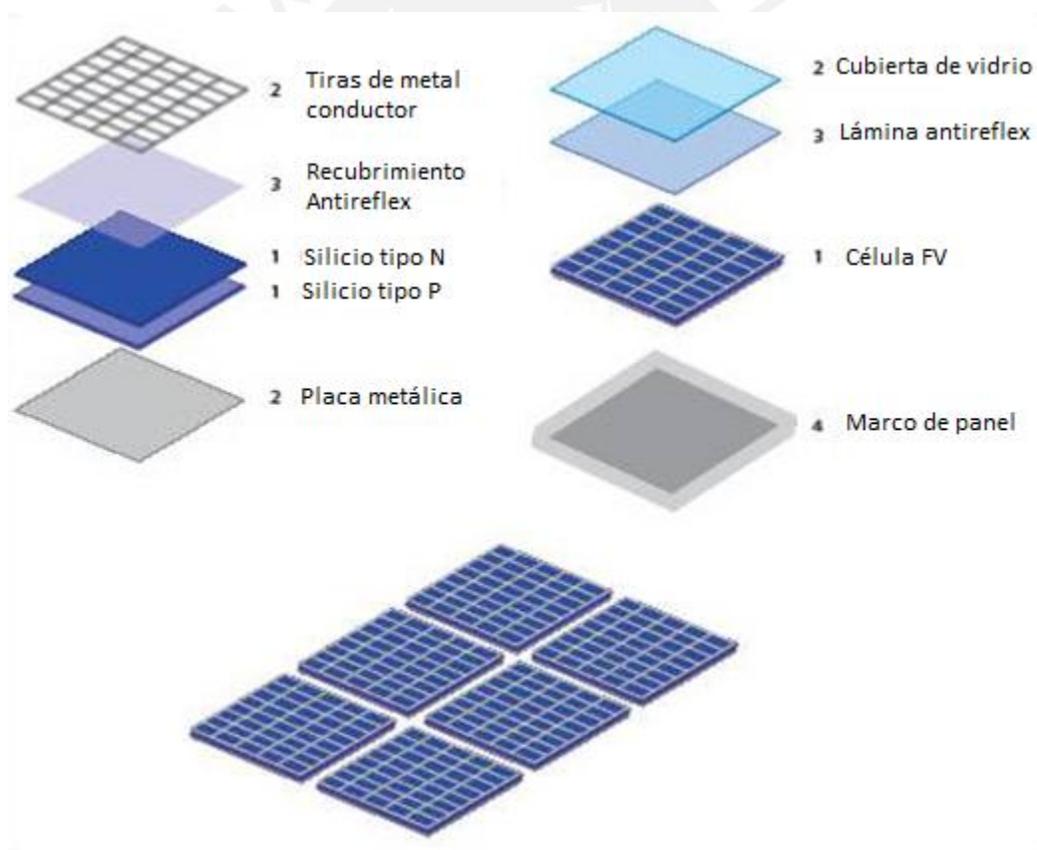


Figura 1.7 Fabricación de la célula y el panel fotovoltaico⁹

⁹ "Photovoltaic Technologies" <http://www.odec.ca>

1.3.1 Células fotovoltaicas

El componente principal de los paneles fotovoltaicos es la célula, su funcionamiento es el que hace posible la obtención de electricidad a partir de luz solar.

Las células fotovoltaicas son sensibles a la luz, están hechas de un material semiconductor, silicio en la mayoría de los casos, el cual se excita ante la presencia de radiación (aumento de temperatura) y los electrones pueden fluir del tipo P (positivo) al tipo N (negativo), esto ocasiona un voltaje interno, el cual ante la presencia de una resistencia se produce una corriente.

Debido a que la instalación se realizará en la costa, cada módulo debe contener un mínimo de 36 células fotovoltaicas.¹⁰

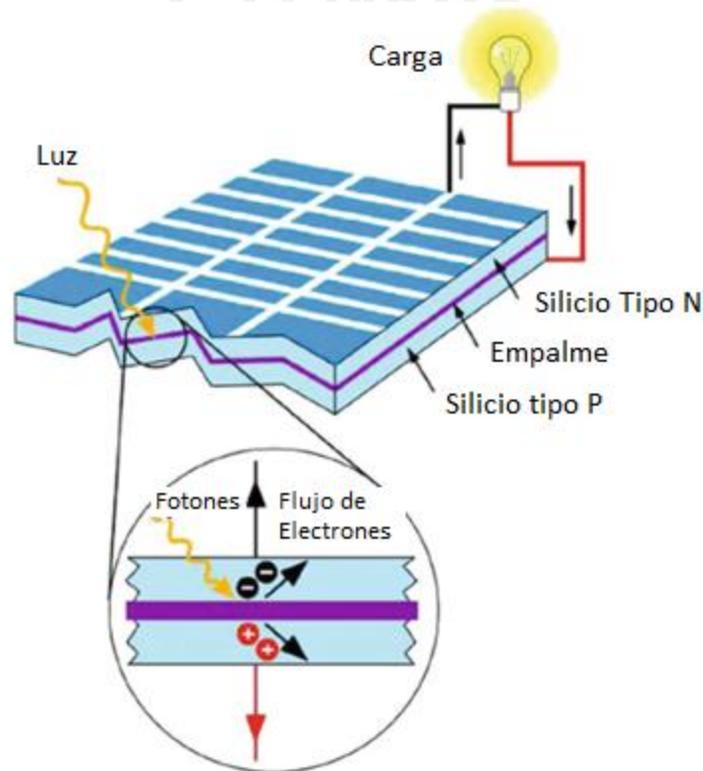


Figura 1.8 Funcionamiento célula silicio¹¹

En la actualidad, existen varios tipos de células fotovoltaicas con diversas tecnologías, cada una de ellas tiene diferentes propiedades y se debe escoger la más apropiada dependiendo de los siguientes factores:

¹⁰ "Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp" Minem 2005.

¹¹ "Photovoltaic Industrial Systems" Autor: Papadopoulou. Berlin 2011.

- **Cristalinidad:** Indica el grado de orden en la estructura cristalina de los átomos de silicio. Puede ser: monocristalino, policristalino o amorfo.
- **Coefficiente de absorción:** Indica como la luz puede penetrar antes de ser absorbida por el material. Esto depende del material de la célula y de la longitud de onda de la luz.
- **Costo y complejidad de fabricación:** Depende de un gran grupo de factores, número de pasos implicados, necesidad de ambiente especial, cantidad y tipo de material, necesidad de mover las células, entre otros.

En la figura 1.9, se muestra un esquema de las tecnologías actuales en el desarrollo de células fotovoltaicas.

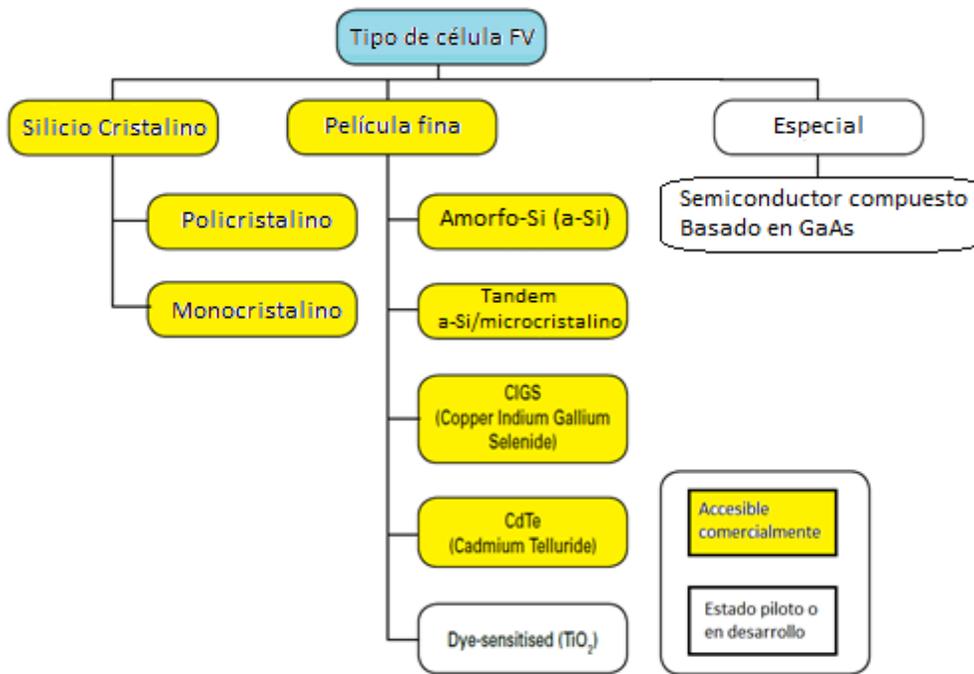


Figura 1.9 Árbol de tecnologías fotovoltaicas¹²

La imagen de las tecnologías más utilizadas se muestra en la figura 1.10

¹² "Handbook for Solar Photovoltaic Systems". Publicación: Building and Construction Authority (Gobierno de Singapur).

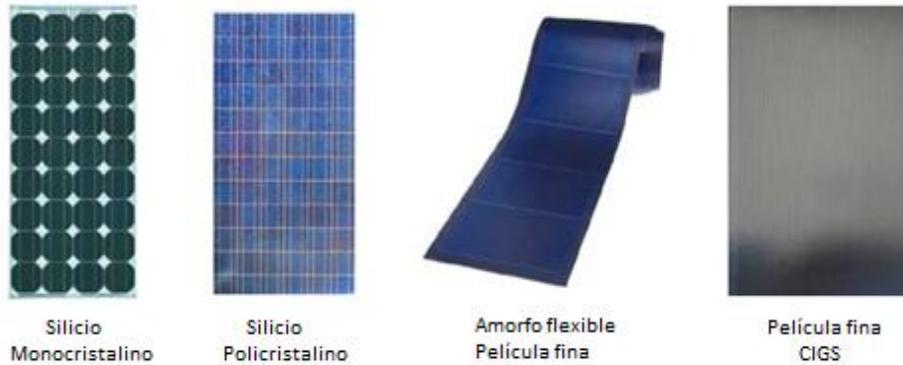


Figura 1.10 Tecnologías fotovoltaicas más comunes

Tabla 1.2 Eficiencia de células fotovoltaicas¹³

Tecnología	Eficiencia del Módulo
Mono-crystalline Silicon	12.5-15%
Poly-crystalline Silicon	11-14%
Copper Indium Gallium Selenide (CIGS)	10-13%
Cadmium Telluride (CdTe)	9-12%
Amorphous Silicon (a-Si)	5-7%

Podemos notar que la eficiencia de la célula de Silicio mono-cristalina es la más alta, sin embargo su alta pureza que eleva los costos de producción y la encarecen. En nuestro caso, la mejor opción es la de utilizar la tecnología policristalina, ya que es la superior en el balance rendimiento/costo.

1.3.2 Parámetros característicos

En las fichas técnicas los paneles muestran datos de eficiencia, voltaje y amperaje bajo condiciones estándares, las cuales son llamadas STC (Standard Testing Condition). Estos parámetros son los siguientes:

- Irradiación 1000 W/m^2
- Temperatura del módulo 25°C
- AM 1.5.

¹³ "Handbook for Solar Photovoltaic Systems". Publicación: Building and Construction Authority (Gobierno de Singapur).

El voltaje y la intensidad producida por los paneles fotovoltaicos depende de diversos factores, los más importantes son la irradiación y la temperatura a la cual se encuentre el módulo.

1.3.3 Curvas características

Los paneles fotovoltaicos tienen curvas características en las cuales se muestra el funcionamiento de los paneles y cuál es el efecto antes cambios en la temperatura o radiación.

- Curvas Intensidad vs Tensión y Potencia vs Tensión

La figura 1.11 muestra puntos característicos en los catálogos de paneles, usualmente se expresa la potencia del panel en el Punto de Máxima Potencia (PMP), aunque para el cálculo del cableado es recomendable utilizar el punto de corto circuito (I_{cc}).

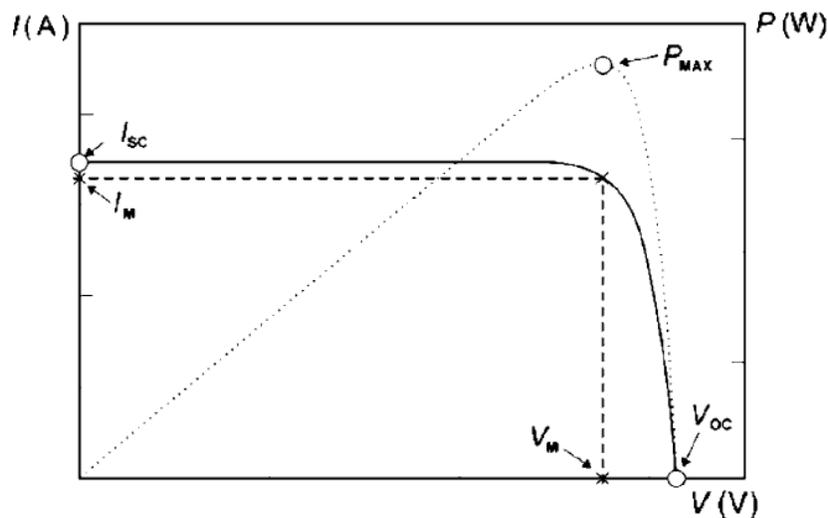


Figura 1.11 Curva I vs V / P vs V^{14}

- Efecto de la temperatura

En la figura 1.12 podemos notar que conforme disminuye la temperatura, aumenta la tensión de salida (también la potencia), y la corriente se mantiene casi constante. Este efecto se debe a que las propiedades del silicio varían con la temperatura.

¹⁴ "Photovoltaic Industrial Systems" Autor: Papadopoulou. Berlin 2011.

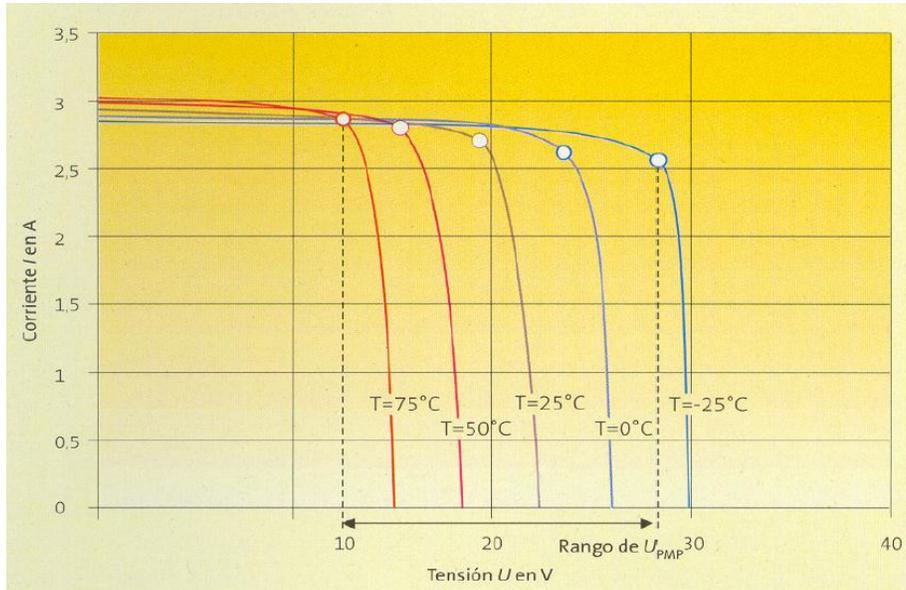


Figura 1.12 Efecto de la temperatura¹⁵

- Efecto de la radiación

Es evidente que a mayor radiación, el panel produzca una potencia mayor. Este efecto se muestra en la figura 1.13.

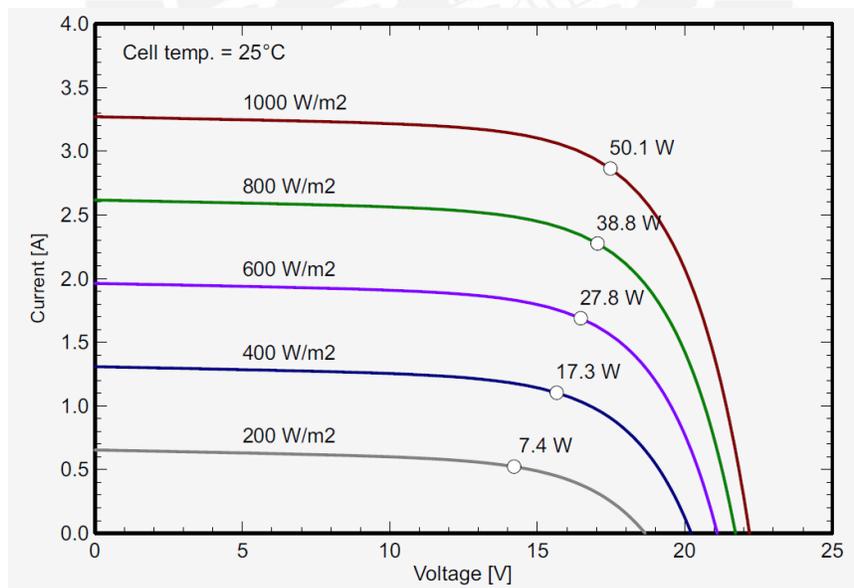


Figura 1.13 Efecto de radiación en panel 50 Wp EverExceed.¹⁶

¹⁵ "Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1 MW". Autor: Roger Guardiola Parera. Junio 2008

¹⁶ Hoja de datos técnicos ESm50-156. Panel 50 Wp marca EverExceed.

1.3.4 Efecto sombras

Las sombras pueden ser muy perjudiciales tanto para la potencia entregada como para la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Es siempre recomendable evitar sombras en los paneles.

Como recomendación, la distancia mínima que debe existir entre un muro, árbol o panel y un panel solar debe ser la siguiente:

$$d_{\text{mín}} = \tan^{-1} \frac{H}{a} \quad 17$$

Donde:

- d: Distancia entre el panel fotovoltaico y cualquier objeto causante de sombra.
- H: Altura de objeto causante de sombra sobre el panel fotovoltaico.

Lo cual garantiza que los paneles se encuentren libres de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.¹⁸

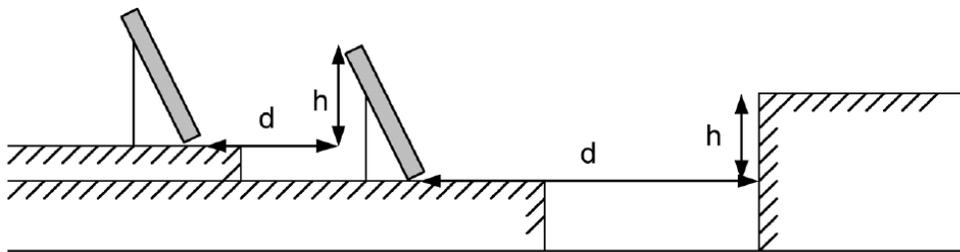


Figura 1.14 Distanciamiento entre Filas de módulos fotovoltaicos.¹⁹

1.4 Componentes de un sistema fotovoltaico aislado

Se suplirá la demanda utilizando únicamente la energía generada por los paneles solares, es decir, el sistema fotovoltaico será aislado.

Los sistemas fotovoltaicos aislados se subdividen en tres tipos:

¹⁷ "Energía Solar Fotovoltaica" 4ta Edición. Autor: Javier Méndez Muñiz

¹⁸ "Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp" Minem 2005.

¹⁹ "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid – Julio 2011.

- Directamente conectados a una carga: Es el más simple y eficiente, se utiliza cuando se alimenta un sistema de corriente continua de manera discreta.

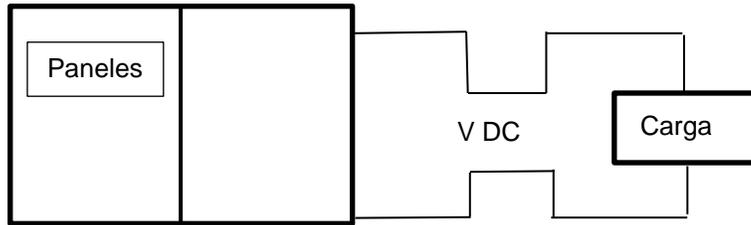


Figura 1.15a Sistema fotovoltaico aislado

- Sistemas con regulador y batería: Las baterías alimentan a la carga en corriente continua y los reguladores cuando el buen funcionamiento de las baterías.

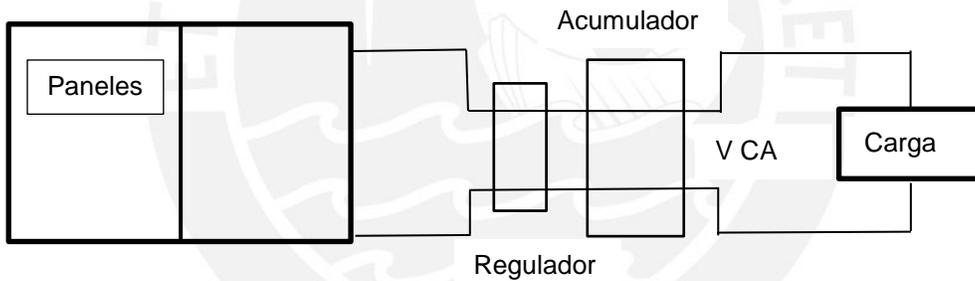


Figura 1.15b Sistema fotovoltaico aislado

- Sistemas con regulador, batería e inversor: Este tipo de sistema es necesario cuando se requiere alimentar una carga en corriente alterna.

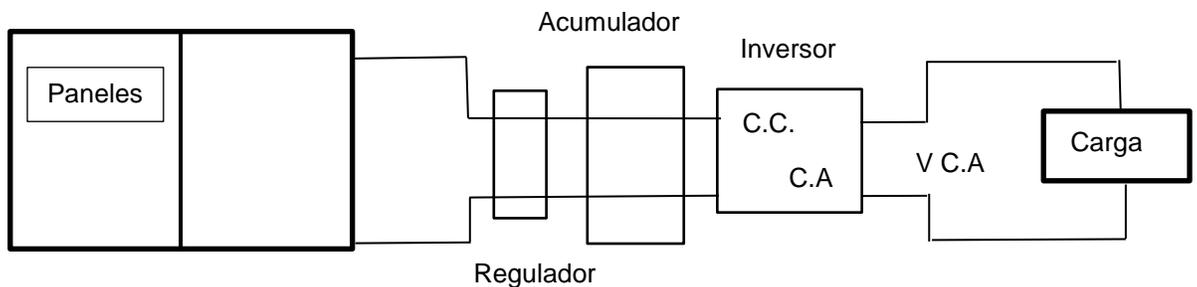


Figura 1.15c Sistema fotovoltaico aislado

1.4.1 La batería o acumulador

La batería o acumulador es un dispositivo electroquímico capaz acumular energía en forma química y transformarla en energía eléctrica. La batería utilizada para aplicaciones fotovoltaicas es la **recargable**.

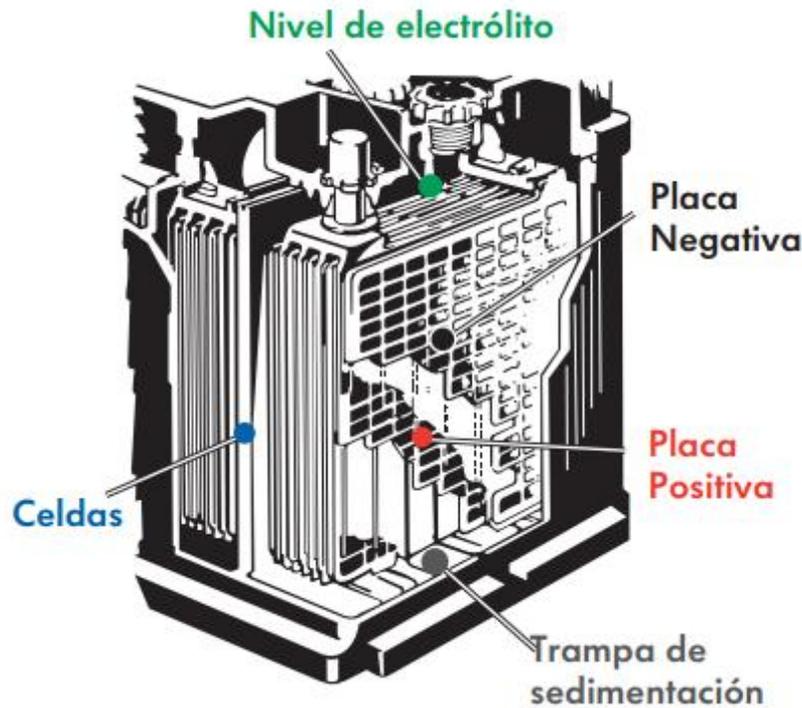


Figura 1.16 Partes de una batería²⁰

Las partes esenciales para explicar su funcionamiento son las siguientes:

- Placas: Son conductores metálicos de diferente polarización, con lo cual permiten un flujo de electrones.
- Electrolito: Puede ser líquido, sólido o en pasta, es un conductor iónico que se descompone al pasar la corriente eléctrica.

El voltaje o la tensión de la batería es función del número de celdas electroquímicas, siendo el voltaje de cada celda de 2V.

Los principales parámetros que determinan el comportamiento de la batería son:

- Capacidad de descarga (Ah): Es el producto de la intensidad de descarga por el tiempo que actúa. Se expresa en Amperios Hora.

²⁰ "Funcionamiento y sistema de carga". Catálogo de baterías Hellamex. México.

Si la temperatura es mayor a la indicada en el catálogo, la capacidad disminuye; si la temperatura es menor, puede afectar la vida útil de la batería.

- Profundidad de la descarga: Es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga/descarga. Para aplicaciones fotovoltaicas es común utilizar baterías de descarga profunda, es decir, descargas entre 75% - 80%.
- Vida útil en ciclos: Se expresa en ciclos, es decir, la cantidad de cargas/descargas que llega a tener la batería. La vida útil depende del espesor de las placas, concentración del electrolito y principalmente de la profundidad de descarga.

La nomenclatura usual es XX Ah Cyy, donde XX es la capacidad de la batería e yy es el tiempo de descarga de la misma. Estos parámetros deben ser indicados por el fabricante.

Los principales tipos de batería disponibles en el mercado son los mencionados a continuación:

- a) Plomo-Ácido: Los baterías para aplicaciones en las cuales el peso y el tamaño no son factores decisivos.

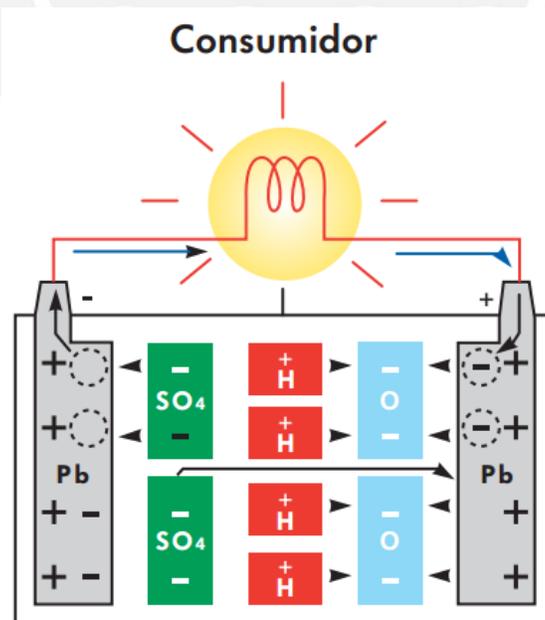


Figura 1.17 Funcionamiento de batería plomo-ácido

Las capacidades de servicio típicas son de 1-10,000 Ah. Requieren mantenimiento considerable y se debe tener proporcionar una adecuada ventilación y protección contra ambientes corrosivos, debido al electrólito (ácido).

Existen tipos de baterías de plomo que permiten colocar las baterías en cualquier posición, estas son las selladas y de electrólito absorbido.

Se subdividen en tres tipos de categoría plomo-ácido:

- Plomo-Calcio.
- Plomo-Selenio.
- Plomo-Antimonio.

Siendo la última la más utilizada.

b) Níquel-Cadmio:

Se caracterizan por tener un electrólito alcalino, bajo coeficiente de autodescarga, alto rendimiento de absorción de carga (mayor a 80%) y alto costo comparativo.

El espesor de cada placa debe exceder 2mm y la cantidad de electrólito debe exceder 1,15 dm³/celda y por cada 100 A.h de capacidad nominal en 20 horas.²¹

La densidad del electrólito no debe exceder 1,25 g/cm³.

1.4.2 Unidad de control o regulador

El regulador evita la descarga de las baterías sobre los paneles, para ello utiliza un diodo. Asimismo, cuida la vida útil de la batería, para ello monitorea la tensión de la batería, como se observa en figura 1.18, se desconecta al llegar a 14.8V y se debe recargar al llegar al valor de 10.8V.

Se utilizará un regulador de dos etapas, es decir, controlará la carga y descarga de la batería.

El regulador quedará definido conociendo la tensión del sistema y la corriente máxima que deberá manejar.

La unidad de control puede estar equipada con un microprocesador que permite adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga, de

²¹ "Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp" Minem 2005.

tal manera que el panel trabaje siempre con la máxima potencia, es decir con un seguidor de máxima potencia (MPPT).

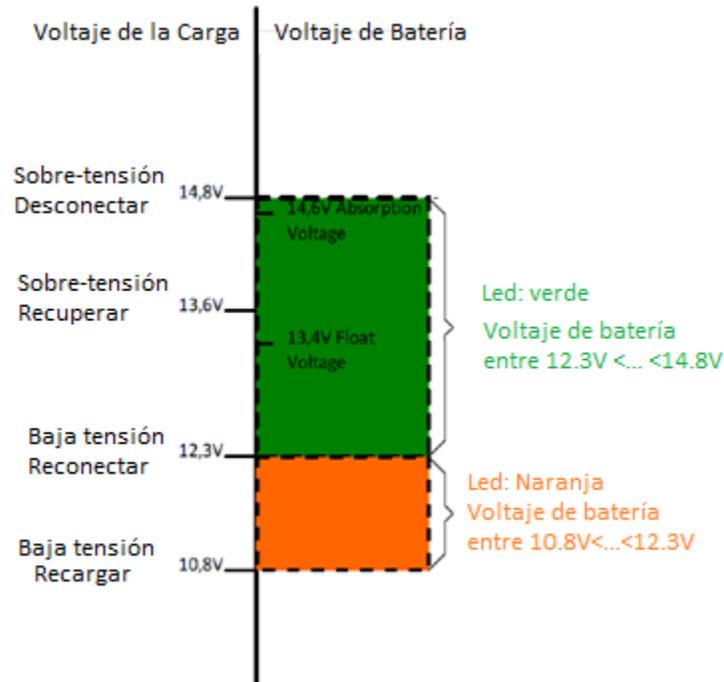


Figura 1.18 Tensiones en la batería 12V

Si se utilizan relés electromecánicos, la reposición de la carga debe retardarse entre 1 y 5 minutos.

Las tensiones de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 0,5\%$ (± 10 mV/celda, o ± 60 mV/batería de 12 V).

Las cajas de los reguladores de carga deben como mínimo proveer protección IP 32.

1.4.3 Inversores o convertidores

Los inversores transforman la corriente continua en corriente alterna. Se basan en dispositivos electrónicos que permiten interrumpir y conmutar su polaridad.

Para las aplicaciones de una instalación aislada, deben ser autoconmutados, es decir, no utilizan energía de una fuente exterior.

Debido a que se alimentarán cargas del tipo electrónico, es recomendable utilizar un inversor que genere una onda senoidal pura, es decir, muy similar a la de la red eléctrica.

De acuerdo al Reglamento técnico “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp”, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- La distorsión armónica total en tensión del inversor debe ser inferior a 5 % en relación a la tensión fundamental RMS.
- La frecuencia nominal se debe mantener entre ± 5 % del valor nominal.
- La caja del inversor debe cumplir con un índice de protección de IP 54.

Deben arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación y entregar la potencia nominal de forma continua.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada no deberá ser mayor al 2% de la potencia nominal de salida; mientras que las pérdidas diarias por el inversor no deberán exceder el 5% del consumo total diario.

El inversor se debe proteger antes las siguientes circunstancias:

- Tensión de entrada fuera del rango de operación.
- Desconexión de las baterías.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintados al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar.

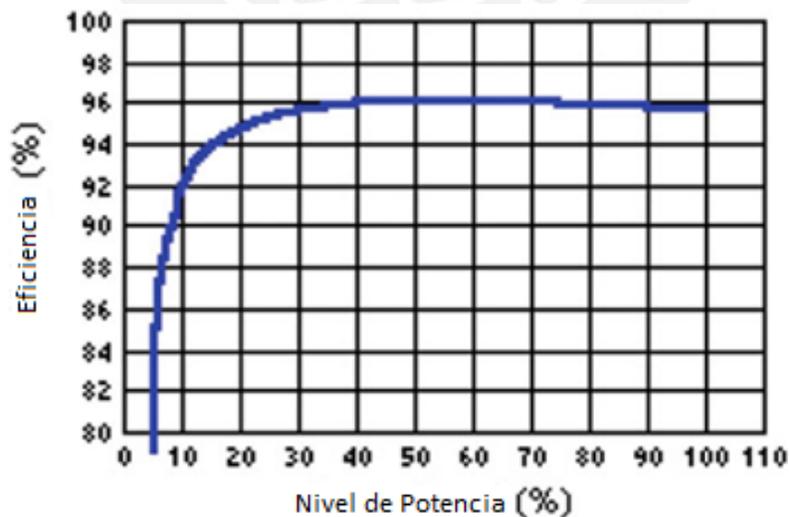


Figura 1.16 Curva típica de eficiencia del Inversor²²

²² “Photovoltaic Industrial Systems” Autor: Papadopoulou. Berlin 2011.

1.4.4 Elementos de protección

Además de los sistemas de protección inherentes a la unidad de control, se puede contar con sistemas de protección externos, los cuales pueden ser desconectores térmicos (fusibles o relés), protección contra altas tensiones tanto para corriente alterna como para corriente continua y diodos.

Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80 % de la capacidad nominal del fusible (I_{nom}).

1.4.5 Cables

Los cables para la instalación deben contar con el aislamiento adecuado, la selección de los mismos depende de la aplicación y del tipo de canales utilizados. Para realizar los cálculos se seguirán las indicaciones de la Norma Técnica Peruana (NTP) y del Código Nacional de Electricidad (CNE).

Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3 % entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1 % entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5 % entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

Los cables expuestos a la intemperie deberán cumplir la norma internacional IEC 60811: “Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos”.²³

²³ “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp” Minem 2005.

1.4.6 Estructura de soporte

El tipo de estructura depende de las condiciones climatológicas, la aplicación y los requerimientos específicos de cada proyecto. Para nuestro caso, analizaremos si se debe utilizar seguidores solares o un sistema fijo.

- Sistema Fijo

Este sistema está fijo y para ello se debe realizar un estudio de determinación de la inclinación adecuada. El mantenimiento es mínimo, es la estructura que genera menor eficiencia pero es la más económica.

El sistema fijo tiene mayor duración y casi no requiere mantenimiento. Debido a que no puede variar la inclinación, se debe considerar la lluvia y efecto de sombras en la elección de la inclinación.



Figura 1.17 Estructura Fija²⁴

- Seguidores solares

Especialmente en cielos despejados, con alto efecto de radiación directa (nubosidad baja), se suele utilizar seguidores solares. Estos incrementan los costos iniciales, ya que se necesitan sistemas de control para modificar la inclinación (seguir al sol), un motor, engranajes y demás elementos mecánicos. Además, se necesitan realizar un mantenimiento a estos equipos mecánicos. Sin embargo, al seguir al sol en su trayectoria, suelen incrementar las potencias generadas. Existen diversos tipos de seguidores solares en la actualidad.

²⁴ Instalación realizada por Sun-nest.

- ✓ Seguidores de un solo eje: Horizontal, vertical, polar.
- ✓ Seguidores doble eje



Figura 1.18 Instalación de Seguidor Solar²⁵

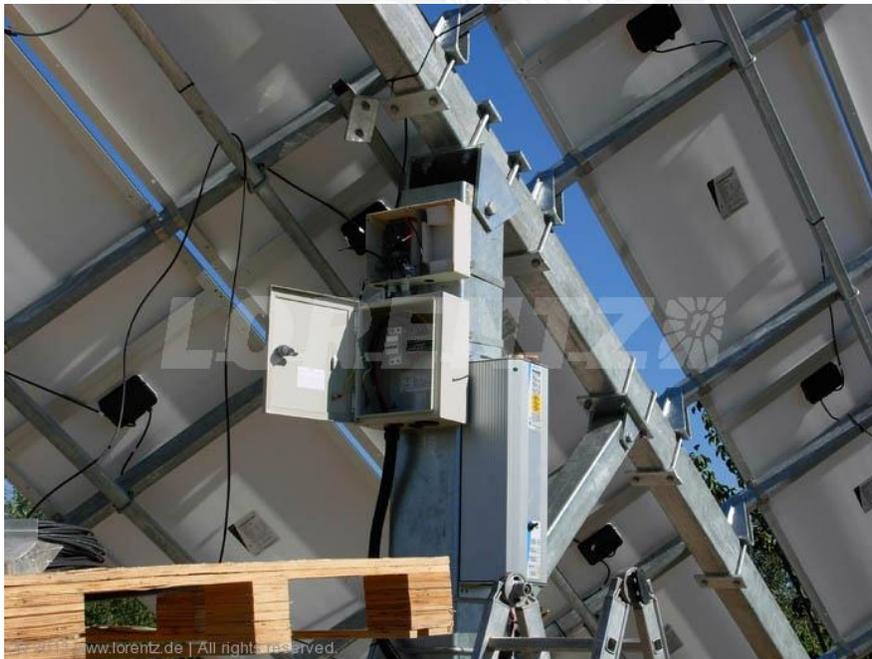


Figura 1.19 Detalle de componentes adicionales para Seguidor Solar²⁶

^{25,18} www.lorenz.de Instalación en Italia

1.5 Tendencias Actuales

Las aplicaciones para los sistemas fotovoltaicos son muy diversas, no solo variando el tipo de tecnología de células fotovoltaicas, sino variando los elementos que acompañan al sistema fotovoltaico.

Las aplicaciones más actuales de sistemas fotovoltaicos en las ciudades, se muestran en las siguientes imágenes, últimamente los diseñadores se han esforzado mucho en la estética y la versatilidad para colocar los paneles fotovoltaicos.

Las imágenes a continuación muestran algunos de los ejemplos de los sistemas utilizados en la actualidad.



Figura 1.20 Paneles fotovoltaicos como ventanas en edificio de Philadelphia.²⁷

²⁷ Celentano Energy Service



Figura 1.21 Aplicaciones de células de película delgada²⁸

Asimismo, no solo hay nuevas tendencias en la forma de los paneles o lugar de colocación, sino que existen elementos que pueden ser adquiridos comercialmente, y que mejoran considerablemente la eficiencia global del sistema fotovoltaico en general.

- MTPP (Maximum tracking Power Point)

El seguidor de potencia pico máxima (MTPP) es un aparato electrónico, puede estar incluido en el controlador, que regula la resistencia, de tal manera que el voltaje de operación del panel varíe y este ofrezca el máximo valor posible.

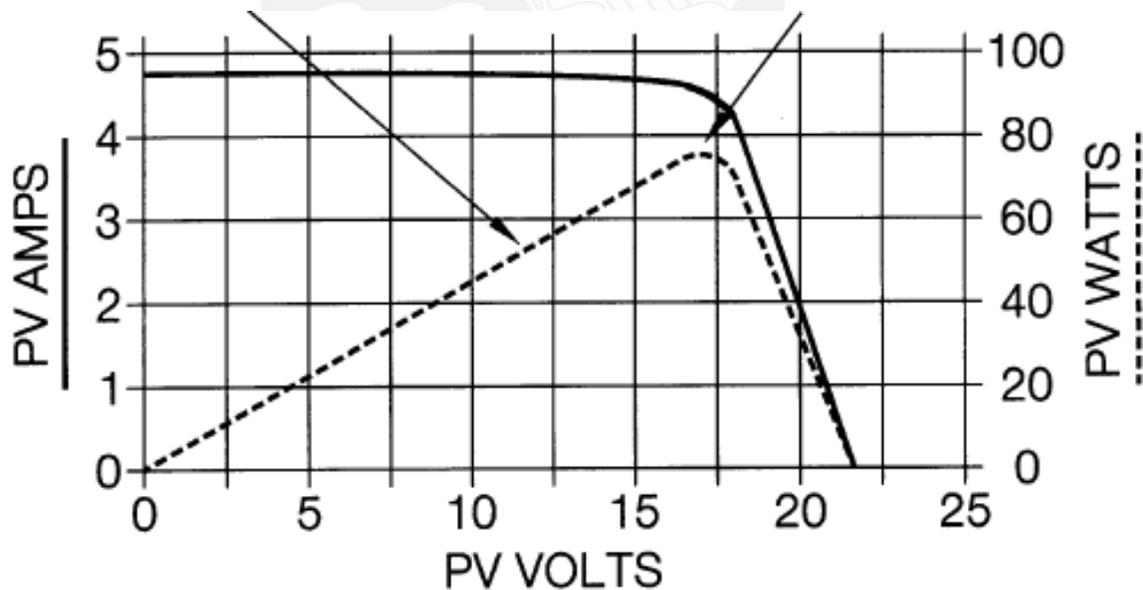


Figura 1.22 Variación de potencia en relación a tensión de trabajo.²⁹

²⁸ Celentano Energy Service

²⁹ "What is MTPP?" <http://www.blueskyenergyinc.com>

- Concentrador Solar

Actualmente, mediante lentes y vidrios con curvas, se puede focalizar la radiación en pequeñas áreas y así aumentando la potencia que los paneles pueden producir.

A esta tecnología se le conoce como CPV (Concentrated photovoltaic), lo negativo es que la radiación difusa no puede ser concentrada, y se requiere de un sistema más potente de ventilación para mantener los equipos a una temperatura recomendada.

Se prefiere utilizar sistemas no concentradores, ya que son más simples y económicos. Aunque en unos años es probable que esta tecnología sea más utilizada.



Figura 1.23 Concentrador Solar instalado por Solar Systems en Australia

CAPÍTULO 2

DISEÑO FOTOVOLTAICO

2.1 Introducción

Una vez explorado el funcionamiento del sistema fotovoltaico, se puede proceder con el diseño del mismo, el cual incluye desde la lista de exigencias, dimensionamiento de los principales componentes y el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico.

El dimensionamiento del cableado, la selección de los equipos de protección y el diseño del sistema de puesta a tierra se realizarán con datos y recomendaciones de los proveedores de los equipos seleccionados.

2.2 Lista de Exigencias

A continuación, se enunciará la lista de exigencias para el diseño de un sistema fotovoltaico aislado para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP. Se mencionarán las siguientes descripciones:

- Función principal
- Energía
- Diseño
- Seguridad
- Materiales
- Geometría
- Costo
- Ergonomía
- Mantenimiento
- Montaje
- Uso
- Mantenimiento
- Plazo de entrega

LISTA DE EXIGENCIAS		pág. 1 de 3	
		Edición: Rev. 1	
TESIS	DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS PORTÁTILES EN LA PUCP		Fecha: 28/02/2014
		Revisado: M.H.M	
CLIENTE:	PUCP		Elaborado: P.V.S
Fecha (Cambios)	Deseo o exigencia	DESCRIPCION	Responsable
28/02/2014	E	FUNCIÓN PRINCIPAL: <ul style="list-style-type: none"> • Suministrar energía solar-eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP. 	P.V.S.
28/02/2014	E	ENERGÍA: <ul style="list-style-type: none"> • La energía proveniente de los paneles fotovoltaicos debe ser la suficiente para 15 computadoras portátiles comunes. 	P.V.S.
28/02/2014	E	DISEÑO: <ul style="list-style-type: none"> • Se ubicará en un lugar con pocas sombras y de preferencia cerca de la Biblioteca Central de la PUCP. • De acuerdo al Reglamento Nacional de Edificaciones, el soporte deberá soportar vientos de hasta 120 km/h. 	P.V.S.
28/02/2014	E	SEGURIDAD: <ul style="list-style-type: none"> • El diseño de la estación será de tal modo que no ponga en riesgo a los usuarios de la misma. • La corriente debe ser regulada de tal manera que no dañe a los equipos electrónicos conectados a la misma. • Se debe ubicar en un lugar sin sombras para mejorar la vida del sistema. 	P.V.S

LISTA DE EXIGENCIAS		pág. 2 de 3	
		Edición: Rev. 1	
TESIS:	DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS PORTÁTILES EN LA PUCP		
		Fecha: 28/02/2014	
		Revisado: M.H.M	
CLIENTE:	PUCP		
		Elaborado: P.V.S	
Fecha (Cambios)	Deseo o exigencia	DESCRIPCIÓN	Responsable
28/02/2014	E	MATERIALES: <ul style="list-style-type: none"> El soporte debe ser capaz de resistir 10 años como mínimo, a la exposición a la interperie sin corrosión o fatiga apreciable, teniendo en cuenta las condiciones del sitio. 	P.V.S
28/02/2014	D	GEOMETRÍA: <ul style="list-style-type: none"> Los componentes serán ubicados de tal manera que se pueda disminuir el cableado. Se deberá configurar para obtener la mayor radiación solar posible. 	P.V.S
28/02/2014	D	COSTOS: <ul style="list-style-type: none"> A un costo de S/.20 y con una programación de 300 horas hombre de diseño, el diseño costará S/.6000. El costo estimado de los componentes e instalación se encuentra detallado en el Capítulo 4. 	P.V.S
28/02/2014	E	ERGONOMÍA: <ul style="list-style-type: none"> Los toma corrientes deben ser de fácil acceso para los usuarios. La estructura no debe perjudicar de ninguna manera la movilización estudiantil o su comodidad. 	P.V.S

LISTA DE EXIGENCIAS			pág. 3 de 3
			Edición: Rev. 1
TESIS		DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 15 COMPUTADORAS PORTÁTILES EN LA PUCP	Fecha: 28/02/2014
			Revisado: M.H.M.
CLIENTE:		PUCP	Elaborado: P.V.S.
Fecha (Cambios)	Deseo o exigencia	DESCRIPCION	Responsable
28/02/2014	E	MANTENIMIENTO: <ul style="list-style-type: none"> Se deberá en lo posible seleccionar materiales de larga duración y con poca frecuencia de mantenimiento. Los componentes que requieran mantenimiento más frecuente, como las baterías, deberán ser accesibles fácilmente. 	P.V.S.
28/02/2014	E	MONTAJE: <ul style="list-style-type: none"> Se procurará escoger un horario en el cuál se interrumpa lo menor posible a los alumnos. El montaje se realizará por personal con 2 años mínimo de experiencia en el rubro. 	P.V.S.
28/02/2014	E	USO: <ul style="list-style-type: none"> La estación será utilizada por cualquier persona que pertenezca a la PUCP, sea alumno, docente o colaborador. El uso no generará ningún costo adicional. 	P.V.S.
28/02/2014	E	PLAZO DE ENTREGA: <ul style="list-style-type: none"> El diseño del proyecto será entregado el 15 de Abril del 2014. 	P.V.S

2.3 Condiciones del Sitio

El sistema se ubicará en la Pontificia Universidad Católica del Perú, la cual se encuentra en Av. Universitaria 1801, San Miguel, Lima 32, Perú.

Las condiciones climáticas son las obtenidas de la Estación meteorológica Hipólito Unanue de la Pontificia Universidad Católica del Perú, las cuales representan las variables meteorológicas sinópticas registradas entre Junio 1968 y Enero 2013.

Las variables han sido registradas a las 7:00, 13:00 y 18:00. Con el objetivo de tomar los valores más críticos, se diseñará el sistema fotovoltaico tomando la temperatura máxima a las 7:00am, nubosidad a las 7:00am y el viento de 01:00pm.

Tabla 2. 1 Datos climatológicos Estación Hipólito Unánue.³⁰

Mes	Temp. máx (°C)	Presión (mb)	Precipitación (mm)	Humedad máx.	Nubosidad (octas)	Radiación Horizontal (kWh/m ² /día)	Viento (km/h)
Enero	24.5	1000.5	0.017	90	6.8	5.8	20.06
Febrero	25.4	999.9	0.019	89.5	6.5	6.6	19.29
Marzo	25.1	999.6	0.004	89.7	6.4	7	19.15
Abril	23.5	1001	0.004	91.2	6.6	6.7	18.53
Mayo	21.4	1002.5	0.01	92.8	7.3	3.9	18.45
Junio	19.5	1003.1	0.024	93.2	7.8	1.6	16.76
Julio	18.5	1003.3	0.05	93.1	8	1.1	16.89
Agosto	18.2	1003.4	0.061	93.9	8	1	16.55
Septiembre	18.5	1004.2	0.051	93.2	8	1.3	17.66
Octubre	19.5	1003.6	0.018	91.6	7.9	2.2	18.68
Noviembre	21	1002.3	0.015	90.7	7.8	3.5	19.48
Diciembre	22.9	1001.6	0.013	90.4	7.2	4.8	19.92

³⁰ "Normales mensuales de las variables meteorológicas sinópticas registradas por la estación meteorológica Hipólito Unánue de la Pontificia Universidad Católica del Perú durante el periodo comprendido entre junio 1968 y enero 2013" Autor: Hernán Montes y Pedro Ríos. Febrero 2013.

2.3.1 Ubicación

Se ha procurado que la ubicación sea en un espacio que no cuente con sombras a su alrededor, áreas verdes y con alto tránsito estudiantil.

En la figura 2.3 se muestra un esquema de la PUCP, en el cual indica la orientación solar. Se sabe que el sol sale por el Este y se oculta por el Oeste.



Figura 2.1 Esquema de la PUCP³¹

El sistema se ubicará frente a la capilla PUCP, la figura 2.2 muestra la foto del sitio. En el cual se muestra que cumple con las condiciones mínimas establecidas.

³¹ www.pucp.edu.pe



Figura 2.2 Foto del Sitio

2.4 Inclinación de los paneles

Definir la inclinación es vital para optimizar la generación de energía de los paneles solares y por lo tanto, del sistema fotovoltaico en general. Este parámetro está altamente influenciado por la latitud del sitio.

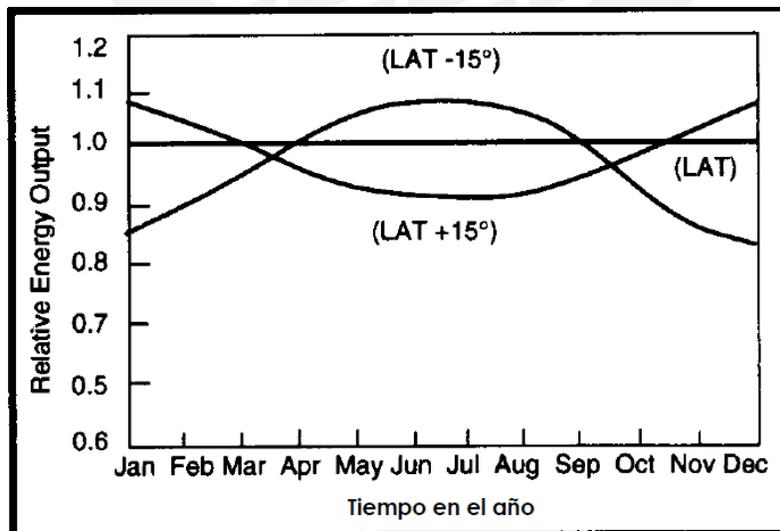


Figura 2.3 Variación de Energía producida vs meses³²

³² "Selección de sistemas fotovoltaicos". Autor: Miguel Ángel Hadzich Marín.

La inclinación de los paneles solares para una instalación independiente, teniendo en cuenta que la latitud de Lima es 12° , puede estimarse utilizando las siguientes expresiones³³:

- Inclinación verano: $L+15 = 27^\circ$
- Inclinación invierno: $L-20 = -8^\circ$
- **Inclinación óptima: $3.7 + (L*0.69) = 12^\circ$**

Donde:

- L: Latitud

2.5 Determinación de la carga

La carga será de 15 laptops, para ello existirán 15 tomacorrientes. Es evidente que no siempre las 15 computadoras van a estar conectadas a la vez, pero elegiremos este escenario por ser el más crítico.

Una laptop común tiene una entrada de 19 Voltios y 2.8 Amperios en el transformador. Sabemos que:

$$W_{laptop} = V_{laptop} * A_{laptop} = 53.2 \text{ w}$$

$$W_{demanda} = W_{laptop} * N^{\circ}_{laptop} = 798 \text{ w}$$

Donde:

- V_{laptop} : Es la tensión promedio de una laptop, es decir, 19 V.
- A_{laptop} : Es la corriente promedio de una laptop, es decir, 2.8 V.
- N°_{laptop} : Es la cantidad de laptops a cargar, serán 15 unidades

Además, debido a que se encontrará en la PUCP, he considerado que el periodo de carga de las laptops será de **5 horas** de uso al día.

³³ "Radiación Solar: medidas y cálculos". Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005

Entonces, el consumo total diario (Q_m), en Ah/día, viene dado por la siguiente ecuación:

$$Q_m = \frac{W_{demanda} * C_{diario} * C_{semanal}}{F_{conversión} * V_{sistema}} = 139.71 \text{ Ah/día}$$

Donde:

- C_{diario} : Es la cantidad de horas utilizado al día, es decir, 5 h/día.
- $C_{semanal}$: Es la cantidad de días utilizado a la semana, es decir 5 días/semana.
- $F_{conversión}$: Es el factor para convertir DC/AC, el mínimo es 0.85.
- $V_{sistema}$: Es la tensión del sistema, para el proyecto será de 24 V.

Como cálculo inicial, el consumo corregido, en base a factores de rendimiento de cableado y de batería comunes en la industria:

$$Q_{m_{corregido}} = \frac{Q_m}{F_{cableado} * F_{batería}} = 158.4 \text{ Ah/día}$$

Donde:

- $F_{cableado}$: Es el factor de rendimiento debido al cableado, no debe ser menor a 0.98.
- $F_{batería}$: Es el factor de rendimiento debido a las baterías, no debe ser menor a 0.9.

2.6 Dimensionamiento Fotovoltaico

En esta sección se dimensionarán los equipos principales que conformar al sistema fotovoltaico.

2.6.1 Inclinación y Radiación

La radiación varía a lo largo de los días, así como la altura (α) y orientación (Ψ) del sol, de acuerdo a la latitud del punto ubicado. Se estimará la radiación global sobre superficies inclinadas en base al conocimiento de la radiación global sobre superficies planas.³⁴

³⁴ Radiación Solar, medidas y cálculos. Autor: Valeriano Ruiz Hernández y Manuel A. Silva Pérez. Universidad de Sevilla 2005

En la tabla 2.2 se muestran los resultados de los cálculos de las horas sol pico para la inclinación óptima de invierno, de verano y la seleccionada.

Tabla 2.2 Intensidad de diseño y horas pico para diferentes inclinaciones

Ángulo Óptimo Verano		-8°
Horas de sol pico (hrs/día)	Intensidad de diseño (A)	Mes de Diseño
3.492	40.83	Noviembre

Ángulo Óptimo Invierno		27°
Horas de sol pico (hrs/día)	Intensidad de diseño (A)	Mes de Diseño
1.021	139.57	Agosto

Ángulo Seleccionado		12°
Horas de sol pico (hrs/día)	Intensidad de diseño (A)	Mes de Diseño
1.048	136.05	Agosto

Asimismo, en la tabla 2.3 se muestra el detalle mes a mes para el ángulo seleccionado (12°):

Tabla 2.3 Detalle mes a mes para Inclinación Óptima

Mes	Consumo Total Corregido (Ah/día)	Horas sol pico día	Intensidad de diseño (A)
Enero	158.40	6.679	23.72
Febrero	158.40	7.340	21.58
Marzo	158.40	7.519	21.07
Abril	158.40	6.906	22.94
Mayo	158.40	3.965	39.95
Junio	158.40	1.669	94.93
Julio	158.40	1.156	136.99
Agosto	158.40	1.048	151.16
Septiembre	158.40	1.353	117.05
Octubre	158.40	2.307	68.65
Noviembre	158.40	3.860	41.04
Diciembre	158.40	5.517	28.71
HORAS SOL PICO TOTALES:		49.32	

Observamos que el mes más crítico es Agosto. Y es por ello, que se dimensionarán los siguientes elementos con los datos de este mes.

2.6.2 Dimensionamiento baterías

Se debe tener especial cuidado con el dimensionamiento de las baterías, ya que si se sub-dimensiona, los ciclos de vida se pueden reducir drásticamente. Debido a una profundidad de descarga mayor a la máxima, lo cual se observa en la Figura 2.6.

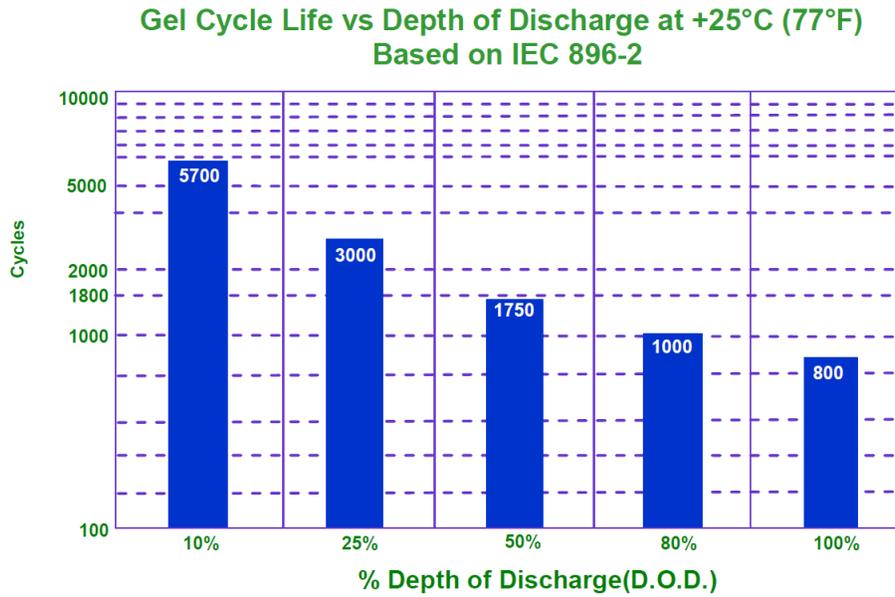


Figura 2.6 Catálogo de batería de Gel EverExceed.

La profundidad de descarga máxima será de 80%, con lo cual se cumplirán 1000 ciclos.³⁵

Para dimensionar el banco de baterías se debe conocer la capacidad necesaria del banco (C_{banco}):

$$C_{banco} = \frac{Qm_{corregido} * DOA * F_{seguridad}}{PD_{m\acute{a}x} * F_{temp}} = 1067.88 \text{ Ah}$$

Donde:

- DOA: Son los días de autonomía, es recomendable mayor a 3 días.³⁶
- $PD_{m\acute{a}x}$: Es la profundidad máxima de descarga, es decir, 80%.
- $F_{seguridad}$: Es un factor de seguridad, normalmente 1.5 – 2. Se escogerá 1.6.

³⁶, ³⁶ Este valor se encuentra dentro del rango recomendado por “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp”, Minem Febrero 2005.

- F_{temp} : Es el factor de temperatura es de 0.9.

El número de baterías debe poder satisfacer la capacidad necesaria, es por ello, que se calcula de la siguiente manera:

$$N^{\circ}bp = \frac{C_{banco}}{C_{batería}} = 5$$

$$N^{\circ}bs = \frac{V_{sistema}}{V_{batería}} = 2$$

Donde:

- $N^{\circ}bp$: Es la cantidad de baterías en paralelo.
- $N^{\circ}bs$: Es la cantidad de baterías en serie.
- $C_{batería}$. Es la capacidad de la batería, en este caso, es de 250 Ah.
- $V_{batería}$: Es el voltaje de operación nominal de la batería, en este caso, 12 V.

El número de baterías en paralelo define el nuevo valor de la capacidad del banco:

$$C_{banco} = N^{\circ}bp * C_{batería} = 1250 Ah$$

Sin embargo, para cuidar la vida de la baterías y evitar su rápido degradación. Se debe cumplir lo siguiente:

$$PD = \frac{Qm_{corregido} * 0.75}{C_{banco}} < 20\%$$

Donde:

- PD: Es la profundidad de descarga real de la batería.

Con 5 baterías en paralelo, tenemos una profundidad de descarga real de 9.5%.

Finalmente, el banco de baterías debe estar compuesto por 5 baterías en paralelo y 2 baterías en serie, dando un total de **10 baterías**.

Debido a que no se puede descargar por completo la batería, es necesario definir el siguiente concepto de la capacidad útil de la batería, dado por la siguiente ecuación:

$$C_{\text{útil}} = C_{\text{banco}} * (1 - PD_{\text{máx}}) = 1000 \text{ Ah}$$

2.6.3 Dimensionamiento de paneles

Los paneles serán del tipo policristalino, esto se debe a que está comprobado que actualmente son los más económicos, es decir, su relación Wp/\$ es la mayor.

Un panel disponible comercialmente y de alta relación Wp/\$ es el panel de 150 Wp, policristalino.

Cuyos datos más relevantes son los siguientes:

- V_{mp} : Es el voltaje máximo pico, es la tensión a la cual opera en su punto de máxima potencia, cuyo valor es 17,4 V.
- V_{oc} : Es la tensión de circuito abierto, la máxima tensión alcanzada por el panel, cuyo valor es 21.6 V.
- I_{mp} : Es la corriente máxima pico, el valor para el panel seleccionado es de 8.62 A.
- I_{sc} : Es la corriente de corto-circuito, cuyo valor es 9.48 A.

Los paneles no son los únicos elementos que entregan potencia a las cargas, también lo harán las baterías. Es por ello, que para obtener la intensidad requerida de los paneles, es necesario restarle una intensidad proveniente de las baterías.

$$I_{\text{baterías}} = \frac{C_{\text{útil}}}{H.S.P. * F_d} = 73.41 \text{ A}$$

Donde:

- H.S.P. : Son las horas sol pico, para el mes crítico (agosto) son 1.05h.
- F_d : Es el factor de diseño recomendado, el recomendado por el fabricante es 13.

De esta manera, la intensidad requerida por el generador fotovoltaico está dada por la siguiente ecuación:

$$I_{\text{generador}} = I_{\text{mes}} - I_{\text{batería}} = 77.75 \text{ A}$$

Donde:

- I_{mes} : Es la corriente de diseño para el mes crítico (agosto), cuyo valor es 151.16 A.

Es una buena práctica, utilizar factores de diseño para paneles cristalinos y para paneles policristalinos o amorfos.

$$I_{\text{generador } d} = \frac{I_{\text{generador}}}{F_d} = 111.08 \text{ A}$$

- F_d : Es el factor de diseño recomendado para paneles, en el caso de policristalinos es 0.7.

Finalmente, el número de paneles puede estimarse con la siguiente expresión:

$$N^{\circ} pp = \frac{I_{\text{generador } d}}{I_{mp}} = 13$$

$$N^{\circ} ps = \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{mp}} = 2$$

Donde:

- $N^{\circ} pp$: Es la cantidad de paneles en paralelo.
- $N^{\circ} ps$: Es la cantidad de paneles en serie.

Finalmente, el número total es de $13 \times 2 = \mathbf{26 \text{ paneles}}$. Formando así, un generador de una potencia de $150 \times 26 = \mathbf{3.900 \text{ Wp}}$.

2.6.4 Dimensionamiento de Controlador

Por el controlador debe pasar la energía generada por los paneles, se debe considerar el peor escenario, y este es el de la intensidad de corto circuito para todos los paneles.

$$I_{controlador} = I_{sc} * N^{\circ} pp * 1.25 = 154.05 A$$

El controlador seleccionado es de 50 A. Se requieren 4 controladores de 50 A y 24 V. Para ello se requieren 4 ramales de paneles solares y baterías.

Debido a la gran cantidad de controladores y a la obligación de utilizar cantidades múltiplos de 4 (ramales) y colocar mínimo un 2 unidades por ramal (alcanzar 24 V), es conveniente realizar un cálculo iterativo para alcanzar la propuesta más eficiente y económica.

Luego de analizar técnica y económicamente diversas opciones, se llegó a una solución que optimiza el diseño, los elementos de este arreglo se muestran a continuación:

- **12 baterías 250 Ah / 12V (3 ramales de 2 paralelo y 2 en serie).**
- **24 paneles de 150 Wp. (3 ramales de 4 paralelo y 2 en serie)**
- **3 controladores de 50A y 24V.**

2.6.5 Dimensionamiento de Inversor

El inversor se encarga de transformar la corriente DC en AC, es por ello que el parámetro que define a este equipo es la potencia mínima a convertir.

Es muy poco probable que todas las cargas funcionen al mismo tiempo. Sin embargo, asumiendo el caso crítico, es prudente colocar un coeficiente de simultaneidad de 100%.

$$W_{\text{mín}_{\text{inversor}}} = W_{\text{máx}_{\text{inversor}}} * C_s = 798 \text{ w}$$

- $W_{\text{máx}_{\text{inversor}}}$: Este valor coincide con la potencia demandada, cuyo valor es 798 w.
- C_s : Es el coeficiente de simultaneidad, el coeficiente escogido es 1.

El inversor escogido tiene los siguientes parámetros:

- 24 V (DC) – 230 V (AC).
- Frecuencia: 60 Hz.
- Potencia: nominal 1200 w y Pico máxima 2400 w.

$$N^{\circ}_{\text{inversores}} = \frac{W_{\text{inversor}}}{W_{\text{sistema}}} = 0.67$$

Se selecciona un (1) inversor con las propiedades indicadas líneas arriba.

2.6.6 Dimensionamiento de cableado

El dimensionamiento del cableado se realizará bajo las recomendaciones del Norma Técnica Peruana (NTP) y Código Nacional de Electricidad (CNE).

El método utilizado se basa en la norma IEC 60364-5-52 “Instalaciones eléctricas en edificios” Parte 5-52, “Selección y utilización de material eléctrico – canalizaciones”.

Las caídas de tensión deben ser inferiores a lo indicado³⁷:

- Entre la batería y el regulador será menor a 1%.
- Entre el panel fotovoltaico y el regulador será menor a 3%.
- Entre el regulador y las cargas será menor a 5%.

³⁷ “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp”, Minem Febrero 2005.

Para esta aplicación, es conveniente utilizar cables del tipo Para estimar la corriente que deberá soportar el cable, hago uso de la siguiente expresión:

$$I_{adm} \geq K_N * K_T * I_{sección}$$

Donde:

- K_N : Está dado por el factor de agrupación dado por la figura 2.7
- K_T : Está dado por el factor de temperatura dado por la figura 2.8
- $I_{sección}$: Es la corriente para la sección escogida, de acuerdo a la figura 2.9

Ítem	Disposición (en cuanto a cables)	Número de circuitos o cables multipolar											A usarse con capacidades de corriente nominal, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie empotrados o encerrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	4 a 8 Métodos A a F
2	En una capa sobre una pared, piso o bandeja no perforada	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	No más factores de reducción para más de nueve circuitos o cables multipolares			
3	En una capa fijado directamente bajo un techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	En una capa sobre una bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	En una capa sobre un soporte de bandeja de escaleras, o listones, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				8 a 9 Métodos E y F

Figura 2.7 Factor de agrupamiento K_N .

Temperatura ambiente [°C]	PVC		XLPE o EPR		MI - Mineral * (al aire)	
	Cables al aire	Cables en ductos enterrados	Cables al aire	Cables en ductos enterrados	Cubierta de PVC o desnudo y expuesto al contacto 70°C	Desnudo no expuesto al contacto 105 °C
10	1,22	1,10	1,15	1,07	1,26	1,14
15	1,17	1,05	1,12	1,04	1,20	1,11
20	1,12	1,00	1,08	1,00	1,14	1,07
25	1,06	0,95	1,04	0,96	1,07	1,04
30	1,00	0,89	1,00	0,93	1,00	1,00
35	0,94	0,84	0,96	0,89	0,93	0,96
40	0,87	0,77	0,91	0,85	0,85	0,92
45	0,79	0,71	0,87	0,80	0,87	0,88
50	0,71	0,63	0,85	0,76	0,67	0,84
55	0,61	0,55	0,76	0,71	0,57	0,80
60	0,50	0,45	0,71	0,65	0,45	0,75
65	-	-	0,65	0,60	-	0,70
70	-	-	0,58	0,53	-	0,65
75	-	-	0,50	0,46	-	0,60
80	-	-	0,41	0,38	-	0,54
85	-	-	-	-	-	0,47
90	-	-	-	-	-	0,40
95	-	-	-	-	-	0,32

Figura 2.8 Factor de temperatura K_T .

Área de sección transversal nominal del conductor mm ²	Método de Instalación de Acuerdo a la NTP 370.301 (IEC 60364-5-523)											
	A1		A2		B1		A1		A2		B1	
Aislamiento	PVC		PVC		PVC		XLPE ó EPR		XLPE ó EPR		XLPE ó EPR	
Temperatura	70 °C		70 °C		70 °C		90 °C		90 °C		90 °C	
Cantidad Conductores	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Cobre												
1,5	14,5	13,5	14	13	22	18	22	19,5	24	22	26	22
2,5	19,5	18	18,5	17,5	29	24	30	26	33	30	34	29
4	26	24	25	23	38	31	40	35	45	40	44	37
6	34	31	32	29	47	39	51	44	58	52	56	46
10	46	42	43	39	63	52	69	60	80	71	73	61
16	61	56	57	52	81	67	91	80	107	96	95	79
25	80	73	75	68	104	86	119	105	138	119	121	101
35	99	89	92	83	125	103	146	128	171	147	146	122
50	119	108	110	99	148	122	175	154	209	179	173	144
70	151	136	139	125	183	151	221	194	269	229	213	178
95	182	164	167	150	216	179	265	233	328	278	252	211
120	210	188	192	172	246	203	305	268	382	322	287	240
150	240	216	219	196	278	230	-	-	441	371	324	271
185	273	245	248	223	312	258	-	-	506	424	363	304
240	321	286	291	261	361	297	-	-	599	500	419	351
300	367	328	334	298	408	336	-	-	693	576	474	396

Figura 2.9 Capacidad de corriente $I_{Sección}$.

Asimismo, se deberá verificar que no se exceda la caída de tensión de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\Delta U\% = \frac{0.0357 * I_{adm} * L * \cos \phi}{A * U} * 100\%$$

Donde:

- L: Es la longitud total del cable.
- $\cos \phi$: Es el factor de potencia.
- A: Es el área del cable.
- U: Es la tensión de operación

La tabla 2.4 muestra los resultados finales de los cálculos de dimensionamiento del cableado a ser utilizado en la instalación.

Tabla 2.4 Resultados de cálculo de cableado

Descripción	Canalización	I_{adm}	Sección	Ternas	L	$\Delta U\%$	Estado
Batería - Regulador	B1	37.92	6mm ²	2	1	0.59	OK
PV - Regulador	B1	37.92	16mm ²	2	10	2.2	OK
Regulador - Inversor	B1	37.92	6mm ²	2	1.5	0.88	OK
Inversor - Carga	B1	113.72	16mm ²	2	15	1.03	OK

Las distancias mostradas en la tabla 2.4 corresponden a la longitud necesaria de los cables para conectar a los equipos. La distancia en línea recta entre los equipos se muestra en las Figuras 2.10, 2.11, 2.12 y 2.13, obtenidas del modelo en 3D creado en Autodesk Inventor.

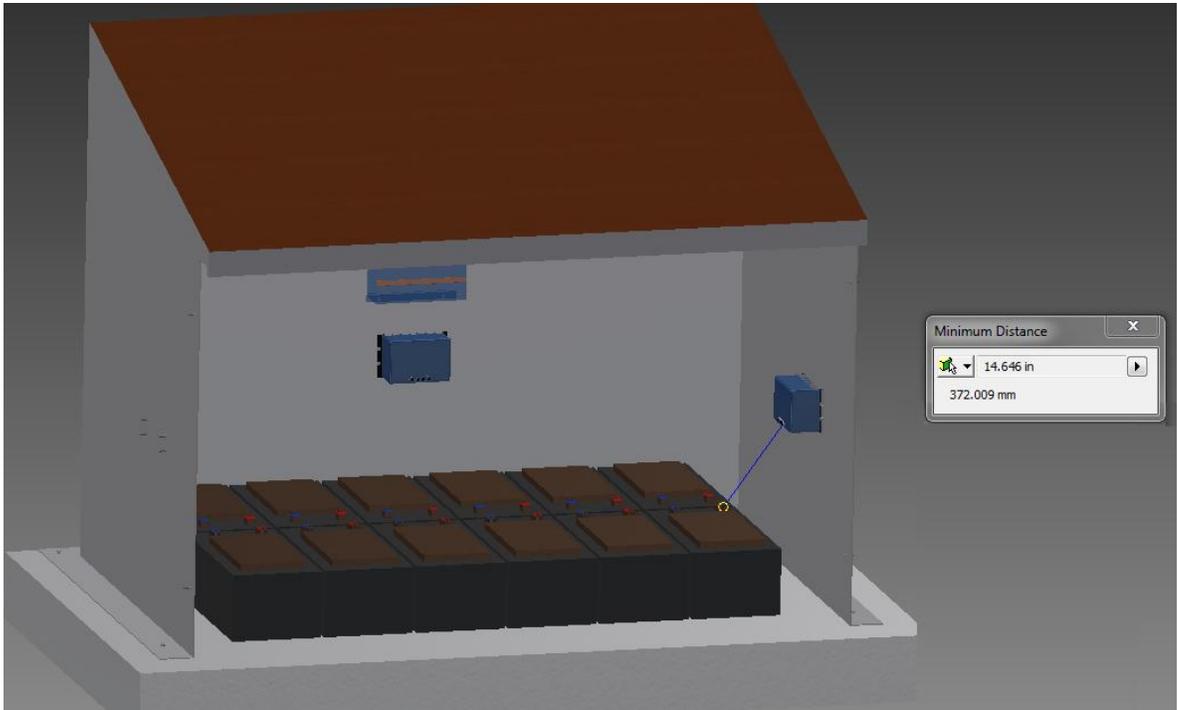


Figura 2.10 Distancia entre Batería y Regulador

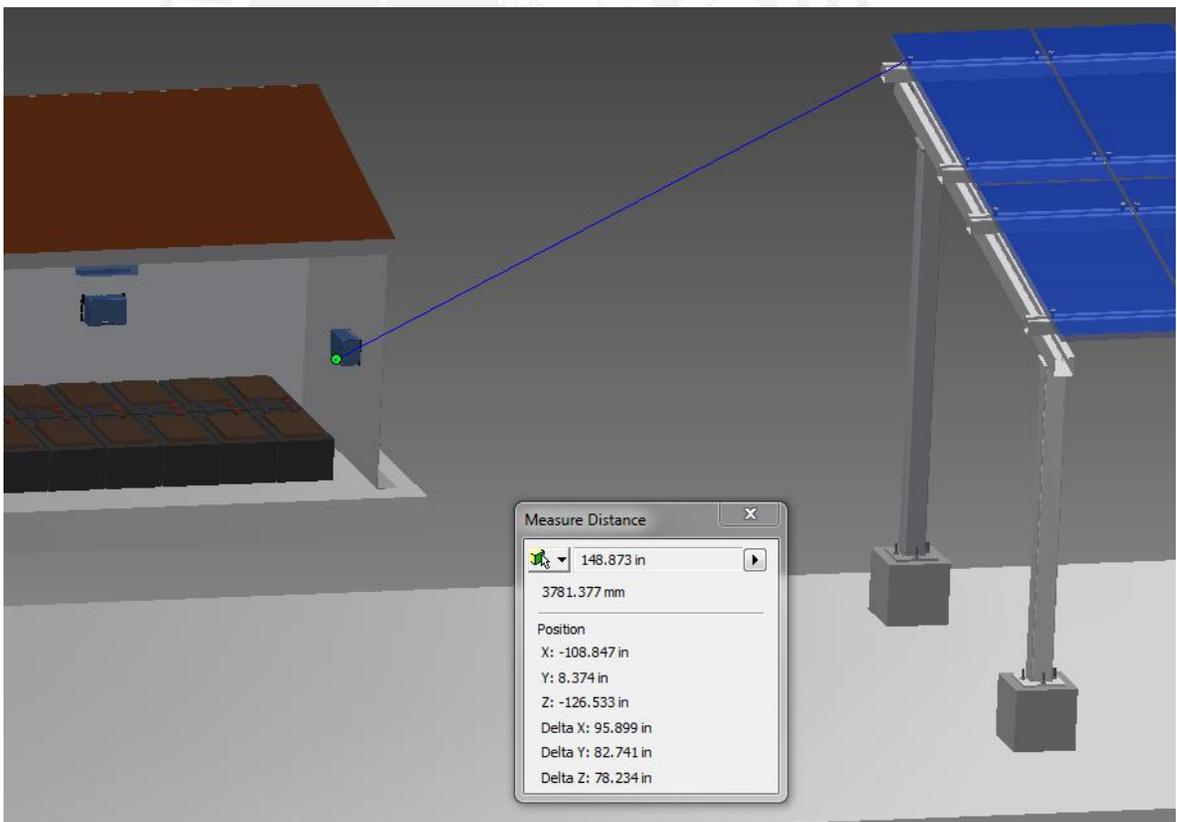


Figura 2.11 Distancia entre los Paneles Fotovoltaicos y el Regulador

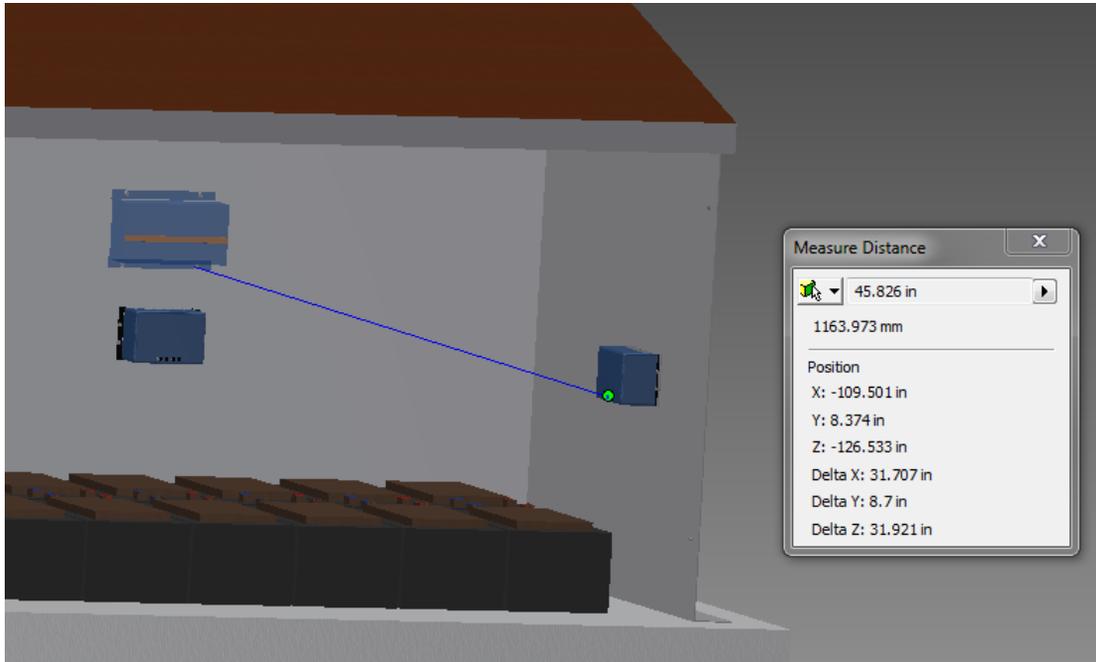


Figura 2.12 Distancia entre el Inversor y el Regulador

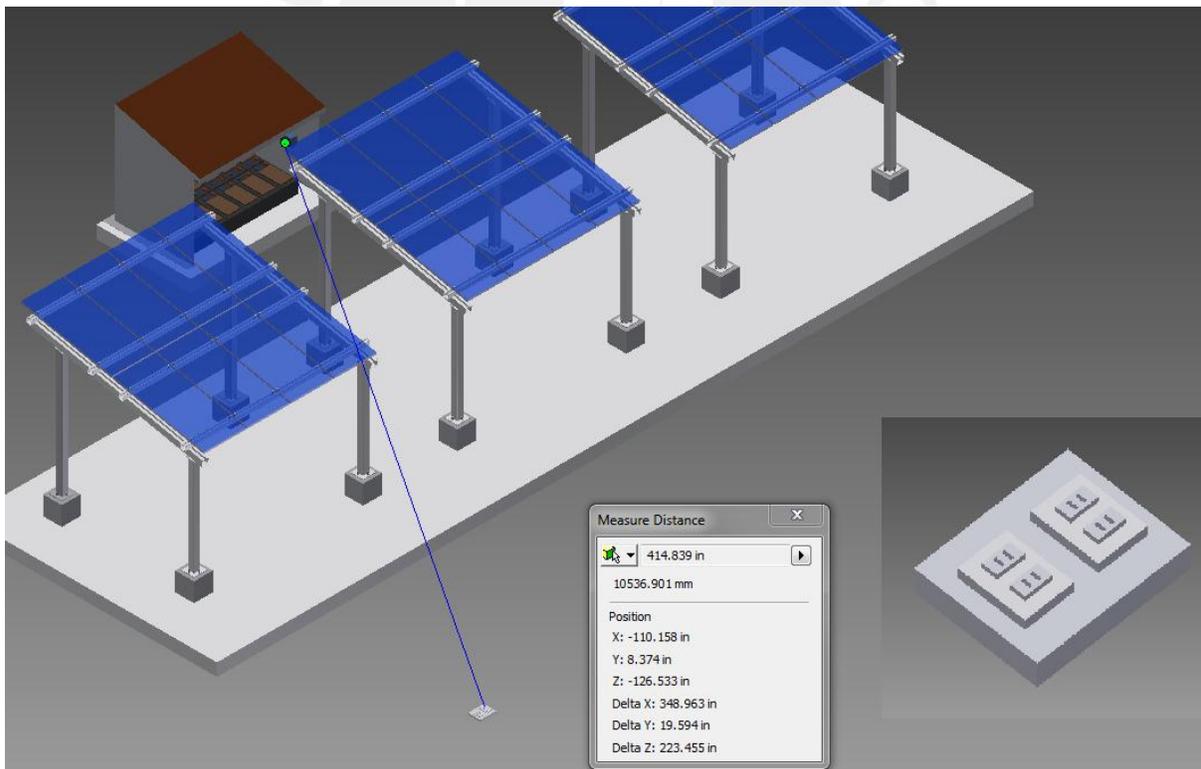


Figura 2.13 Distancia entre el Inversor y la Carga

2.6.7 Elementos de protección

Los componentes del sistema fotovoltaico y de cualquier sistema eléctrico en general pueden generar o transmitir sobrecorrientes que pueden reducir la vida del componente o este podría fallar. Los componentes se seleccionan de acuerdo a la corriente que circula por el cableado.

Los elementos de protección a emplear se muestran en la tabla 2.5

Descripción	Iadm	Cant.	Fusible	Interruptor	Interruptor magnetotérmico	Interruptor diferencial
Batería - Regulador	37.92	3	50 A	50 A		
PV - Regulador	37.92	3	50 A	50 A		
Regulador - Inversor	37.92	3	50 A	50 A		
Inversor - Carga	113.72	1			125 A	120 A

La ubicación de los componentes se detalla en la figura 2.12.

2.7 Sistema de Puesta a Tierra

Por razones de seguridad para el usuario, debemos evitar que el cuerpo humano sea conductor y pueda sufrir algún daño fatal.

Se debe conocer el tipo de la puesta a tierra, la sección del Cu en los equipos y en el sistema en general.

La sección mínima de la línea principal de tierra es de 10mm² según el CNE, y esta será la utilizada.

El tipo de sistema de puesta a tierra será el de varilla, esto es debido a la baja potencia y, por ende, bajo amperaje. Las dimensiones serán como se muestra en la siguiente figura. No se adicionará ningún aditivo a la tierra, ya que la resistividad de la PUCP es adecuada.

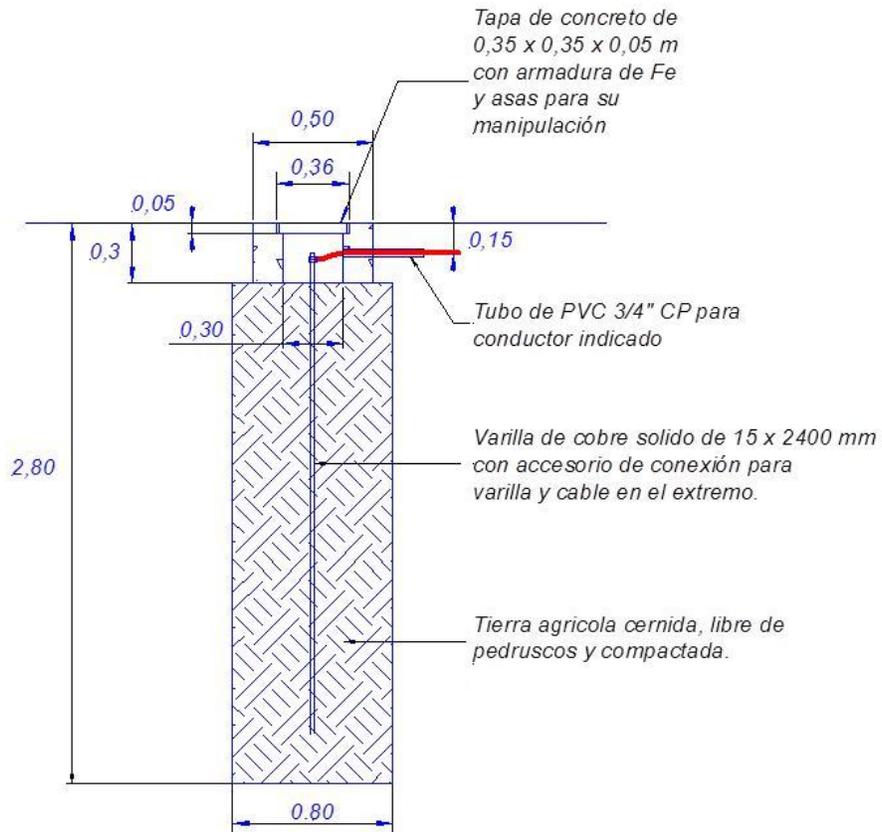


Figura 2.14 Detalle de SPT con varilla de cobre.

2.8 Gráfico de comportamiento del sistema

El gráfico 2.15 muestra la energía generada, necesaria y el balance del sistema fotovoltaico diseñado.

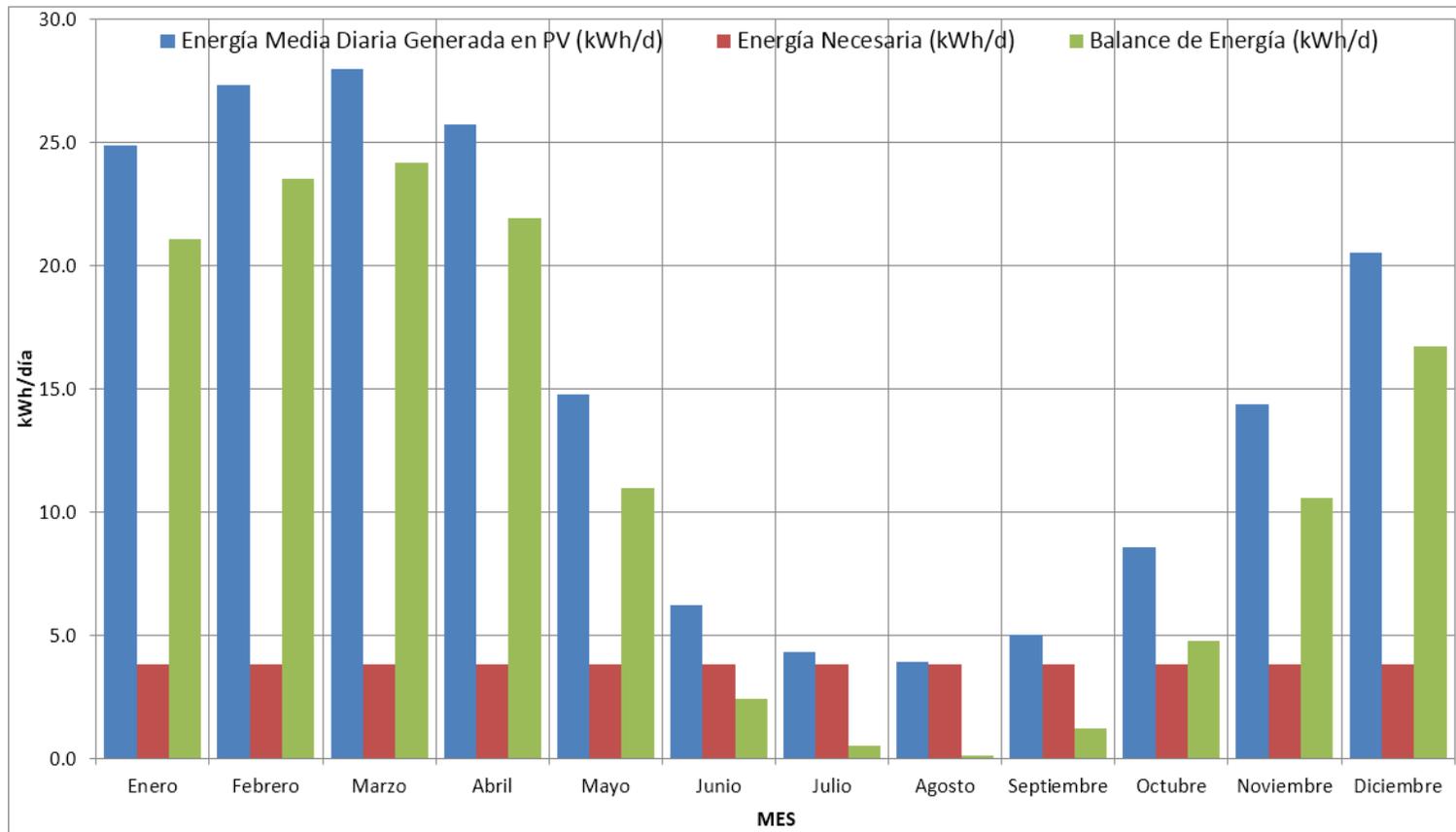


Figura 2.15. Gráfico del Comportamiento del Sistema

2.9 Diagrama unifilar

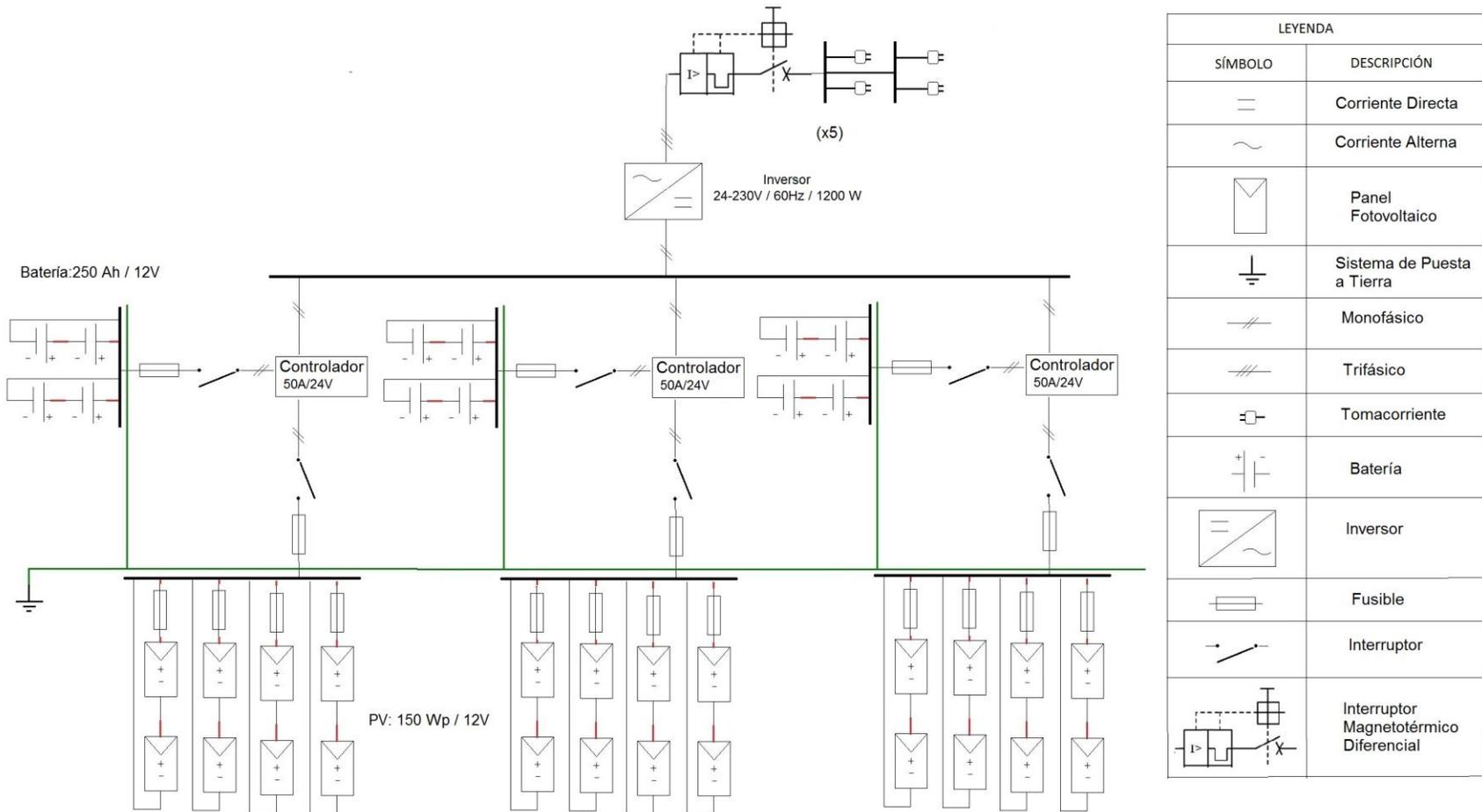


Figura 2.16 Diagrama Unifilar del Sistema

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE

3.1 Introducción

En este capítulo se diseñará la estructura soporte para los paneles solares. El diseño incluye dimensionar los elementos estructurales, materiales, definir la soldadura, etc. Asimismo, se deberán realizar cálculos justificativos, una simulación estática para elaborar finalmente una lista de materiales.

Se seguirán las recomendaciones indicadas en las normas aplicables. Las cuales son:

- RNE: Reglamento Nacional de Edificaciones
- AISC: American Institute of Steel Construction

3.2 Estructura soporte

Definir si la estructura será fija o incluirá seguidores depende directamente de la proporción de radiación directa frente a la radiación total. Asimismo, la radiación directamente es indirectamente proporcional al índice de nubosidad. La nubosidad debe ser menor a 5 octas para considerar el uso de seguidores en la estructura.

Se observa en la Tabla 2. 1 Datos climatológicos Estación Hipólito Unánue, que el mínimo valor de nubosidad de la PUCP es de 6.8 octas, con lo cual es recomendable utilizar un **sistema fijo**.

3.3 Consideraciones del material suministrado

Las tolerancias de fabricación de elementos de acero estructural, deberán seguir las indicaciones establecidas en ASTM A6.

Los tubos de acero estructural (HSS) deberán ajustarse a los requerimientos ASTM A500, grado B (42ksi).

Las conexiones se realizarán mediante pernos inoxidables ASTM A304.

Los electrodos de soldadura deberán ajustarse a los requisitos de la AWS D 1.1 y será como sigue:

- Arco sumergido (SAW): AWS A5.17 F7XX-EXXX

Las tolerancias en la fabricación en el taller, de los componentes de las estructuras de acero, deberán satisfacer los requerimientos estipulados en el AISC 303, Sección 6.

A los elementos galvanizados, se les aplicará una capa de zinc tras su fabricación, conforme a ASTM A123 y ASTM A153, según corresponda. Se deberán preparar de acuerdo a SSPC-SP 8. Además, el peso mínimo de la capa de zinc será de 600 gramos por metro cuadrado de superficie.

3.4 Diseño Estructural

La inclinación de la estructura será de 12° , y se definió en el capítulo 2. Los paneles solares se conectarán a la estructura por medio de pernos, tal como se muestra en el Anexo 1: Estructura Soporte. Las conexiones fueron diseñadas de acuerdo a las definiciones contenidas en AISC 303.

Es preferible utilizar pedestales, asimismo, las estructuras de soporte deben soportar vientos de 120 km/h, como mínimo.³⁸

La separación mínima entre los paneles fotovoltaicos deberá ser de 5 cm.

Las propiedades mecánicas del ASTM A500 se muestran en la siguiente figura:

³⁸ “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos hasta 500 Wp” Minem 2005.

PROPIEDADES MECÁNICAS:

Redondo:	Grado A	Grado B
Resistencia a la Tracción (Mpa)	310	400
Límite de Fluencia (Mpa)	228	290
Cuadrado y Rectangular:	Grado A	Grado B
Resistencia a la Tracción mín. (Mpa)	310	400
Límite de Fluencia mín. (Mpa)	269	317

Figura 3.1 Propiedades mecánicas de Acero ASTM A500³⁹

3.4.1 Estimación de cargas

La estimación de cargas se realizará mediante el método AISC-LRFD.

Materiales:

Planchas ASTM A36
Perfiles tubulares ASTM A 500 Gr.B

Módulo de elasticidad: $E_s = 2 * 10^6 \text{ Kg/m}^2$
Peso unitario del acero: $Y_s = 7850 \text{ Kg/m}^3$

Soldadura empleada AWS-E70XX

Cargas muertas:

El peso propio de los elementos estructurales será considerado de forma intrínseca en el modelo, además de ello se adicionarán las siguientes cargas muertas:

Paneles: **13.6 Kg/m²**, ya que su peso es 13.5 Kg y sus dimensiones 1.48 m x 0.67 m.

Cargas vivas:

Asumiendo que 2 obreros puedan apoyarse en los paneles durante la instalación o mantenimiento.

Obreros: $2 \text{ obreros} * 80\text{kg} * 1.25 = 200 \text{ Kg}$. Como las dimensiones son: 2.48 m x 2.88 m, el peso unitario es **28 Kg/m²**.

³⁹ Catálogo de Productos: Aceros Arequipa.

Carga de viento:

La velocidad del viento de diseño es de 120 km/h.

La presión que ejerce el viento es de $P = 0.005 * C * V^2 = 50.4 \text{ Kg/m}^2$

Donde:

V: La velocidad del viento de diseño (Km/h)

C: factor adimensional de acuerdo a la figura 3.2. El mayor para superficies inclinadas a 15° o menos es de 0.7.

CONSTRUCCIÓN	BARLOVENTO	SOTAVENTO
Superficies verticales de edificios	+0,8	-0,6
Anuncios, muros aislados, elementos con una dimensión corta en el sentido del viento	+1,5	
Tanques de agua, chimeneas y otros de sección circular o elíptica	+0,7	
Tanques de agua, chimeneas, y otros de sección cuadrada o rectangular	+2,0	
Arcos y cubiertas cilíndricas con un ángulo de inclinación que no exceda 45°	±0,8	-0,5
Superficies inclinadas a 15° o menos	+0,3 -0,7	-0,6
Superficies inclinadas entre 15° y 60°	+0,7 -0,3	-0,6
Superficies inclinadas entre 60° y la vertical	+0,8	-0,6
Superficies verticales ó inclinadas(planas ó curvas) paralelas a la dirección del viento	-0,7	-0,7

* El signo positivo indica presión y el negativo succión.

Figura 3.2 Norma NTE.E020

Carga de sismo:

Se dimensiona de acuerdo a la norma RNE E 0.30, diseño sismo resistente.

Parámetros:

- Factor de zona (Z) = 0.4
- Factor de uso e importancia (U) = 1
- Factor de suelo (S) = 1.2

- Periodo que define la plataforma del espectro de cada tipo de suelo (T_p) = 0.6
- Coeficiente de reducción de solicitaciones sísmicas ($R(x)$) = 9.5
- Coeficiente de reducción de solicitaciones sísmicas ($R(y)$) = 9.5
- Periodo fundamental de la estructura para el análisis estático (T) = 0.057
- Factor de ampliación sísmica (C) = 2.5

A continuación, se detalla de donde provienen los parámetros y la explicación de su valor. De acuerdo a la figura 3.3, y la tabla 3.1, se selecciona el parámetro Z.

Tabla 3.1 Factores de zona

FACTORES DE ZONA	
ZONA	Z
3	0,4
2	0,3
1	0,15



Figura 3.3 Zonificación sísmica del Perú

El parámetro U, está dado por la tabla 3.2, mostrada a continuación:

Tabla 3.2 Categoría de las edificaciones

CATEGORIA DE LAS EDIFICACIONES		
CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	FACTOR U
A Edificaciones Esenciales	Edificaciones esenciales cuya función no debería interrumpirse inmediatamente después que ocurra un sismo, como hospitales, centrales de comunicaciones, cuarteles de bomberos y policía, subestaciones eléctricas, reservorios de agua. Centros educativos y edificaciones que puedan servir de refugio después de un desastre. También se incluyen edificaciones cuyo colapso puede representar un riesgo adicional, como grandes hornos, depósitos de materiales inflamables o tóxicos.	1,5
B Edificaciones Importantes	Edificaciones donde se reúnen gran cantidad de personas como teatros, estadios, centros comerciales, establecimientos penitenciarios, o que guardan patrimonios valiosos como museos, bibliotecas y archivos especiales. También se considerarán depósitos de granos y otros almacenes importantes para el abastecimiento	1,3
C Edificaciones Comunes	Edificaciones comunes, cuya falla ocasionaría pérdidas de cuantía intermedia como viviendas, oficinas, hoteles, restaurantes, depósitos e instalaciones industriales cuya falla no acarree peligros adicionales de incendios, fugas de contaminantes, etc.	1,0
D Edificaciones Menores	Edificaciones cuyas fallas causan pérdidas de menor cuantía y normalmente la probabilidad de causar víctimas es baja, como cercos de menos de 1,50m de altura, depósitos temporales, pequeñas viviendas temporales y construcciones similares.	(*)

(*) En estas edificaciones, a criterio del proyectista, se podrá omitir el análisis por fuerzas sísmicas, pero deberá proveerse de la resistencia y rigidez adecuadas para acciones laterales.

Los parámetros S y P se obtienen de la tabla 3.3, dependen del tipo de suelo del terreno.

Tabla 3.3 Parámetros del suelo

Parámetros del Suelo			
Tipo	Descripción	T_p (s)	S
S ₁	Roca o suelos muy rígidos	0,4	1,0
S ₂	Suelos intermedios	0,6	1,2
S ₃	Suelos flexibles o con estratos de gran espesor	0,9	1,4
S ₄	Condiciones excepcionales	*	*

(*) Los valores de T_p y S para este caso serán establecidos por el especialista, pero en ningún caso serán menores que los especificados para el perfil tipo S3.

El periodo fundamental (T) se obtiene resolviendo la siguiente expresión:

$$T = \frac{h_n}{C_T} = 0.057$$

Donde:

- h_n : Es la altura de la edificación (2m promedio)
- C_T : Es un coeficiente definido por la tabla 3.4, cuyo valor es 35.

El factor de ampliación sísmica está definido por la siguiente expresión:

$$C = 2.5 * \frac{T_p}{T} = 26.31$$

Sin embargo, de acuerdo a la condición $C \leq 2.5$, C será 2.5.

El coeficiente sísmico se obtiene resolviendo la siguiente ecuación:

$$C_s = \frac{ZUSC}{R} = 0.12$$

El coeficiente es el mismo en la dirección X y en la Y.

Finalmente, el Cortante Basal estático es función del peso de la estructura y del coeficiente sísmico, de la siguiente forma:

De acuerdo al AISC, los perfiles de HSS 2 x 2 x 3/14 tienen un peso lineal de 6 kg/ml.

Peso total de la estructura: $W_t = 25.1 \text{ ml} * 6 \text{ kg/ml} = 150.5 \text{ kg}$

En X e Y: La fuerza cortante en la base (V_x) se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$V_x = C_s * W_t * 1.25 = 23.04 \text{ kg}$$

Carga de nieve:

Este factor no tiene importancia para este diseño.

3.4.2 Simulación estática

Las condiciones son las mismas a las descritas líneas arriba. Con el objetivo de analizar los esfuerzos y las deflexiones en la estructura, se ha realizado una simulación estática utilizando el software ANSYS.

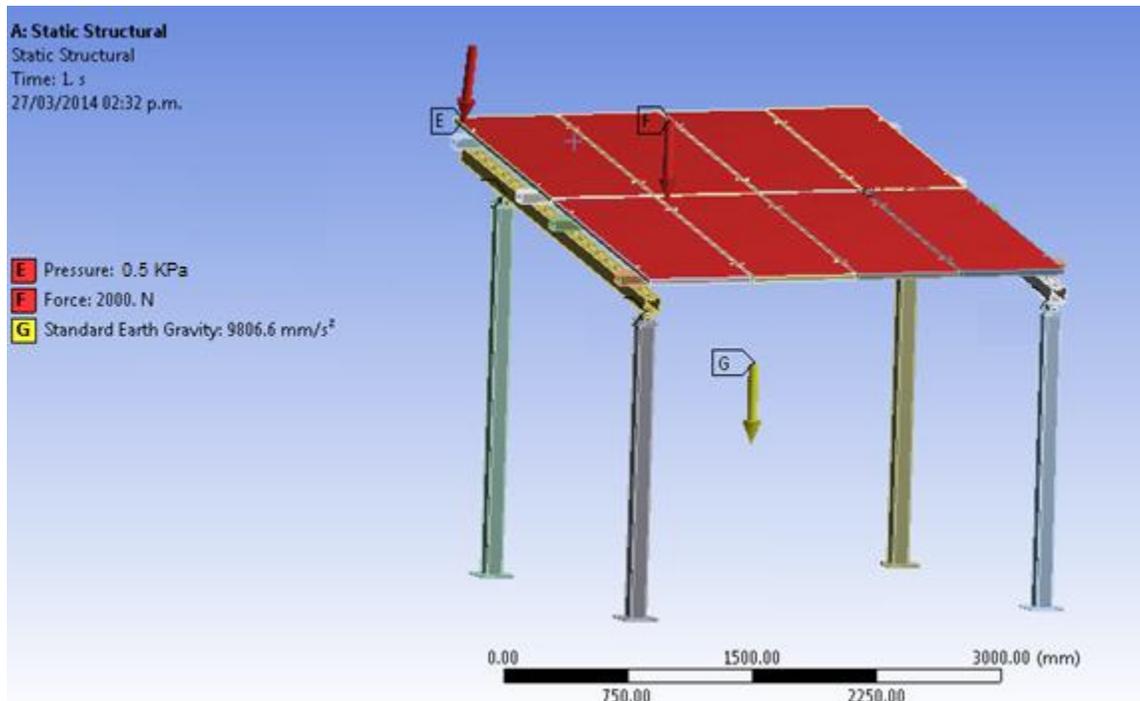


Figura 3.3 Cargas sobre la estructura soporte

De acuerdo al RNE las deflexiones máximas son $L/300$, lo cual sería una deflexión máxima de 9.6 mm. En la figura 3.4, se observa que la deflexión se encuentra en un rango admisible, siendo de 1.8mm la máxima.

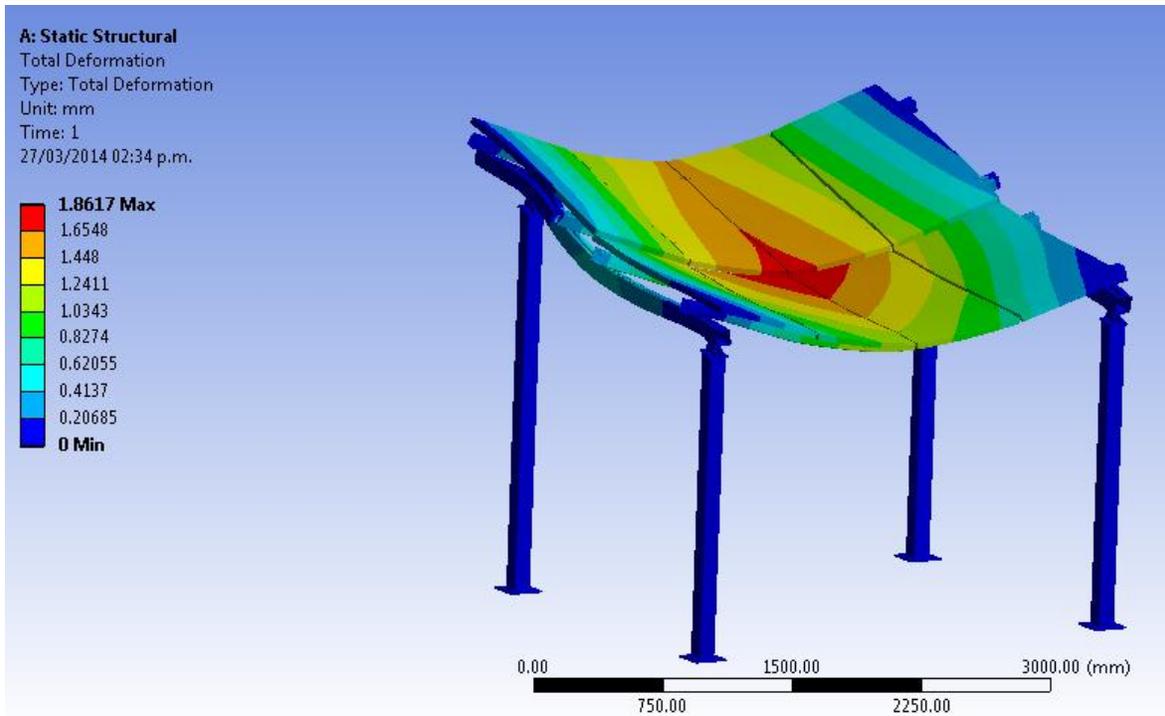


Figura 3.4 Deformación en la estructura soporte

Los esfuerzos de fluencia no deben exceder a 317 Mpa, ya que los tubos serán de grado B. Los esfuerzos se encuentran en un rango admisible.

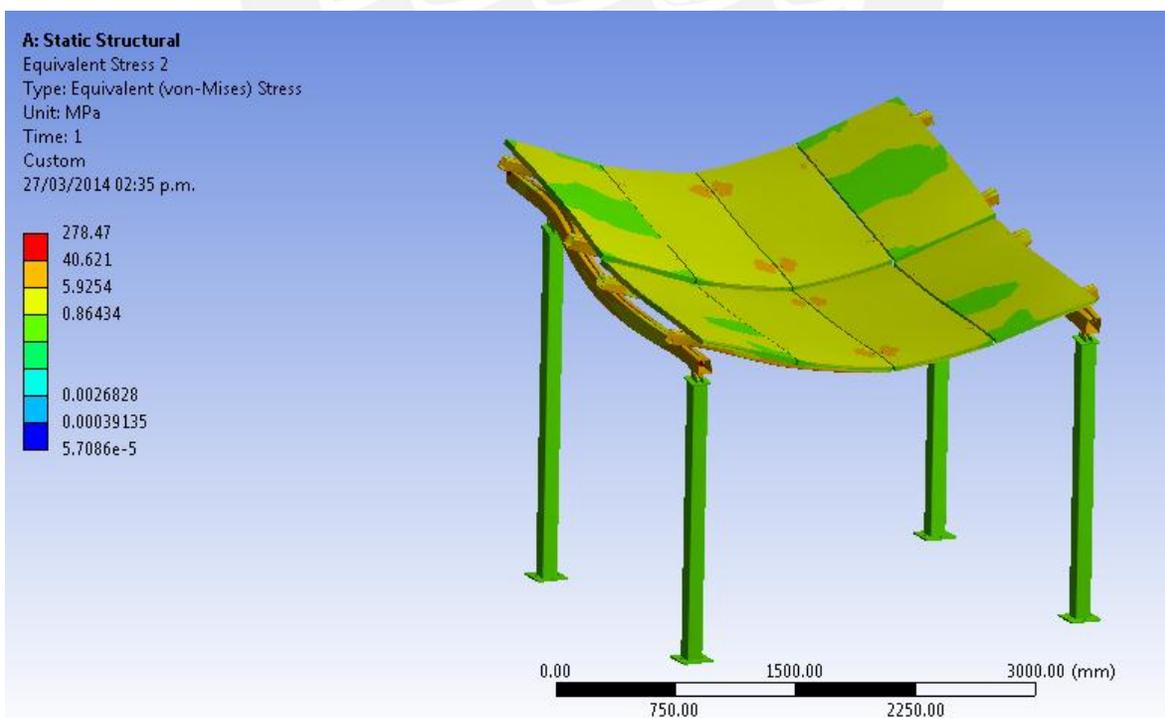


Figura 3.5 Esfuerzo equivalente (Von Mises) en la estructura soporte

3.5 Lista de materiales

De acuerdo al anexo 1. Estructura Soporte, se ha elaborado la lista de materiales, la cual se muestra en la tabla 3.4

Tabla 3.4 Lista de materiales

Item	cant.	Descripción	Material
1	25.1 m	HSS 2 x 2 x 3/16	ASTM A500
2	4	PL 230 x 100 x 50 mm	A36
3	4	PL 100 x 100 x 50 mm	A36
4	32	Pernos 9/16"	ASTM A304
5	32	Arandelas 9/16"	
6	32	Tuercas 9/16"	
7	8	Barra lisa 1/2" x 300mm	A36
8	16	Tuercas 1/2"	
9	0.002 m3	Grout	
10	5.22 m3	Concreto armado	

3.6 Consideraciones para el montaje

El montaje estructural deberá cumplir con los requerimientos detallados en AISC 303 y AISC 360. Las tolerancias de montaje serán de acuerdo a AISC 303, sección 7.13. Todas las partes de la estructura deberán estar correctamente alineadas, antes de terminar las conexiones en obra.

Las planchas base deberán alinearse y nivelarse en las posiciones y niveles que se indiquen en los planos, y deberán colocarse completamente apoyadas sobre sus soportes. Deberán colocarse en su posición final antes de ser fijadas permanentemente.

Todas las juntas de unión, inclusive las adyacentes a las cabezas de los pernos, tuercas y arandelas, no contendrán rebabas, ni suciedad ni material extraño que no permitan que las piezas se ajusten adecuadamente.

Las conexiones deberán ser soldadas en taller y emperradas en campo. Además, no se requerirán ensayos no destructivos, aparte de inspección visual.

Se deberá colocar grout debajo de las planchas base, tal como se indica en el Anexo 1: Estructura Soporte.

Antes del alineamiento de la base o plancha soporte sobre el concreto, se eliminará de la superficie del concreto toda mezcla endurecida excedente o rebaba, mediante cincelado u otros. La superficie resultante quedará pareja, áspera y libre de aceite, grasa, suciedad y partículas sueltas.

CAPÍTULO 4

FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

4.1 Introducción

En el presente capítulo, se describirán los costos implicados en el proyecto, es decir, se elaborará un CAPEX y OPEX a partir de los precios recogidos en el mercado local. Asimismo, se describirán implicaciones medio ambientales.

4.2 Costos

Los costos que se mostraran son estimaciones en base a lo encontrado en el mercado local. Se elaborará un CAPEX y un OPEX.

4.2.1 CAPEX

El precio de los equipos es referencial, el tipo de cambio utilizado es de **2.8**, el cual es válido el 28 Marzo del 2014.⁴⁰

Tabla 4.1. Precios de componentes fotovoltaicos

Item	Descripción	Cant.	P.U.(\$/und)	Precio (\$)
1	Panel 150Wp	24	250	6,000.00
2	Baterías 250Ah	12	450	5,400.00
3	Controlador 50A / 24 VDC	3	220	660.00
4	Controlador (Opcional)*	3	790	2,370.00
5	Inversor cargador de 1200 W	1	2000	2,000.00
Subtotal 1A				14,060.00
Subtotal 1B				15,770.00

(*) El controlador opcional incluye MPPT y se puede monitorear por MODBUS, RS23, ETHERNET o EIA-485.

⁴⁰ www.sunat.gob.pe Tipo de cambio 28 de Marzo 2014.

Es conveniente utilizar un sistema que permita comunicación y seguimiento, es por ellos que se prefiere el sistema 1B.

Tabla 4.2. Precios de Estructura.

Item	Descripción	Cant (Kg)	P.U. (\$/Kg)	Precio (\$)
1	Fabricación estructuras	170 kg	4.00	680.00
2	Galvanizado	170 kg	1.50	255.00
3	Montaje de estructuras	170 kg	2.00	340.00
Subtotal 2				1,275.00

Tabla 4.3. Precios de concreto.

Item	Descripción	cant. (m3)	P.U.(\$/m3)	Precio (\$)
1	Losa	5.12	80	409.60
2	Pedestal	0.096	80	7.68
Subtotal 3				417.28

Tabla 4.4 Precios de componentes eléctricos

Item	Descripción	Precio (\$)
1	Cableado	100.00
2	Sistema de protección	80.00
3	Sistema de puesta a tierra	550.00
4	Instalación	500.00
Subtotal 4		1,230.00

El CAPEX se forma agrupando los subcomponentes, mostrados líneas arriba.

Item	Descripción	Cant.	P.U. (\$/und)	Precio (\$)	Precio (\$/.)
1	Fotovoltaico	1	15,770.00	15,770.00	44,156.00
2	Estructural	3	1,275.00	3,825.00	10,710.00
3	Concreto	3	417.28	1,251.84	3,505.15
4	Electricidad	1	1,230.00	1,230.00	3,444.00
5	Diseño	200	10.71	2,142.86	6,000.00
Total				24,219.70	67,815.15

4.2.2 OPEX

Los costos de operación del sistema fotovoltaico se reducen al mantenimiento, el cual es prácticamente nulo.

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica no es muy complejo ya que la instalación es fija y aislada. La inspección es visual en su mayoría y se deben verificar principalmente los siguientes puntos:

- Inspeccionar el cableado, las conexiones, pletinas y terminales.
- Comprobación del buen estado de módulos, que el vidrio no se encuentre roto o penetre humedad al interior.
- Revisar posibles daños en la estructura, principalmente por corrosión.
- Verificar el nivel de electrolito, la limpieza y engrasado de las baterías.
- Comprobar la caída de tensión entre terminales de los reguladores.
- Revisar el estado de indicadores y alarmas del inversor.
- Verificar el buen estado de los sistemas de seguridad como puesta a tierra, interruptores y fusibles.

El costo estimado anual del mantenimiento es de **S/.200**.

4.3 Impacto Ambiental

Se debe analizar con la energía con la cual competirá, en este caso esta será energía eléctrica de la red (de manera convencional). El impacto ambiental lo considerare como el CO₂ que produciría la energía convencional, es decir, el CO₂ que se deja de emitir.

El Perú genera aproximadamente el 46% de su energía mediante energía hidroeléctrica, la cual no contamina. El otro 54% es generado mediante combustión, la cual emite gases contaminantes.⁴¹ El gas que se mide y toma en cuenta para medir el factor de contaminación es el CO₂.

⁴¹ Publicación 2010 Sector Eléctrico. Ministerio de Energía y Minas.

Rango	Hidroeléctrica		Termoeléctrica		Total Cant.	Total MW
	Cant.	MW	Cant.	MW		
[20 - 100] MW	10	498	16	653	26	1 151
[100 - 500] MW	10	1 631	6	1 628	16	3 259
[500 -1 000 MW]	1	798	2	1 086	3	1 884
Total general	21	2 927	24	3 367	45	6 294

Figura 4.1. Generación eléctrica en el Perú 2010

De la Figura 4.1, obteniendo proporción por los MW generados y datos de la Publicación 2010 Sector Eléctrico, del Ministerio de Energía y Minas. Es posible elaborar las dos primeras columnas de la tabla 4.5.

Los factores de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) se han estimado por RETScreen en base a estudios en dichos tipos de generación de energía.

Las emisiones estimadas de CO_2 , al equivalente de la máxima potencia anual generada con el sistema fotovoltaico, en los otros sistemas de generación de energía.

Tabla 4.5. Análisis de Emisiones

Tipo de Energía	%	Factor de Emisión de GEI (tCO ₂ /MW-h)	Emisiones GEI anuales (tCO ₂)	Autos y camiones livianos no utilizados
Hidroeléctrica	0.46	0	0	0
Gas Natural	0.27	0.808	7.6	1.4
Petróleo Residual	0.27	0.903	8.5	1.6
Total		0.46	4.35	0.81

La cantidad de autos y camiones livianos no utilizados, se genera en base a un estudio elaborado por RETScreen en la cantidad de emisiones GEI anuales de los mismos.

4.4 Costo de energía convencional

Según Luz del Sur, el costo de este servicio depende de la tarifa que uno escoja, puede ser BT2, BT3, BT4, etc. La diferencia no es significativa para energías tan bajas. Como comparación, elijo la tarifa BT2.

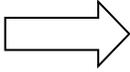
El tarifario de BT2 se muestra en la figura 4.1.

EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA LUZ DEL SUR S.A.A.

PRECIOS PARA LA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA (Incluye IGV)

PLIEGO TARIFARIO : 04 ENERO 2013 (1)

LDS2013-01



MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE DOS POTENCIAS (2E2P)	Unidad	Media Tensión MT2	Baja Tensión BT2
Cargo Fijo mensual	S./Usuario	4,07	4,07
Cargo por Energía en punta	cent S./kW.h	18,86	20,64
Cargo por Energía fuera de punta	cent S./kW.h	16,18	17,71
Cargo por potencia activa de generación en horas punta	S./kW-mes	32,71	34,75
Cargo por potencia activa por uso redes de distribución en horas punta	S./kW-mes	11,26	52,50
Cargo por exceso de potencia por uso redes distribución en horas fuera de punta	S./kW-mes	12,74	43,06
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	cent S./kvarh	3,79	3,79
MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y UNA POTENCIA CONTRATADA (2E1P)	Unidad	Media Tensión MT3	Baja Tensión BT3
Cargo Fijo mensual	S./Usuario	3,40	3,40
Cargo por Energía en punta	cent S./kW.h	18,86	20,64
Cargo por Energía fuera de punta	cent S./kW.h	16,18	17,71
Cargo por potencia activa de generación para calificación "Presentes punta"	S./kW-mes	26,27	26,38
Cargo por potencia activa de generación para calificación "Fuera punta"	S./kW-mes	16,17	16,31
Cargo por potencia activa por uso redes de distribución para calificación "Presentes punta"	S./kW-mes	11,99	51,77
Cargo por potencia activa por uso redes de distribución para calificación "Fuera punta"	S./kW-mes	12,27	48,34
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa	cent S./kvarh	3,79	3,79
SIMPLE MEDICION DE ENERGIA Y UNA POTENCIA CONTRATADA (1E1P)	Unidad	Media Tensión MT4	Baja Tensión BT4
Cargo Fijo mensual	S./Usuario	3,40	3,40
Cargo por Energía	cent S./kW.h	16,79	18,40
Cargo por potencia activa de generación para calificación "Presentes punta"	S./kW-mes	26,27	26,38
Cargo por potencia activa de generación para calificación "Fuera punta"	S./kW-mes	16,17	16,31
Cargo por potencia activa por uso redes de distribución para calificación "Presentes punta"	S./kW-mes	11,99	51,77
Cargo por potencia activa por uso redes de distribución para calificación "Fuera punta"	S./kW-mes	12,27	48,34
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	cent S./kvarh	3,79	3,79

Figura 4.2. Tarifario Luz del Sur⁴²

El cargo fijo mensual es de S/.4.07.

Asumo que el 10% del consumo será realizado en horas pico, entre las 6:00pm y las 11:00pm.

Además, asumo que no hay cargo por potencia reactiva en exceso.

El costo estimado de este servicio es de:

Tabla 4.6 Resumen de costo energía convencional

Energía (kw)	Horas	HP kw-h/día	FP kw-h/día	HP kw-mes	FP kw-mes	S/. Mensual
798	5	3.6	0.4	12	108	65.66

⁴² www.luzdelsur.com.pe

CONCLUSIONES

1. Los resultados económicos muestran que si no se toman en cuenta incentivos económicos gubernamentales o institucionales por generación de energía limpia, el proyecto no será rentable económicamente.
2. La factibilidad del proyecto no debe ser una decisión netamente económica. Se deben tomar en cuenta varios factores como los citados a continuación:
 - Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
 - Fomentar el interés del uso e investigación de los recursos energéticos renovables (RER).
 - Estrategia de marketing institucional.
 - Adaptación para ser utilizado como un laboratorio experimental.
3. Se requerirá una inversión inicial de cerca de S/. 70'000.00 tener operativa una instalación fotovoltaica aislada que sea capaz de suministrar suficiente energía eléctrica para 15 computadoras portátiles o su equivalente, en la PUCP.
4. La implementación de esta instalación permitirá que los alumnos puedan acceder a registros históricos de datos de generación de energía fotovoltaica, y obtengan experiencia práctica del funcionamiento y capacidad de la misma.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
2005 *Resolución Directorial N° 030-2005 EM/DGE. Reglamento técnico “Especificaciones técnicas y ensayos de los componentes de sistemas fotovoltaicos domésticos hasta 500 Wp”*. 22 de Marzo.
- [2] MEDINA QUESADA, María de los Ángeles
2010 *Generación de Energía Eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a la red*. 1era Edición. Madrid: Abecedario.
- [3] MESSENGER, Roger A.
2010 *Photovoltaic systems engineering*. 3era Edición. New York: CRC Press
- [4] HADZICH MARÍN, Miguel A.
2006 *Curso en línea “Selección de sistemas fotovoltaicos”*. Lima
- [5] NATURAL RESOURCES CANADA
2013 *Software: Clean Energy Project Analysis: RETScreen*. Consulta: 5 de Setiembre 2013.
<www.etscreen.net>
- [6] LASNIER, France
1990 *Photovoltaic Engineering Handbook*. 1era Edición. New York: CRC Press.
- [7] LANINI, Fabienne
2010 *Division of global radiation into direct radiation and diffuse radiation*. Tesis para obtener Master of Science en Ciencias Climatológicas. Berna: Universidad de Berna, Facultad de Ciencias.
Consulta: 5 de Setiembre 2013.
<<http://www.climatestudies.unibe.ch/students/theses/msc/34.pdf>>
- [8] MÉNDEZ MUÑIZ, Javier María
2007 *Energía Solar Fotovoltaica*. 2da Edición. Madrid: Fundación Confemetal.
- [9] MARTÍNEZ JIMENEZ, Amador
2012 *Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas*. 1era Edición. Madrid: Ediciones Parainfo.
- [10] AGUILERA NIEVES, ANTONIO
2011 *Montaje mecánico en instalaciones solares fotovoltaicas*. 1era Edición. Madrid: Vértice.