

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA



**DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO  
PROVENIENTE DE PANELES SOLARES A LOS EDIFICIOS DE  
LA FIA-UES.**

PRESENTADO POR:

**BARRERO FRANCO, WALTER ISAAC**

**RIVERA CASTRO, FRANK RUDY ALBERTO**

**RODRÍGUEZ SOTO, ANA MARCELLA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO MECÁNICO.**

CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO DE 2011.

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

**RECTOR :**

**MSc. RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ**

**SECRETARIO GENERAL :**

**LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ**

**FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**

**DECANO :**

**ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO**

**SECRETARIO :**

**ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ**

**ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA**

**DIRECTOR :**

**ING. JUAN ANTONIO FLORES DÍAZ**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO MECÁNICO**

Título :

**DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO  
PROVENIENTE DE PANELES SOLARES A LOS EDIFICIOS  
DE LA FIA-UES.**

Presentado por :

**WALTER ISAAC BARRERO FRANCO  
FRANK RUDY ALBERTO RIVERA CASTRO  
ANA MARCELLA RODRÍGUEZ SOTO**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores :

**ING. FRANCISCO ALFREDO DE LEON TORRES  
ING. JAIME ARMANDO ARÉVALO GARCÍA (Ad-Honorem)**

San Salvador, Junio de 2011.

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores :

**ING. FRANCISCO ALFREDO DE LEON TORRES**

**ING. JAIME ARMANDO ARÉVALO GARCÍA**

## AGRADECIMIENTOS

Este triunfo se lo debo a muchos y muchas y principalmente a Dios, quien desde los inicios ha estado apoyándome a través de mi madre (María Franco) y padre (Eugenio Barrera). Quienes con mucho esfuerzo y consejos lograron hacer de mi lo que ahora en día soy, el camino no ha sido fácil hubieron muchas altas y bajas pero siempre estuvo mi papá y mi mamá apoyándome.

Recuerdo el día en el que quede en la universidad, todo empezó con la esperanza que iba a obtener una beca, la cual fue ganada por otra persona y recuerdo que le dije a mi papá; “papá quede en la universidad pero no hay beca”, hicimos números y al final me dijo “bueno; si ya estamos montados en el caballo, hay que jinetearlo”. Y este día puedo decirle con mucho orgullo a mi padre que lo hemos jineteado hasta lograr domarlo y lo hicimos juntos como familia y por ello le estoy eternamente agradecido ya que el mejor legado, la mejor herencia que me pueden dejar mis padres es mi educación, educación que comenzó desde mi hogar por mi mamá y mi papá a pesar de la distancia que ha existido con él, pero la vida es así y muchas veces hay que dejar lo que más amamos para darle a ellos mismos una vida mejor.

Así como mi papá ha jugado un papel muy importante en este triunfo, también lo ha sido mi mamá día a día. Jamás me dejó desamparado, siempre me decía “aguántese ya vas a salir y poder trabajar, mientras tanto hay que aguantarse; si trabajas ya no podrás estudiar, ya te falta poco”. Gracias mamá por tus consejos y esfuerzos sé que muchas veces no tenías el suficiente dinero para darme, pero tú siempre me dabas mi pasaje y por lo menos para comer algo tu sabes cuánto sacrificaste para poder darme ese dinero tú eras la única que sabía cómo hacer esa magia con el dinero y todo por mandarme a estudiar. Gracias mamá de verdad muchas gracias Te Amo.

También quiero agradecer a aquellas amistades y compañeros que tuve en las distintas materias de mi carrera y en común con otras carreras, son parte de este logro por su paciencia cuando me ayudaron a estudiar y por no dejarme desfallecer cuando me encontraba en oscuridad, fueron luz en ese momento y me iluminaban el camino a la solución del problema que me encontrase, son muchas las personas y por eso quiero decirle a todos ellos muchas gracias y sé que cuando lean esto muchos sabrán que a ellos me refiero.

Finalmente quiero dar gracias a una persona más a la cual solo llamare Mochita, ella formó parte de este triunfo cuando yo me encontraba a nivel de cuarto año de universidad y su contribución ha sido de manera emocional, física y sentimental. Se convirtió en un motivo más por el cual luchaba por obtener mi título, ya que a pesar del amor que existe de mis padres y amigos, hacía falta un amor más y es el amor de mi complemento, ya que es con ella con la que voy a convivir y con la que voy a formar mi familia, donde este triunfo que he logrado servirá para construir nuevos triunfos y sueños esperados.

Gracias Dios por permitirme dar este paso y aún falta muchos pasos más por dar a mi vida y sé que Tú y todas esas personas que me quieren estarán ahí para ayudarme a todos los llevo en mi corazón.

WALTER.

Gracias a nuestro Señor Jesús y al Padre, por darme la oportunidad de culminar mi carrera universitaria, por brindarme su sabiduría, su ayuda y mostrarme el camino, superando cada obstáculo encontrado, llegando a que mi anhelo fuera una realidad, por tal razón se las dedico a ellos con mucho cariño y también a demás:

A mis queridos padres:

Ricardo Rivera Rivas.

María Castro Martínez.

Por brindarme, su comprensión, sacrificio, sus sabios consejos y todo su apoyo, tanto material y espiritualmente, como fruto de su constante y abnegado esfuerzo para mi formación profesional y superación.

A mis abuelos:

Roberto Rivera Susaña.

María Luisa Martínez Palma.

Por darme su apoyo moral y material, sus consejos, los cuales me incitaron a seguir adelante, y lograr llegar a la meta.

A mis hermanos:

Gustavo Rivera Castro.

Diego Rivera Castro.

Por su apoyo y comprensión en las buenas y en las malas, cada día.

A mis tíos y tías:

Con quienes siempre compartí mis momentos difíciles y alegres en el trayecto de mi carrera.

A mis amigos:

Por compartir mis logros, caídas, alegrías y tristezas en el trayecto de mi carrera.

A todas aquellas personas también que en una u otra forma estuvieron a mi lado brindándome todo su apoyo y colaboraron con este logro.

¡Gracias!

Frank Rivera Castro.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de graduación es el resultado de muchos granitos de arena, que con amor, paciencia, dedicación, esmero, entusiasmo, cariño e interés hemos ido colocando, no sólo nosotros los autores, si no también todo aquel que nos ofreció un consejo, una opinión, una crítica, una palabra de apoyo.

Mi primer agradecimiento es a **Dios, a María Auxiliadora y a Don Bosco**, por entregarme tan valiosos dones y capacidades que no he de enterrar, si no que comienzo a ponerlos al servicio de los demás.

A mi **mami, Margarita**. Por ser más que una madre, una guía, un ejemplo a seguir. Por haberme transmitido la tenacidad y el valor, por haberme apoyado incondicionalmente, por ser mi fuerza y mi pilar más importante, por enseñarme a no rendirme y a darlo todo. Por cada una de las lecciones de vida que han hecho de mi lo que soy ahora.

A mi **papi, Hugo**. Por el sacrificio de llevarme hasta este momento tan importante en mi vida, por ser un modelo de éxito y por darme tantas claves para alcanzarlo, por estar siempre ahí para mí, por demostrarme el poder del pensamiento y de soñar en grande, por el apoyo y el consejo.

A mi **hermano, Enrique**. Compañero de risas y juegos, asesor, cómplice y amigo. Por estar conmigo en las buenas y en las malas, por ayudarme a mantener el camino recto y por darme ese oasis de alegría, fraternidad y serenidad.

A **Mariano**. Por el ejemplo, la palabra, el cariño. Por ser como un segundo padre, excelente educador y amigo maravilloso.

A mi **Familia**. Por el apoyo y palabras de ánimo constantes.

De especial manera a **Walter y Frank**, colegas y amigos. Por compartir conmigo el desarrollo de este trabajo. Por los buenos momentos, y los malos momentos, por las sesiones de trabajo, por las ideas, las opiniones, los aportes y sobre todo por el aprendizaje profesional de esta experiencia en la que no podía tener mejor compañía.

A todos aquellos que colaboraron con nosotros, a quienes consultamos nuestras dudas, a quienes nos enseñaron a aplicar los conocimientos, a quienes nos brindaron una guía oportuna: profesores, profesionales, compañeros de trabajo, colegas.

A mis **amigos**, todos aquellos que compartieron conmigo algún momento de mi vida, guías de problemas, horas de clase, días de estudio, trabajos, informes, reportes. De los que aprendí la solidaridad, el compañerismo, la diversión, la responsabilidad... a todos, gracias por contribuir.

MARCELLA.

# Tabla de contenido

<b>CAPITULO I. EL FENÓMENO FOTOVOLTAICO Y EL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS</b> .....	<b>1</b>
1.1 ENERGÍA SOLAR .....	2
1.1.1 RADIACIÓN SOLAR.....	2
1.1.2 TECNOLOGÍA Y USOS DE LA ENERGÍA SOLAR.....	3
1.2 ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA.....	4
1.1.1 EFECTO FOTOVOLTAICO .....	4
1.1.2 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA .....	5
1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	7
1.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS .....	9
1.4.1 PANEL SOLAR.....	9
1.4.2 REGULADOR DE CARGA.....	20
1.4.3 BATERÍA.....	22
1.4.4 INVERSOR .....	24
1.4.5 OTROS ELEMENTOS.....	28
1.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	29
1.5.1 PANORAMA MUNDIAL DE LA CONEXIÓN A LA RED .....	31
1.6 CRITERIOS DE DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	32
1.6.1 VERIFICACIÓN DE LA APTITUD DEL LUGAR .....	32
1.6.2 CUANTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DIARIA DE ENERGÍA .....	32
1.6.3 ELECCIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	34
1.6.4 CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO .....	34
1.6.5 EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DEL SISTEMA .....	35
1.6.6 CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL INVERSOR .....	36
1.6.7 CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	37
1.7 SITUACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL SALVADOR .....	37
1.8 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA INSTALACIÓN.....	38
1.8.1 LINEAMIENTOS GENERALES .....	38
1.8.2 UBICACIÓN DE EL SALVADOR.....	40
<b>CAPITULO II. ANÁLISIS Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED</b> .....	<b>42</b>

2.1 CONSIDERACIONES GENERALES .....	43
2.1.1 IRRADIACIÓN E INSOLACIÓN DE LA ZONA .....	43
2.1.2 TEMPERATURA AMBIENTE DE LA ZONA .....	43
2.1.3 RÉGIMEN DE VIENTOS.....	44
2.1.4 PROYECCIÓN DE SOMBRA EN EL ÁREA A UTILIZAR.....	44
2.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EDIFICIO DE ADMINISTRACIÓN ACADÉMICA FIA-UES .....	45
2.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	45
2.2.2 PROYECCIÓN DE SOMBRA.....	47
2.2.3 ÁREA ÚTIL.....	51
2.2.4 CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO .....	51
2.2.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	53
2.3 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EDIFICIO DE BIBLIOTECA FIA-UES.....	71
2.3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	71
2.3.2 PROYECCIÓN DE SOMBRA.....	71
2.3.3 ÁREA ÚTIL.....	74
2.3.4 CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO .....	74
2.3.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	75
2.4 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EDIFICIO “C” FIA-UES .....	85
2.4.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	85
2.4.2 PROYECCIÓN DE SOMBRA.....	85
2.4.3 ÁREA ÚTIL.....	91
2.4.4 CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO .....	91
2.4.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	91
2.5 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EDIFICIO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL E INGENIERÍA EN SISTEMAS FIA-UES .....	102
2.5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	102
2.5.2 PROYECCIÓN DE SOMBRA.....	102
2.5.3 ÁREA ÚTIL.....	103
2.5.4 CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO .....	104
2.5.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	105
<b>CAPITULO III. MANUALES DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....</b>	<b>118</b>
3.1 MANUAL DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED .....	119

3.1.1 GENERALES.....	119
3.1.2 CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD .....	119
3.1.3 DESEMBALAJE E INSTALACIÓN.....	121
3.2 MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	144
3.2.1 OPERACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE MONTAJE Y PANELES .....	144
3.2.2 OPERACIÓN DEL INVERSOR.....	145
3.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.....	153
3.3.1 GENERALES.....	153
<b>CAPITULO IV. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>156</b>
4.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL .....	157
4.2 DETERMINACIÓN DEL INGRESO .....	162
4.3 EVALUACIÓN DEL PROYECTO .....	178
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>185</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>186</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>187</b>
<b>FUENTES.....</b>	<b>188</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>189</b>

## INTRODUCCIÓN.

A medida que ha pasado el tiempo, el ser humano ha ido dependiendo cada vez más de los recursos energéticos. Para el hombre moderno, es impensable la vida sin calefacción, transporte, refrigeración, iluminación, etc.

La electricidad es una de las formas de energía más versátil y que mejor se adapta a cada necesidad. Su utilización está tan extendida que hoy difícilmente podría concebirse una sociedad tecnológicamente avanzada que no hiciese uso de ella. Miles de diferentes aparatos están diseñados para funcionar alimentados con energía eléctrica, bien en forma de corriente continua o de pequeña tensión o de corriente alterna, a tensiones mayores. Esta dependencia energética se ha convertido en un exceso, específicamente de combustibles fósiles, recursos no renovables. La extracción de petróleo no se ha incrementado ni se han hecho nuevos descubrimientos no obstante el aumento en los precios. Por otro lado, el uso de combustibles fósiles produce contaminación, un incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero y, como resultado, un aumento del calentamiento global.

Por ello resulta muy interesante la posibilidad de producir electricidad mediante una fuente energética segura y no contaminante como es la energía solar.

En la actualidad las energías renovables se sitúan en una buena posición al lado de las energías fósiles, para hacer frente a la demanda creciente y sin perjuicio desde el punto de vista económico. Dentro de las energías renovables, la **Energía Solar** es, hoy en día y sin lugar a dudas, una forma limpia y fiable de producción de energía eléctrica a pequeña escala.

Por lo tanto el presente trabajo contempla en el capítulo I un estudio del fenómeno fotovoltaico y los mecanismos para convertir la energía solar en energía eléctrica, así como la síntesis de algunos criterios de diseño que lleven a optimizar la selección y la elaboración del prototipo de suministro de energía eléctrica de acuerdo a las necesidades, requerimientos de instalación y funcionamiento que más se adecúen al medio.

El capítulo II se basa en el análisis, diseño y dimensionamiento de los componentes del prototipo de suministro de energía eléctrica proveniente de paneles solares partiendo de la demanda energética de cada uno de los edificios incluidos en el análisis y restringidos por el área disponible en cada uno de ellos y considerando que la instalación resulte económica, práctica y sencilla.

El capítulo III incluye los manuales con las instrucciones necesarias para la instalación del sistema en cada una de las ubicaciones especificadas y para el uso correcto y adecuado de las mismas. Además contiene el manual de mantenimiento de la instalación con los lineamientos

que aseguran el funcionamiento y rendimiento de los componentes y la extensión de su vida útil.

Y en el capítulo IV se hace un estudio de viabilidad en el que se enfrentan los ingresos y los egresos que el uso de esta clase de instalaciones genera, determinando más que la ganancia, el ahorro que se deriva de esta práctica.

**“Toda la energía proviene del Sol; el carbón, el petróleo, son energías solares almacenadas... El ideal sería aprovechar directamente esa energía, y ya se habla en ese sentido de utilizar los desiertos Africanos, en los que, utilizada en una millonésima parte, podría surtir de energía eléctrica a todo el mundo y transformar la faz de la Tierra.”**

**CAPITULO I**  
**EL FENÓMENO FOTOVOLTAICO Y EL DISEÑO DE INSTALACIONES**  
**FOTOVOLTAICAS.**

## **1.1 ENERGIA SOLAR.**

La energía irradiada por el Sol en todas las direcciones es de  $3,7 \times 10^{33}$  ergios cada segundo o lo que es igual a una potencia de  $3,7 \times 10^{23}$  kW (que equivale a unos  $8000 \text{ W/cm}^2$ ). Esta extraordinaria energía proviene de las reacciones de fusión nuclear que se crean en el interior del Sol, donde la temperatura llega a los 15 millones de grados kelvin, con una presión altísima, según los cuales el hidrógeno se va convirtiendo progresivamente en helio, se liberan protones (núcleos de hidrógeno) que se funden en grupos de cuatro para formar partículas alfa (núcleos de helio) dando como resultado una aniquilación de masa que se convierte en energía.

En física y en química, la fusión nuclear es el proceso mediante el cual dos núcleos atómicos se unen para formar uno de mayor masa atómica. La fusión nuclear se basa en la energía que se libera de la fusión entre los átomos.

### **1.1.1 RADIACIÓN SOLAR.**

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas direcciones a través de todo el espacio a través de ondas electromagnéticas. Esa energía es el motor que determina la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima. La energía procedente del sol es radiación electromagnética proporcionada por las reacciones del hidrógeno en el núcleo del sol por fusión nuclear y emitida por la superficie solar.

La energía solar llega a La Tierra en forma de ondas electromagnéticas o luz, y se puede ordenar en un espectro en diferentes longitudes de onda que van desde longitudes de onda corta de billonésimas de metro y altísima frecuencia, como los rayos gamma, hasta longitudes de onda muy larga de varios kilómetros y frecuencias muy bajas, como las ondas de radio. El Sol emite energía en forma de radiación de onda corta, principalmente en la banda del ultravioleta, visible y cercano al infrarrojo.

Es muy grande la cantidad de energía solar que fluye hacia y desde La Tierra y la atmósfera. Una comparación que permite apreciar la cantidad de energía solar que cada año incide sobre la Tierra es que equivale a cerca de 160 veces la energía de las reservas mundiales de energía fósil o que es similar a más de 15.000 veces la energía anual usada de los combustibles fósiles y nucleares y de las plantas hidráulicas.

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables, particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

Según los informes de Greenpeace, la fotovoltaica podrá suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030.

Las principales ventajas de la energía fotovoltaica son:

- Evita un costoso mantenimiento de líneas eléctricas en zonas de difícil acceso
- Elimina los costes ecológicos y estéticos de la instalación de líneas en esas condiciones
- Contribuye a evitar el despoblamiento progresivo de determinadas zonas
- Es una energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio
- Una vez instalada tiene un coste energético nulo
- Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo
- Tipo de instalación fácilmente modulable, con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades
- No produce contaminación de ningún tipo
- Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el coste y aumentar el rendimiento.

### **1.1.2 TECNOLOGÍA Y USOS DE LA ENERGÍA SOLAR.**

Clasificación por tecnologías y su correspondiente uso más general:

- Energía solar pasiva: Aprovecha el calor del sol sin necesidad de mecanismos o sistemas mecánicos.
- Energía solar térmica: Para producir agua caliente de baja temperatura para uso sanitario y calefacción.
- Energía solar fotovoltaica: Para producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar.
- Energía solar termoeléctrica: Para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura (aceite térmico)
- Energía solar híbrida: Combina la energía solar con otra energía. Según la energía con la que se combine es una hibridación:
  - Renovable: biomasa, energía eólica.
  - Fósil.
- Energía eólico solar: Funciona con el aire calentado por el sol, que sube por una chimenea donde están los generadores.

Los principales problemas de este tipo de energía son: su elevado coste en comparación con los otros métodos, la necesidad de extensiones grandes de territorio que se sustraen de otros usos, la competencia del principal material con el que se construyen con otros usos (el sílice es el

principal componente de los circuitos integrados), o su dependencia con las condiciones climatológicas. Este último problema hace que sean necesarios sistemas de almacenamiento de energía para que la potencia generada en un momento determinado, pueda usarse cuando se solicite su consumo. Se están estudiando sistemas como el almacenamiento cinético, bombeo de agua a presas elevadas, almacenamiento químico, entre otros.

## **1.2 ELECTRICIDAD FOTOVOLTAICA.**

### **1.2.1 EFECTO FOTOVOLTAICO.**

El efecto fotovoltaico consiste, en esencia, en la conversión de la energía que transportan los fotones de luz cuando inciden sobre materiales semiconductores convenientemente tratados, en energía eléctrica capaz de impulsar los electrones despedidos a través de un circuito exterior, realizando un trabajo útil. Este efecto se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales semiconductores. La energía que reciben éstos provenientes de los fotones, provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material.

Un tratamiento especial del material semiconductor es necesario porque, en principio, la energía originalmente cedida por el fotón a los electrones de dicho material está destinada a convertirse en calor inútil, tras unos cuantos choques del electrón en su movimiento a través de la red atómica.

La clave para producir una corriente eléctrica útil está en lograr extraer los electrones liberados fuera del material antes de que éstos vuelvan a recombinarse con los huecos. Una forma de lograr esto es introducir en el material semiconductor elementos químicos que contribuyan a producir un exceso de electrones y de huecos. Dichos elementos, que alteran significativamente las propiedades intrínsecas de los semiconductores, se denominan **dopantes** y el proceso de su incorporación al semiconductor se llama **dopado**.

Si lo que se produce al dopar el material es un exceso de huecos se crea una estructura que se denomina semiconductor de **tipo P** (positivo). Por el contrario, si lo que existe es un exceso de electrones, se denomina semiconductor de **tipo N**. En ambos casos la carga eléctrica neta del cristal sigue siendo cero.

Si ambas regiones, la P y la N, se disponen adyacentes una a la otra, algunos de los electrones libres de la región N pueden difundirse hasta la zona P, atravesando la frontera entre ambas y ocupando los huecos libres de la misma. Así la zona inmediata a la frontera de separación queda ahora cargada negativamente en el semiconductor P y positivamente en el N. se crea así una típica unión P-N en la cual el campo eléctrico creado como consecuencia del paso de las cargas

antes mencionado establece una barrera de potencial que impide que el proceso de paso de electrones continúe indefinidamente.

En estas condiciones, si incide luz y los fotones comunican energía a los electrones del semiconductor, algunos de estos electrones pueden atravesar la barrera de potencial, siendo expulsados fuera del semiconductor a través de un circuito exterior: se produce una corriente eléctrica. Los electrones tras recorrer el circuito externo, vuelven a entrar en el semiconductor por la cara opuesta.

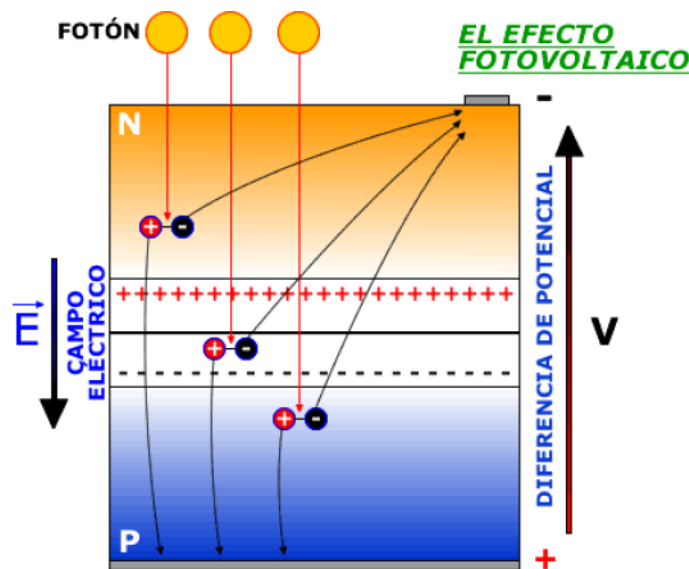


Fig. 1.1 Esquemmatización del efecto fotovoltaico.

### 1.2.2 LA CELULA FOTOVOLTAICA.

Una célula fotovoltaica es una unidad formada por materiales semiconductores capaces de producir, mediante una unión P-N, una barrera de potencial que haga posible el efecto fotovoltaico. El tamaño de cada célula, depende fundamentalmente del proceso de fabricación. Las células se inter-conexionan entre serie, para que los electrones expulsados de una sean recogidos por la siguiente, comunicándoles energía adicional, a fin de lograr una diferencia de potencial para el circuito exterior que sea adecuada a efectos prácticos.

Atendiendo a la naturaleza y características de los materiales semiconductores que la forman, las células fotovoltaicas pueden clasificarse en varios grupos.

El tipo de célula más común, y también el primero que se produjo industrialmente, es el formado por silicio puro mono-cristalino. Muchas de las características de este tipo de células son también compartidas por la mayoría de las otras células que existen en el mercado.

El procedimiento clásico de fabricación de las células de *Si* mono-cristalino parte de la obtención de silicio extremadamente puro a partir de la sílice, el cual se funde en un crisol junto con una pequeña proporción de boro hasta formar una masa, luego se introduce en el seno del líquido una varilla en cuyo extremo hay un “cristal germen” de *Si* sobre el cual se van disponiendo lentamente nuevos átomos del material que quedan perfectamente ordenados siguiendo la estructura del cristal.

Se obtiene así un mono-cristal cilíndrico de suficiente tamaño el cual, una vez enfriado, se corta en finas obleas circulares de unas 3 décimas de milímetro de grosor, que son tratadas químicamente en su superficie. Estas obleas de silicio dopadas con boro son introducidas en hornos especiales, dentro de los cuales se difunden átomos de fósforo que se depositan sobre una cara, alcanzando éstos una profundidad bajo la superficie de la oblea, para formar la unión P-N.

Se provee a la célula de contactos eléctricos adecuados, a fin de que los electrones encuentren un camino fácil para salir y entrar de la misma.

Se completa el proceso mediante un tratamiento anti-reflectante, que puede consistir en la formación de minúsculas estructuras piramidales sobre la superficie que va a recibir la radiación, para que el rayo reflejado tenga más posibilidades de volver a incidir antes de perderse definitivamente.

Y, después de pasar una serie de controles de calidad, la célula quedará lista para ser utilizada uniéndola con otras iguales para así formar un módulo.

Si el proceso de fabricación, en vez de partir de un mono-cristal, se hace dejando solidificar lentamente un molde rectangular la pasta de silicio, se obtiene un sólido formado por muchos pequeños cristales o granos de silicio, del cual pueden cortarse **células poli-cristalinas** cuadradas.

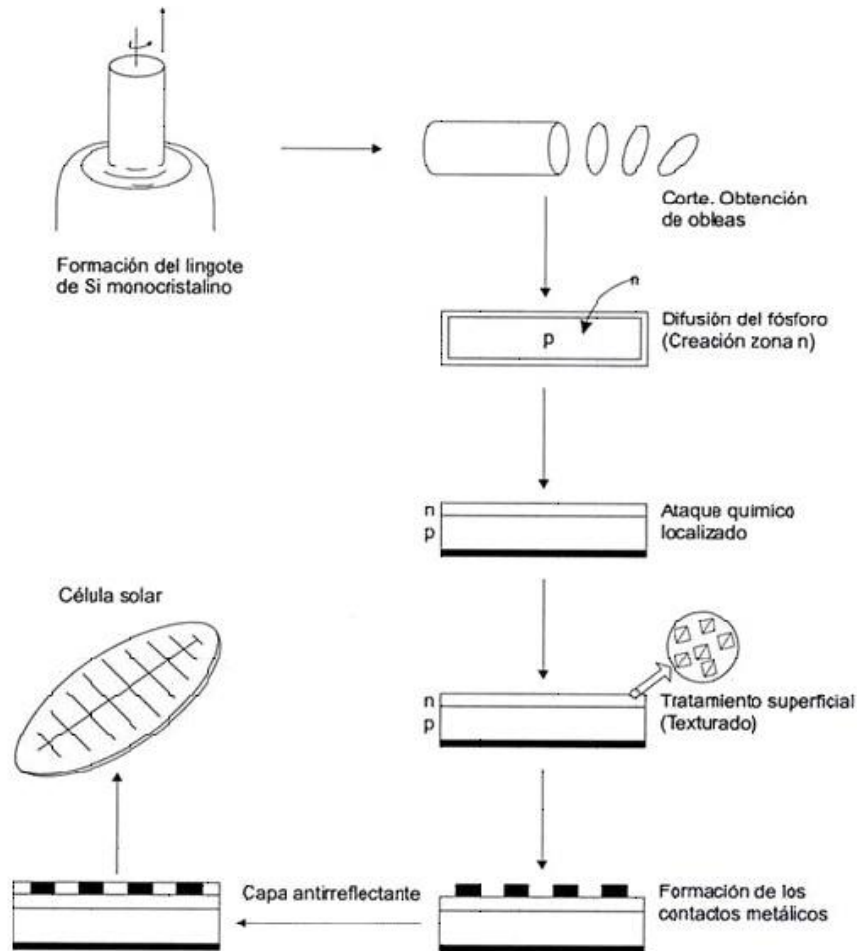


Fig. 1.2. Proceso de fabricación de una célula solar.

### 1.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de dispositivos cuya función es transformar la energía solar directamente en energía eléctrica, acondicionando esta última a los requerimientos de una aplicación determinada. Consta principalmente de los siguientes elementos:

- a) Arreglos de módulos de celdas solares,
- b) Estructura y cimientos del arreglo,
- c) Reguladores de voltaje y otros controles, típicamente un controlador de carga de batería, un inversor de corriente CD/CA o un rectificador CA/CD,
- d) Baterías de almacenamiento eléctrico y recinto para ellas,
- e) Instrumentos,
- f) Cables e interruptores,
- g) Red eléctrica circundante y

h) Cercado de seguridad, sin incluir las cargas eléctricas.

Un sistema fotovoltaico no siempre consta de la totalidad de los elementos arriba mencionados. Puede prescindir de uno o más de éstos, dependiendo del tipo y tamaño de las cargas a alimentar, el tiempo, hora y época de operación y la naturaleza de los recursos energéticos disponibles en el lugar de instalación.

La energía almacenada es utilizada para abastecer las cargas durante la noche o en días de baja insolación, o cuando el arreglo fotovoltaico es incapaz de satisfacer la demanda por sí solo. Si las cargas a alimentar son de corriente directa, esto puede hacerse directamente desde el arreglo fotovoltaico o desde la batería; si, en cambio, las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del arreglo y de las baterías, limitada por el controlador, es enviada a un inversor de corriente, el cual la convierte a corriente alterna.

Los sistemas eléctricos solares también conocidos como fotovoltaicos convierten la luz solar en electricidad.

En un sistema típico, el proceso de funcionamiento es el siguiente: la luz solar incide sobre la superficie del arreglo fotovoltaico, donde es transformada en energía eléctrica de corriente directa por las celdas solares; esta energía es recogida y conducida hasta un controlador de carga, el cual tiene la función de enviar toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías, en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobre-descarga; en algunos diseños, parte de esta energía es enviada directamente a las cargas.



*Fig. 1.3. Sistema fotovoltaico típico.*

Los sistemas fotovoltaicos pueden aun producir energía en días nublados, no tanto como un día soleado.

Según la latitud del sitio, los arreglos se instalan en estructuras inclinadas hacia el norte o al sur. También se pueden instalar con sistema de seguimiento solar para captar al máximo la energía conforme el sol se mueve en el cielo.

Por su modularidad, los sistemas FV pueden ser diseñados para satisfacer cualquier requerimiento energético. No importa cuanto sea. Se pueden también conectar a la red de distribución o bien funcionar independiente de ella.

## 1.4 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

### 1.4.1 PANEL SOLAR



*Fig. 1.4. Panel Solar.*

Un **panel solar** es un módulo que aprovecha la energía de la radiación solar. El término comprende a los colectores solares utilizados para producir agua caliente (usualmente doméstica) y a los paneles fotovoltaicos utilizados para generar electricidad.

Una célula solar suelta solamente es capaz de proporcionar una tensión de algunas décimas de voltio y una potencia máxima de uno o dos vatios. Es preciso conectar entre sí en serie un determinado número de células para producir tensiones de 6, 12 ó 24 voltios aceptadas en la mayor parte de las aplicaciones. Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Al conjunto así formado, convenientemente ensamblado y protegido contra los agentes externos, se le denomina **panel** o **módulo fotovoltaico**.

Una vez terminadas las interconexiones eléctricas, las células son encapsuladas en una estructura tipo “sándwich”, consistente en una lámina de vidrio templado, otra de un material orgánico adecuado, por ejemplo acetato de etilen-vinilo (EVA), las propias células, otra capa de sustrato orgánico y, por último, una cubierta posterior formada por varias láminas de polímeros u otro vidrio. La estructura concreta de cada modelo de panel varía de un fabricante a otro.

Se procede posteriormente a un sellado al vacío, introduciéndolo en un horno especial para su laminación, haciéndose estanco el conjunto.

Por último se rodea el perímetro del panel con neopreno o algún otro material que lo proteja de las partes metálicas que forman el marco-soporte, en el caso de que lo lleve.

Una vez montadas las conexiones positiva y negativa se efectúan los controles de calidad necesarios.

Las pruebas que cada panel debe pasar satisfactoriamente antes de ser definitivamente destinado al comercio son muy rigurosas, pues no ha de olvidarse que este elemento estará expuesto durante muchos años a las más duras condiciones de intemperie.

Para poder usar células fotovoltaicas en aplicaciones prácticas se debe:

- Conectar una con otra eléctricamente y con todas las demás.
- Protegerlas de daños mecánicos durante la fabricación, transporte, instalación y uso (en particular contra impactos de granizo, viento, lluvia y nieve).
- Protegerlas de la humedad, la cual corroe el metal de contacto y las interconexiones, disminuyendo su eficiencia.

La mayoría de los paneles fotovoltaicos son rígidos, pero ya existen paneles flexibles basados en las células solares delgadas.

Las conexiones eléctricas son hechas en serie para alcanzar la salida de voltaje deseada, y en paralelo para lograr la cantidad de corriente necesaria.

Una célula solar caliente disminuye su eficiencia, por lo que es deseable mantener la temperatura dentro del panel lo más baja posible. Muy pocos paneles solares incluyen algún sistema de enfriamiento, sin embargo, los instaladores tratan de proveer de buena ventilación a cada uno de los paneles que conforman el sistema.

Numerosas empresas e instituciones están trabajando para aumentar la eficiencia de los paneles, principalmente compañías privadas las que realizan la mayor parte de la investigación y desarrollo en este aspecto.

El problema más importante con los paneles fotovoltaicos es el costo, que ha estado bajando hasta 3 o 4 dólares por vatio. El precio del silicio usado para la mayor parte de los paneles ahora está tendiendo a subir. Esto ha hecho que los fabricantes comiencen a utilizar otros materiales y paneles de silicio más delgados para bajar los costes de producción. Debido a economías de

escala, los paneles solares se hacen menos costosos según se usen y fabriquen más. A medida que se aumente la producción, los precios continuarán bajando en los próximos años.

### **Características y tipos de paneles fotovoltaicos**

Aunque tanto las características externas o de construcción como las de respuesta eléctrica varían de un tipo de paneles a otros, se describe un panel clásico, cuyos aspectos más significativos serán válidos para las diversas variantes que existen en el mercado.

#### **Características físicas.**

Los paneles adoptan siempre la forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde aproximadamente  $0.1 \text{ m}^2$  hasta  $1 \text{ m}^2$ . Son relativamente ligeros y aunque rígidos en apariencia, son capaces de sufrir ligeras deformaciones para adaptarse a los esfuerzos mecánicos a que pudieran verse sometidos.

Los componentes de un panel son:

- Una cubierta de vidrio templado.
- Varias capas de material encapsulante como protección a las células que son los elementos más delicados del panel.
- Una o varias cubiertas protectoras posteriores, cuando son opacas y de color claro presentan la ventaja adicional de reflejar la luz que ha logrado pasar por los intersticios de las células, haciendo que ésta vuelva hacia la parte frontal del panel, donde puede ser de nuevo reflejada por la cara interior de la cubierta frontal e incidir otra vez sobre las células.
- Un marco de acero inoxidable o aluminio anodizado que sujeta al conjunto rodeándolo en todo su perímetro.

#### **Características eléctricas.**

La respuesta de un panel frente a la radiación solar vendrá determinada por la de las células que lo forman, pudiendo ser descrita mediante varios parámetros, que se definen a continuación:

- **Corriente de cortocircuito** ( $i_{SC}$ ). Es la intensidad máxima de la corriente que se puede obtener de un panel bajo unas determinadas condiciones (generalmente normalizadas). Correspondería a la medida, mediante un amperímetro (de resistencia prácticamente nula), de la corriente entre bornes del panel, sin ninguna otra resistencia adicional, esto

es, provocando un cortocircuito. Al no existir resistencia alguna al paso de la corriente, la caída de potencial es cero.

- **Voltaje a circuito abierto** ( $V_{OC}$ ). Es el voltaje máximo que se podría medir con un voltímetro, sin permitir que pase corriente alguna entre los bornes de un panel, es decir, en condiciones de circuito abierto (resistencia entre bornes infinita)
- **Corriente** ( $i$ ) a un determinado voltaje ( $V$ ). las dos definiciones anteriores corresponden a casos extremos. En la práctica, lo usual es que un panel produzca una determinada corriente eléctrica que fluye a través del circuito externo que une los bornes del mismo y que posee una determinada resistencia  $R$ . Si la diferencia de potencial entre los bornes es  $V$ , entonces la corriente de intensidad  $i$  se produce a un voltaje  $V$ .
- **Potencia máxima** ( $P_M$ ). En unas condiciones determinadas la intensidad  $i$  tendrá un cierto valor comprendido entre 0 y  $i_{SC}$ , correspondiéndole un voltaje  $V$  que tomará un valor entre 0 y  $V_{OC}$ . Dado que la potencia es el producto del voltaje y la intensidad, ésta será máxima únicamente para un cierto par de valores  $i$ ,  $V$ , en principios desconocidos. Un panel trabaja en condiciones de potencia máxima cuando la resistencia del circuito externo es tal que determina unos valores de  $i_M$  y  $V_M$  tales que su producto sea máximo. Normalmente un panel no trabaja en condiciones de potencia máxima, ya que la resistencia exterior está fijada por las características propias del circuito, y aunque existe la posibilidad de utilizar dispositivos electrónicos conocidos como “seguidores del punto de máxima potencia”, esto supone un coste adicional y no suelen emplearse en pequeñas instalaciones.
- **Eficiencia total del panel**. Es el cociente entre la potencia eléctrica producida por éste y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.
- **Factor de forma (FF)**. Es un concepto teórico, útil para medir la forma de la curva definida por las variables  $i$  y  $V$ .

$$FF = P_M / (i_{SC} \cdot V_{OC})$$

Los conceptos anteriores quedan más claros si se observa la figura 1.5, que representa la curva medida experimentalmente de un típico panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de radiación y temperatura. Variando la resistencia externa desde un valor nulo hasta infinito, se pueden medir diversos valores de pares ( $i, V$ ) que, uniéndolos, forman la que se denomina **curva característica del panel** o curva de intensidad-voltaje (abreviadamente curva  $i$ - $V$ ), la cual presenta un aspecto bastante similar de unos paneles a otros.

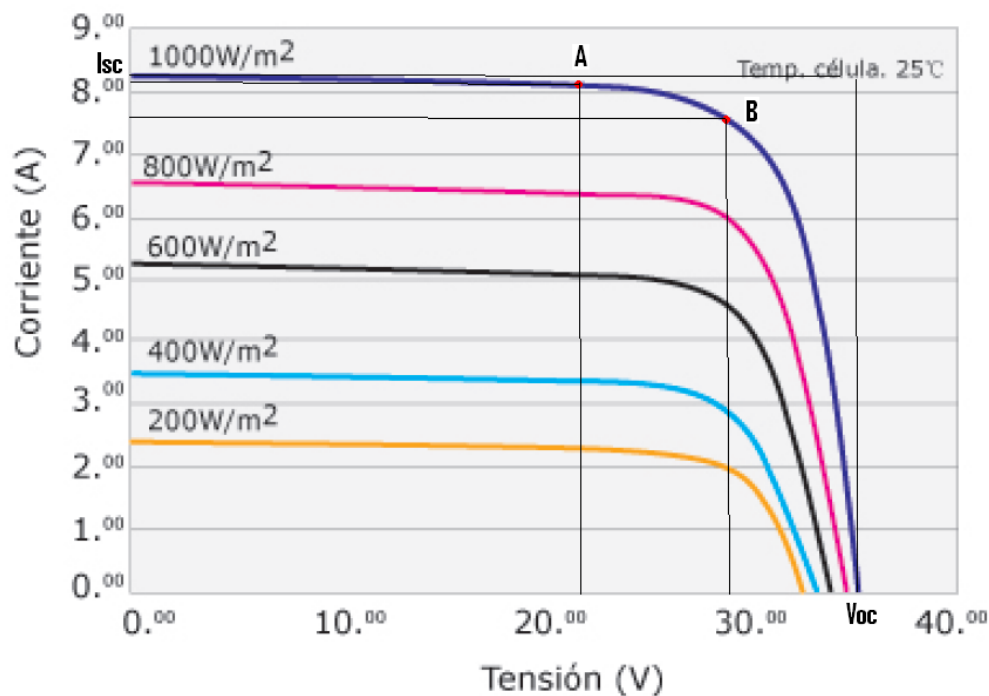


Fig. 1.5. Curva i-V de un panel fotovoltaico.

El punto A es un punto cualquiera que representa el funcionamiento del panel en unas condiciones (determinadas por la resistencia o “carga” exterior) de intensidad  $i$  y voltaje  $V$ .

El punto B es el de máxima potencia, donde el producto de  $i$  y  $V$  es mayor. El voltaje  $V_M$  que corresponde al punto de máxima potencia es, aproximadamente, un 80% del voltaje a circuito abierto  $V_{OC}$ , para la mayoría de los módulos comerciales de silicio cristalino.

El factor de forma FF es el cociente del área del rectángulo definido por el punto B y el rectángulo exterior de la curva, cuyos lados son  $i_{SC}$  y  $V_{OC}$ .

El estándar internacionalmente aceptado para medir respuestas de paneles fotovoltaicos es una intensidad radiante de  $1000 \text{ W/m}^2$ , que se conoce como una intensidad de “un sol”, y una temperatura de la célula de  $25^\circ \text{C}$ . Dichas condiciones se simulan en los laboratorios de ensayo por medio de un simulador solar (focos eléctricos que permiten un espectro luminoso muy similar al del Sol).

Las condiciones de trabajo reales de los paneles una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio, por lo que conviene conocer las variaciones que pueden producirse, a fin de efectuar las pertinentes correcciones en los cálculos.

La intensidad de la corriente eléctrica es aproximadamente proporcional a la intensidad de la radiación incidente. Las curvas de variación con la temperatura de las magnitudes características del panel deben ser suministradas por el fabricante o proveedor de los mismos. En la práctica

basta recordar que la potencia del panel disminuye aproximadamente un 0.5% por cada grado de aumento de la temperatura de la célula por encima de los 25°C.

Para evitar tener que calcular intensidades medias de radiación, basta en la mayoría de los casos suponer que la temperatura media de trabajo de la célula es **20°C superior a la del ambiente**, lo que constituye una buena aproximación, por este concepto, el rendimiento del panel baja un 90%.

La **potencia nominal pico** es la proporcionada al recibir el panel una irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> cuando la temperatura de las células es de 25°C. El nombre de “pico” hace referencia a que una intensidad radiante de 1000 W/m<sup>2</sup> constituye un pico máximo en las medidas reales de la intensidad radiante (corresponde más o menos a la obtenida en un día claro con el Sol cercano al cénit).

### **Tipos de paneles en función de los materiales.**

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales semiconductores y los métodos de fabricación que se empleen. Los tipos de paneles solares que se pueden encontrar en el mercado son:

- A. **Silicio Puro mono-cristalino**- Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.



*Fig. 1.6. Panel solar mono-cristalino.*

B. **Silicio puro poli-cristalino**- Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles poli-cristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los mono-cristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



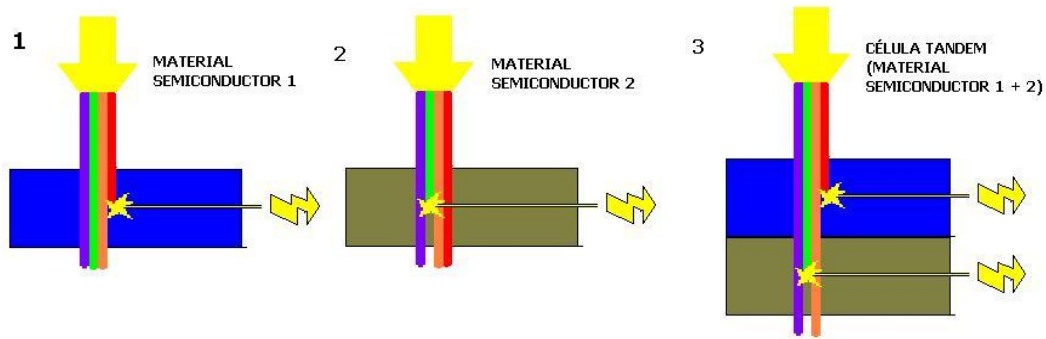
*Fig. 1.7. Panel solar poli-cristalino*

Por las características físicas del silicio cristalizado, los paneles fabricados siguiendo esta tecnología presentan un grosor considerable. Mediante el empleo del silicio con otra estructura o de otros materiales semiconductores es posible conseguir paneles más finos y versátiles que permiten incluso en algún caso su adaptación a superficies irregulares. Son los denominados paneles de lámina delgada

Así pues, los tipos de paneles de lámina delgada son:

- i. **Silicio amorfo**. (TFS) Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos (Calculadoras, relojes) y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 8%.
- ii. **Teluro de cadmio**, Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%
- iii. **Arseniuro de Galio**- Uno de los materiales más eficientes. Presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- iv. **Diseleniuro de cobre en indio**- con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%

Existen también los llamados paneles **Tándem** que combinan dos tipos de materiales semiconductores distintos. Debido a que cada tipo de material aprovecha sólo una parte del espectro electromagnético de la radiación solar, mediante la combinación de dos o tres tipos de materiales es posible aprovechar una mayor parte del mismo. Con este tipo de paneles se ha llegado a lograr rendimientos del 35%. Teóricamente con uniones de 3 materiales podría llegarse hasta rendimientos del 50%



*Fig. 1.8. Panel Tándem*

La mayoría de los módulos comercializados actualmente están realizados de silicio monocristalino, poli-cristalino y amorfo. El resto de materiales se emplean para aplicaciones más específicas y son más difíciles de encontrar en el mercado.

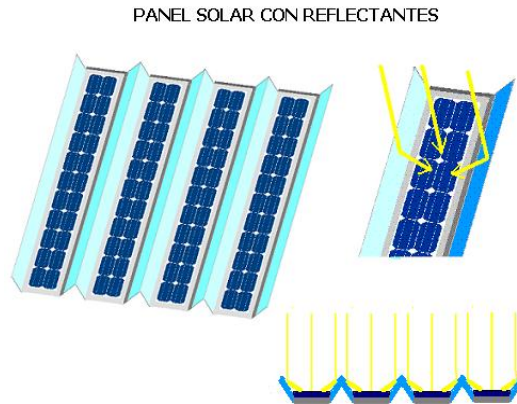
Mención especial merece una nueva tecnología que está llamada a revolucionar el mundo de la energía solar fotovoltaica. Se trata de un nuevo tipo de panel solar muy fino, muy barato de producir y que según dicen sus desarrolladores presenta el mayor nivel de eficiencia de todos los materiales. Este nuevo tipo de panel está basado en el **Cobre Indio Galio Diselenido (CIGS)** y se prevé que en un futuro no muy lejano, debido a su competitiva relación entre producción de energía/costo pueda llegar a sustituir a los combustibles fósiles en la producción de energía.

### **Tipos de paneles en función de la forma**

También es posible clasificar los tipos de paneles en función de su forma. Empleándose cualquiera de los materiales antes comentados se fabrican paneles en distintos formatos para adaptarse a una aplicación en concreto o bien para lograr un mayor rendimiento. Algunos ejemplos de formas de paneles distintos del clásico plano son:

- A. **Paneles con sistemas de concentración.** Un ejemplo de ellos es el modelo desarrollado por una marca española, el cual mediante una serie de superficies reflectantes concentra la luz sobre los paneles fotovoltaicos. Aunque el porcentaje de conversión no varíe, una misma superficie de panel producirá más electricidad ya que recibe una cantidad concentrada de fotones.

Actualmente se investiga en sistemas que concentran la radiación solar por medio de lentes. La concentración de la luz sobre los paneles solares es una de las vías que están desarrollando los fabricantes para lograr aumentar la efectividad de las células fotovoltaicas y bajar los costes.



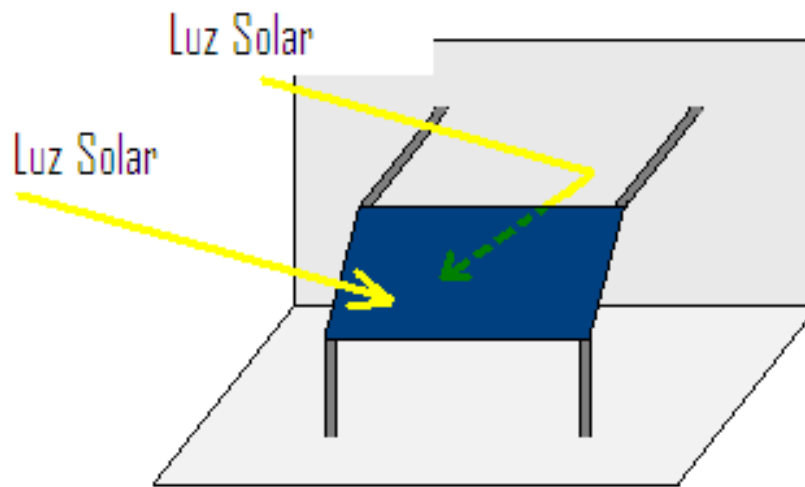
*Fig. 1.9. Panel solar con reflectantes*

- B. **Paneles de formato “teja o baldosa”**. Estos paneles son de pequeño tamaño y están pensados para combinarse en gran número para así cubrir las grandes superficies que ofrecen los tejados de las viviendas. Aptos para cubrir grandes demandas energéticas en los que se necesita una elevada superficie de captación.



*Fig. 1.10. Panel de formato teja*

- C. **Paneles bifaciales**: Basados en un tipo de panel capaz de transformar en electricidad la radiación solar que le recibe por cualquiera de sus dos caras. Para aprovechar convenientemente esta cualidad se coloca sobre dos superficies blancas que reflejan la luz solar hacia el reverso del panel.



*Fig. 1.11. Panel solar bifacial.*

Vida útil de un panel: Teniendo en cuenta que el panel carece de partes móviles y que las celdas y los contactos van encapsulados en una robusta resina sintética, se consigue una muy buena fiabilidad junto con una larga vida útil, del orden de 30 años o más. Además si una de las celdas falla, esto no afecta al funcionamiento de las demás, y la intensidad y voltaje producidos pueden ser fácilmente ajustados añadiendo o suprimiendo celdas.

### **Interconexión de paneles.**

Los paneles están diseñados para formar una estructura modular, siendo posible combinarlos entre sí en serie, en paralelo o de forma mixta, a fin de obtener la tensión e intensidad deseadas.

Sabemos que, al igual que cualquier fuente de fuerza electromotriz, el acoplamiento de dos o más paneles en serie produce un voltaje igual a la suma de los voltajes individuales de cada panel, manteniéndose invariable la intensidad. En paralelo, es la intensidad a la que aumenta, permaneciendo igual el voltaje.

Lo más frecuente es adquirir paneles del voltaje deseado (los de 12 voltios son los que más abundan en el mercado) y combinarlos en paralelo de forma que la intensidad total (y por tanto la potencia resultante) sea la necesaria para satisfacer el consumo eléctrico calculado.

Es importante advertir que los paneles que se inter-conexionan deberán tener la misma curva  $i-V$ , a fin de evitar descompensaciones.

## **Estructura de soporte y anclaje.**

El bastidor que sujeta al panel, la estructura soporte del mismo y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación.

En general, las características de soporte y el lugar de anclaje pueden adoptar cualquier parámetro vertical, además de las superficies el suelo, tejado o terrazas; debido al relativo poco peso de los paneles.

Sin embargo no hay que olvidar que el principal enemigo no es el peso de los paneles, sino la fuerza del viento que, como se sabe, puede llegar a ser muy considerable. En cualquier caso, la estructura deberá resistir vientos de, como mínimo, 150 km/h.

La estructura soporte también cumple la importante misión de fijar la inclinación que tomarán los colectores (que se instalarán siempre mirando hacia el ecuador) y que se recomienda sea la siguiente:

- 20° mayor que la latitud para instalaciones de función prioritaria en invierno, como la de servicios eléctricos o albergues de montaña.
- 15° mayor que la latitud para instalaciones de funcionamiento más o menos uniforme durante todo el año, como por ejemplo la de electrificación de viviendas, bombas de agua, repetidores de TV, etc.
- Igual que la latitud para instalaciones de funcionamiento prioritario en primavera o verano, como la de campings y campamentos.

Existen estructuras muy sencillas, como la formada por un simple poste empotrado en el suelo que puede sostener de 1 a 4 paneles, hasta grandes estructuras formadas por vigas de acero, que soportarán varias decenas.

En cuanto a los anclajes o empotramiento de la estructura, se utilizan bloques de hormigón y tornillos roscados. Tanto la estructura como los soportes habrán de ser preferiblemente de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado, y la tornillería de acero inoxidable. El espesor de la capa de galvanizado deberá ser como mínimo de 100  $\mu\text{m}$ .

En terrazas o suelos la estructura deberá permitir una altura mínima del panel de 30 cm.

Especial atención deberá presentarse a los puntos de apoyo de la estructura. En el supuesto de que ésta sea de tipo mástil es conveniente arriostrarla.

Si la base donde descansa la estructura es de hormigón, es conveniente reforzarla en sus extremos mediante tirantes de acero. El procedimiento más conocido de anclar la estructura

sobre la base de hormigón consiste en utilizar unas piezas metálicas a propósito, que se introducen en el hormigón cuando éste todavía está blando y, al fraguar, quedan firmemente sujetas. Dichas piezas, al disponer en el extremo que sobresale de espárragos roscados, facilitan la unión mediante tuercas con las patas de la estructura.

Si la estructura se monta sobre postes, también pueden utilizarse flejes de acero inoxidable sujetos por una grapa o hebilla del mismo material.

Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos, con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez que éstos están secos. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos.

Para paliar el efecto de la corrosión galvánica, que siempre se produce cuando dos metales diferentes se ponen en contacto, se utilizan unos aislantes que evitan el contacto físico entre el marco del panel y la estructura de soporte.

#### **1.4.2 REGULADOR DE CARGA**

El regulador de carga, como su nombre lo indica, tiene la misión de regular la corriente que absorbe la batería con el fin de que en ningún momento pueda esta sobrecargarse peligrosamente pero, al mismo tiempo, evitando en lo posible que deje de aprovechar energía captada por los paneles (lo que inevitablemente ocurriría si el control fuese mediante un simple interruptor de accionamiento manual). Para ello, el regulador, mediante dispositivos electrónicos, debe detectar y medir constantemente el voltaje, que será una indicación del estado de carga de la batería y si este llega al valor de consigna previamente establecido, correspondiente a la tensión máxima admisible, debe actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería, o bien que fluya únicamente la justa para mantenerla en estado de plena carga, pero sin sobrepasarse. Dicha corriente mínima se denomina “de flotación” y se dice que la batería se encuentra en dicho estado cuando solo recibe la cantidad de energía justamente suficiente para mantenerse a plena carga (que en periodos de ausencia de consumo será únicamente la necesaria para compensar la auto-descarga).

Los cuatro parámetros de regulación que un buen regulador debe ser capaz de aceptar, pudiendo ser fijados (dentro de ciertos límites) según las peculiaridades de cada instalación, son los siguientes:

- El voltaje máximo admisible, o voltaje máximo de regulación. Es el máximo voltaje que el regulador permite que sea aplicado a la batería.
- El intervalo de histéresis superior. Se denomina así a la diferencia entre el voltaje máximo de regulación y el voltaje al cual el regulador permite el paso de toda intensidad

de la corriente producida por los paneles. Para un voltaje intermedio, el regulador únicamente permite el paso hacia la batería de una fracción de la corriente producida por los paneles, menor cuanto más se acerque el voltaje entre bornes de la batería al voltaje máximo de regulación.

- Voltaje de desconexión. Es el valor al cual se desconectan automáticamente las cargas de consumo, a fin de prevenir una sobre descarga de la batería.
- El intervalo de histéresis inferior. Es la diferencia entre el voltaje de desconexión y el voltaje al cual se permite que las cargas de consumo se reconecten de nuevo a la batería.

### **Tipos de reguladores.**

Fundamentalmente, existen dos tipos de reguladores, según el sistema que empleen para lograr su objetivo: los de tipo **paralelo** (también denominados reguladores “shunt”) y los de tipo **serie**.

El regulador de tipo paralelo, al detectar un valor de la tensión demasiado elevado, deriva la corriente a través de un dispositivo de baja resistencia, convirtiendo su energía en calor por efecto Joule, disipando dicho calor mediante unas aletas metálicas de diseño adecuado. Son utilizados tradicionalmente en pequeñas instalaciones.

Los reguladores serie, en vez de disipar energía, simplemente interrumpen el circuito cuando el voltaje alcanza un valor determinado. Estos aparatos se intercalan en serie (de ahí su denominación) y su resistencia es despreciable cuando permiten paso de corriente.

Conviene mencionar la existencia de otros tipos de reguladores, utilizados en grandes instalaciones, que cuando la batería está cargada desvían la corriente de los paneles a fin de aprovecharla para otros usos, y también dispositivos que, de forma automática, van desconectando paulatinamente los paneles o grupos de paneles a medida que la tensión de la batería crece, para dejar pasar únicamente la corriente necesaria y nunca en exceso.

El regulador de tensión controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga.

Un elemento especialmente importante que suele incorporarse también al regulador es un **diodo de bloqueo** que permite el paso de la corriente en un solo sentido (del panel hacia la batería) y no en sentido contrario.

El regulador, como elemento de seguridad y protección de la batería, siempre es recomendable. Sin embargo, hay casos en que puede no resultar imprescindible.

Una regla empírica que marca el límite entre la necesidad o no de utilizar regulador es la siguiente: Si la potencia del campo de paneles en vatios es menor que una centésima de la capacidad de la batería **medida en vatios\*hora**, puede prescindirse del regulador.

### **1.4.3 BATERÍA**

La función prioritaria de las baterías en un sistema de generación fotovoltaico es la de acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

Además la batería cumple la misión de mantener un nivel de tensión estable. Como se ha visto, la tensión de salida del panel varía en función de la intensidad radiante, lo cual puede no ser adecuado para el funcionamiento de los aparatos. El acumulador proporciona un voltaje estable y constante (dentro de un cierto rango) independientemente de las condiciones de incidencia luminosa.

Como fácilmente se comprende, la presencia del acumulador es necesaria, ya que los paneles solo generan energía eléctrica en los momentos en que incide sobre ellos la luz (bien sea directa o difusa) pero a menudo dicha energía se requiere precisamente en los momentos en que no existe incidencia luminosa o esta es demasiado débil (caso, por ejemplo, de la iluminación de viviendas aisladas).

Lo primero que es preciso saber es que, al conectarse los bornes de la batería a los correspondientes terminales de los paneles (uniendo por polos del mismo signo), el voltaje de la batería –que es aproximadamente constante- es el que determina el voltaje de funcionamiento de los paneles, es decir, en la curva  $i$ - $V$  de respuesta eléctrica del panel, el voltaje será aquel que la batería proporcione y nunca al revés.

Básicamente, las dos grandes clases de baterías que se utilizan para aplicaciones fotovoltaicas son las de níquel-cadmio y las de plomo-acido.

#### **Comportamiento de la batería en una instalación fotovoltaica.**

Las intensidades de carga y descarga de una batería en una instalación fotovoltaica son en general muy bajas, por lo que los rendimientos, al haber poca pérdida en calor por efecto Joule y otras causas, son bastante aceptables, del orden del 90%.

En cuanto al voltaje en los bornes de la batería, este depende de varios factores:

- a. **Nivel o estado de carga.** El voltaje disminuye a medida que la batería se descarga, y aumenta hasta llegar a un máximo cuando la batería se carga.
- b. **Velocidad de carga o descarga.** Si una batería está recibiendo una cierta intensidad de carga, la diferencia de potencial entre bornes es siempre algo superior a la que tendría si desconectamos la corriente de carga, debido a la resistencia interna de la batería, que siempre supone un obstáculo adicional. Inversamente, si la batería está descargándose, la pequeña caída de potencial debido a su resistencia interna hace que la tensión que se mide en los bornes sea un poco inferior.
- c. **Temperatura de la batería.** Este hecho tiene importancia, pues según el lugar donde se ubique la instalación, podrá ser necesario corregir el voltaje aplicado, en función de la temperatura media que se espera vaya a soportar la batería.

La vida útil de una batería es un parámetro decisivo para elegir un determinado modelo o para evaluar la rentabilidad de una instalación. La vida de una batería se mide en ciclos carga-descarga más bien que en tiempo.

No solamente el número de ciclos influye en la vida de una batería, sino la profundidad de descarga media que se produce en cada uno de ellos.

En cualquier caso, la máxima profundidad de descarga admisible (alcanzable al final del periodo máximo de autonomía) no debe superar el 80% para las baterías de ciclo profundo y el 40% para otras baterías de uso fotovoltaico.

A la hora de elegir el tipo y el modelo de batería a utilizar, se deberá exigir del fabricante o proveedor de las mismas, información detallada de sus características:

- Tipo de batería y tensión nominal, dimensiones, peso, etc.
- Capacidad para descarga en 20, 50 y 100 horas, con sus correspondientes tensiones de corte.
- Rango de temperatura de funcionamiento.
- Profundidad máxima de descarga.
- Valor de la autodescarga.
- Ciclaje máximo diario permitido.
- Tiempo máximo de trabajo a un 50% de carga y con un ciclaje del 10%.
- Rendimiento de carga.
- Variación de la capacidad con la temperatura.
- Voltajes finales en función del régimen de descarga.

- Voltaje máximo de carga en función de la temperatura y del régimen de carga.
- Temperatura de congelación.
- Densidad en función del estado de carga.

Las baterías deben llevar grabadas de forma indeleble los indicadores + y – del polo positivo y negativo, y además un rotulo que indique su tensión y tipo, así como su capacidad y fecha de inicio del periodo de garantía.

#### **1.4.4 INVERSOR**

Los inversores son dispositivos capaces de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándola de manera que resulte más apta para los usos específicos a que vaya destinada en cada caso.

Los convertidores que reciben corriente continua a un determinado voltaje y la transforman en corriente continua pero a un voltaje diferente reciben la denominación de inversores CC-CC, y los que transforman corriente continua en alterna se denominan inversores CC-AC, onduladores y también convertidores.

En las instalaciones fotovoltaicas los primeros tienen un menor uso, aunque son a veces utilizados cuando la tensión de la batería no coincide con la requerida por los aparatos de consumo.

Los inversores CC-AC permiten transformar la corriente continua de 12 o 24 V que producen los paneles y almacena la batería, en corriente alterna de 125 o 220 V, como la que normalmente se utiliza en los lugares donde llega la red eléctrica convencional. Esto permite usar los aparatos eléctricos habituales diseñados para funcionar con este tipo de corriente. La contrapartida que esta transformación lleva acarreada es la inevitable pérdida de energía en el propio inversor.

Según la forma de onda característica de la corriente que el inversor produce, se habla de inversores de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada, de onda senoidal (o sinusoidal) modificada o cuasi-senoidal, y de onda senoidal “verdadera”.

Dado que la corriente alterna se presenta bajo la forma de onda senoidal pura, el inversor más perfecto será el de tipo senoidal, aunque también es el más caro, y para muchas aplicaciones innecesarias (iluminación, pequeños motores, etc.), bastando utilizar uno de onda cuadrada que resulta mucho más económico.

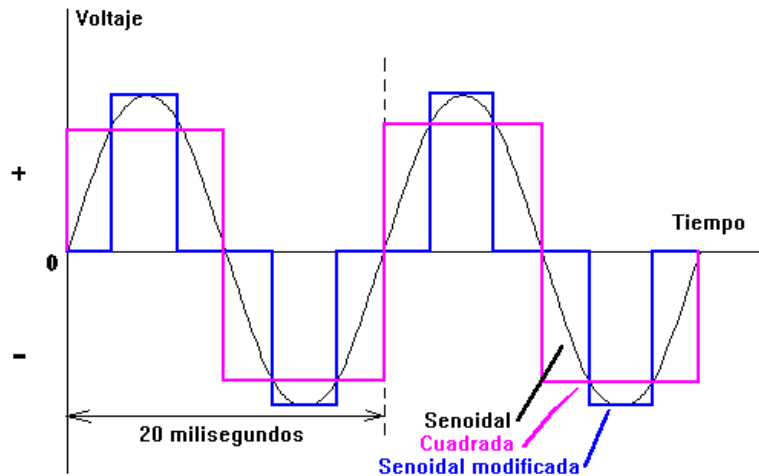


Fig. 1.12. Diferentes formas de onda en corriente alterna (60Hz)

La corriente alterna suministrada por una compañía eléctrica o por un generador diesel o gasolina es (o debería ser) como la que se muestra en la figura en color negro. Los cambios en la magnitud de la tensión siguen una ley senoidal, de forma que la corriente también es una onda senoidal.

La conversión de corriente continua en alterna puede realizarse de diversas formas. La mejor manera depende de cuánto ha de parecerse a la onda senoidal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de la carga de corriente alterna:

- A. **Inversores de onda cuadrada:** la mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 60 ciclos completos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada", representada en la figura mediante color morado.

Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos). No son aptos para motores de inducción

Si se desea corriente alterna únicamente para alimentar un televisor, un ordenador o un aparato eléctrico pequeño, se puede utilizar este tipo de inversor. La potencia de éste

dependerá de la potencia nominal del aparato en cuestión (para una TV de 19" es suficiente un inversor de 200 W).

B. **Inversores de onda senoidal modificada:** son más sofisticados y caros, y utilizan técnicas de modulación de ancho de impulso. El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima. El contenido de armónicos es menor que en la onda cuadrada. En la figura se representa en color azul. Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen para la conexión de iluminación, televisión o variadores de frecuencia.

C. **Inversores de onda senoidal:** con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. Actualmente existen en el mercado inversores senoidales con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia. La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como control remoto, medición de energía consumida, selección de batería... Sin embargo su costo es mayor que el de los inversores menos sofisticados.

Puesto que sólo los motores de inducción y los más sofisticados aparatos o cargas requieren una forma de onda senoidal pura, normalmente es preferible utilizar inversores menos caros y más eficientes. Es probable que dentro de poco tiempo el costo de los inversores senoidales se acerque al de los otros, popularizándose su instalación.

### **Indicaciones normativas.**

- Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

- Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

- El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

- El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

- El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

- Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

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

- El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

- Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

- Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

Los inversores deben dimensionarse de dos formas. La primera es considerando los Watts de potencia eléctrica que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal de forma continua.

Los inversores son menos eficientes cuando se utilizan a un porcentaje bajo de su capacidad. Por esta razón no es conveniente sobredimensionarlos, deben ser elegidos con una potencia lo más cercana posible a la de la carga de consumo.

La segunda forma de dimensionar el inversor es mediante la potencia de arranque. Algunos inversores pueden suministrar más de su capacidad nominal durante períodos cortos de tiempo. Esta capacidad es importante cuando se utilizan motores u otras cargas que requieren de 2 a 7 veces más potencia para arrancar que para permanecer en marcha una vez que han arrancado (motores de inducción, lámparas de gran potencia).

Todos los tipos de inversores tienen un pequeño consumo adicional (especificado por el fabricante) que hay que tener en cuenta en los cálculos, además de provocar unas pérdidas por rendimiento de alrededor del 15%.

#### **1.4.5. OTROS ELEMENTOS.**

Además de los tres elementos característicos de la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas, existen varios accesorios que, aunque no estrictamente imprescindibles, son recomendables en aras de una mayor seguridad o control de la instalación.

##### **A. Alarmas y des-conectores por bajo voltaje.**

Si por circunstancias imprevistas o debido a un inversor inadecuado dimensionado, la batería se descarga hasta un nivel peligroso, resulta conveniente instalar un dispositivo que, o bien avise al usuario mediante una alarma luminosa, acústica o señal de radio, o bien desconecte la batería del consumo, aun a costa de interrumpirlo, hasta que esta haya recuperado un nivel de carga mínimo.

##### **B. Programadores horarios.**

Son equipos ampliamente utilizados en instalaciones convencionales, existiendo también para corriente continua. Normalmente admiten programar conexiones del servicio de un mínimo de media hora a lo largo de las 24 horas del día. Son útiles, por ejemplo, en instalaciones que alimentan señales luminosas que deben encenderse a partir de una cierta hora del día.

##### **C. Temporizadores.**

A veces existen casos en que es preciso que un dispositivo se conecte durante un tiempo determinado en momentos que no pueden predecirse de antemano, por depender de factores circunstanciales.

##### **D. Dispositivos de control y medida.**

Suelen ir integrados en otros equipos, como el regulador o los dispositivos de seguridad. En la mayoría de los casos con un voltímetro y un amperímetro, con posibilidad de realizar medidas en el circuito primario paneles-regulador y en secundario batería-carga de consumo, será suficiente.

##### **E. Fusibles y elementos de protección.**

Se utilizan para proteger los aparatos sobre intensidades accidentales, cortocircuitos, etc. Normalmente cada aparato lleva su propio fusible incorporado.

Aunque el impacto directo de los rayos en los paneles es poco frecuente, el disponer de una serie de varillas metálicas, a modo de pararrayos, constituirá una protección eficaz.

Como mínimo, en cada grupo de paneles se debería instalar, en serie, un protector de sobretensiones, para prevenir daños en los módulos por causa de las corrientes inducidas generadas por las tormentas.

### 1.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Estos sistemas pueden ser usados en cualquier lugar que permita la medición de la energía producida por el arreglo fotovoltaico. Esta energía de retorno da vuelta al medidor en sentido inverso al consumo cuando el sistema fotovoltaico produce más de lo consumido. Estos sistemas no proveen de respaldo cuando la energía comercial falla.

Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de inyección a la red tiene un amplio margen de aplicaciones, desde pequeños sistemas de pocos kilowatt pico (KWp) de potencia instalada hasta centrales de varios Megawatt pico (MWp). En la figura 1.13 se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a la red.

El generador fotovoltaico capta la radiación solar y la transforma en energía eléctrica, que en lugar de ser almacenada en baterías, como en los sistemas aislados e híbridos, se puede utilizar directamente en el consumo o entregarla a la red eléctrica de distribución.

Estas dos funciones las realiza un inversor de corriente directa a corriente alterna, especialmente diseñado para esa aplicación.

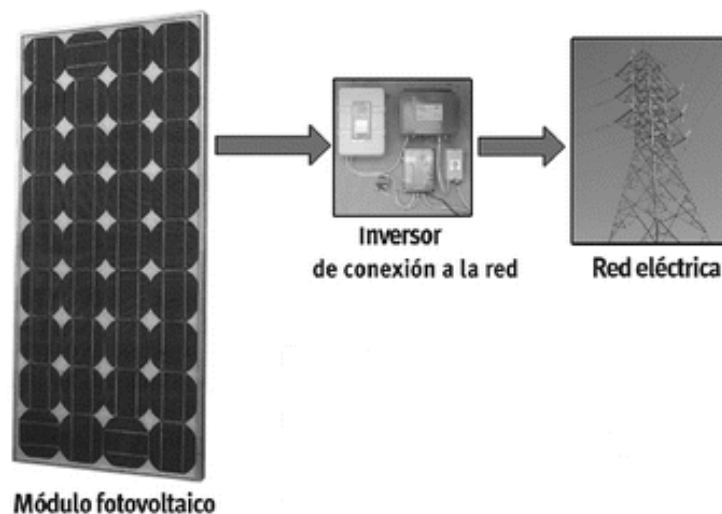


Fig. 1.13. Componentes principales de un sistema de conexión a red.

El generador fotovoltaico o campo de paneles se puede integrar a techos o fachadas en las viviendas y edificios, o en estructuras especiales. Es conveniente incluir, tras el inversor, un transformador para aislamiento, un interruptor automático de desconexión para cuando la tensión de la red está fuera de márgenes (vigilante de tensión) y el correspondiente contador, en serie con el habitual y en sentido inverso, para medir la energía eléctrica inyectada en la red.

El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario de la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés para la producción de energía descentralizada o independencia del usuario o consumidor.

Entre las principales ventajas de estos sistemas se pueden mencionar las siguientes:

- Al generar en el mismo punto en que se produce el consumo, se eliminan las pérdidas en la transmisión (8-12%) y distribución (16-22%) de la energía eléctrica.
- Se instalan fácil y rápidamente sobre cualquier edificio o área de parqueo bien expuesta al sol, sin obstáculos ni edificios próximos que proyecten sombras, sin consumir más espacio del que ya ocupa el edificio en el medio urbano.
- No producen contaminación ni efecto nocivo alguno.
- Son sistemas modulares: permiten inversiones de forma progresiva.
- Los costos de operación y mantenimiento son incomparablemente inferiores a los de las termoeléctricas.

Inicialmente, los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red se desarrollaron para centrales fotovoltaicas de gran tamaño. Tras comprobarse en la práctica que estas centrales trabajaban correctamente, en la medida en que avanzó el desarrollo de la electrónica se comenzaron a diseñar sistemas de menor envergadura, más pequeños y manejables, con la finalidad de ser instalados a modo de pequeñas centrales domésticas solares, totalmente adaptables a viviendas dotadas de una acometida convencional de suministro eléctrico desde la red.

La mayor parte de los paneles fotovoltaicos producidos ya hoy en día son conectados a la red desde techos y fachadas solares, con potencias de unos kWp hasta centrales eléctricas solares con decenas de MWp. Gracias a su flexibilidad, suponen un enorme potencial para la industria energética.

En regiones rurales o aisladas los sistemas fotovoltaicos autónomos constituyen ya la solución de fondo y son parte fundamental e imprescindible para la garantía de las comunicaciones. A diferencia de los sistemas conectados a la red, los sistemas autónomos requieren de baterías para almacenar la energía que será consumida en los ciclos diarios.

### 1.5.1 PANORAMA MUNDIAL DE LA CONEXIÓN A LA RED.

A nivel mundial la potencia de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red prácticamente se duplica cada año desde 1998; como ejemplo, de 120 MW instalados en el 2000 la potencia creció hasta 200 MW en el 2001. Esta tendencia se mantiene y amplía en los últimos años (Fig. 1.14).

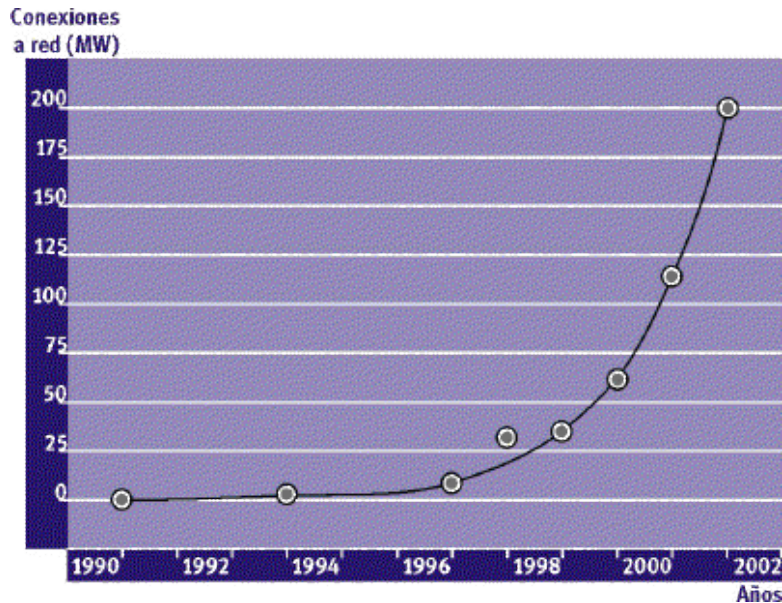


Fig. 1.14. Crecimiento mundial de los sistemas conectados a la red.

En esta aplicación de los sistemas fotovoltaicos se encuentran a la vanguardia Japón y Alemania, con 90 MW de sistemas instalados a la red en el 2001. Se confirma un crecimiento muy fuerte en los últimos años.

En un informe del Instituto del Medio Ambiente de la Comisión Europea, al pronosticar la evolución del crecimiento fotovoltaico mundial, se exponen las cifras siguientes, basadas en las llamadas hojas de ruta elaboradas para Japón, los Estados Unidos y la Comunidad Europea (Tabla 1.1).

Tabla 1.1. Pronóstico de crecimiento fotovoltaico mundial.<sup>1</sup>

AÑO	2000	2010	2020	2030
EEUU (MW)	140	3000	15000	25000
EUROPA (MW)	150	3000	15000	30000
JAPON (MW)	250	5000	30000	72000
<b>TODOS EL MUNDO (MW)</b>	<b>1000</b>	<b>14000</b>	<b>70000</b>	<b>140000</b>

<sup>1</sup> Instituto del Medio Ambiente de la Comisión Europea.

## **1.6 CRITERIOS DE DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Los elementos constituyentes de la instalación deben guardar entre si la proporción justa y equilibrada.

El dimensionado debe tener siempre en cuenta el posible perjuicio en el caso de una paralización de la instalación.

El cálculo de cada elemento debe abordarse en función de la necesidad razonable del usuario, capacidad económica de este y preferencias determinadas, siendo imprescindible que se recoja toda la información posible directamente de quienes van a ser los que disfruten la instalación, tratando de satisfacer sus requerimientos hasta el límite de lo posible.

Una instalación fotovoltaica no tiene ninguna limitación técnica en cuanto a la potencia eléctrica que puede producir, solamente motivos de economía y rentabilidad establecen una acotación al número de paneles y acumuladores a instalar.

Normalmente, al calcular producción y consumos, se hace empleando unidades de energía (es cómodo y practico utilizar el W.h).

A continuación, se describen las diferentes fases del diseño de un sistema fotovoltaico, con la finalidad de establecer indicaciones sobre su diseño.

### **1.6.1 VERIFICACIÓN DE LA APTITUD DEL LUGAR**

Presencia de sombras (vegetación, construcciones, alturas); nieblas o neblinas matutinas; precipitaciones en forma de nieve; y régimen de vientos.

Estas características determinan la ubicación del generador fotovoltaico, su exposición respecto al Sur geográfico, la mayor inclinación sobre el plano horizontal, y las características de las estructuras de soporte.

### **1.6.2 CUANTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD DIARIA DE ENERGÍA**

El parámetro a utilizar como punto de partida para el diseño de un sistema fotovoltaico es la energía requerida, atendiendo a las necesidades reales de los usuarios y a sus requerimientos concretos.

Todos los datos referentes a los consumos previstos deberán recopilarse y anotarse, a fin de proceder a una primera evaluación de los mismos.

Una vez determinadas, teórica o experimentalmente, las potencias consumidas por cada aparato, es preciso estimar los **tiempos medios** de utilización diarios, semanales, mensuales o anuales de cada uno de ellos, teniendo también en cuenta los posibles altibajos motivados por causas diversas, ya sean estas periódicas o no.

Los consumos de los usuarios aislados o conectados a red que hay que alimentar con el sistema fotovoltaico tienen que ser considerados en términos de energía diaria requerida.

Energía = Potencia \* tiempo de utilización

Por ejemplo:

-1 TV color 60W, utilizado 3 horas/día

-2 Lámparas de 15 W, a alimentar durante 5 horas/día

Energía diaria total necesaria =  $2 * 15W * 5 \text{ horas/día} + 1 * 60W * 3 \text{ horas/día} = 330 \text{ Wh/día}$ .

Observaciones:

- Solamente deben considerarse los puntos de luz que normalmente están encendidos, aunque haya más instalados.
- Los aparatos nunca estarán simultáneamente activos, de modo que la potencia punta es menor, por lo que puede suponerse un porcentaje debajo de la potencia total, obtenida sumando todas las potencias individuales de los aparatos. Este dato es importante para elegir el fusible de seguridad o el interruptor automático por exceso de intensidad.
- Si se utiliza un inversor, es preciso señalar si únicamente va a ser conectado a determinados aparatos, o si toda la red va a trabajar bajo tensión alterna. En el primer caso el rendimiento del convertidor afectará sólo a parte del consumo.
- En algunos casos en los que la carga de consumo incluye motores de cierta magnitud, hay que tener en cuenta que a veces se especifica su potencia dando el voltaje  $V$  y la intensidad  $i$  que consumen. La potencia real está dada por el producto  $iV$  multiplicado a su vez por el llamado “factor de potencia”. A falta de más información, puede estimarse un factor de potencia medio igual a 0.85.

En todo caso, las denominadas “cargas inductivas”, como motores, transformadores y otros dispositivos de uso corriente en los aparatos electrónicos de consumo, necesitan, en general, unos valores de  $i$  y  $V$  tales que su producto sea algo mayor que la potencia realmente consumida, por lo que debemos asegurarnos de que el inversor puede producir sin problemas los valores de  $i$  y  $V$  requeridos.

Conviene hacer especial mención de los llamados “consumos fantasmas”, los cuales, y dada la profusión de aparatos de muy diversa índole que contienen dispositivos electrónicos que

requieren una alimentación permanente incluso cuando el aparato no está en operación, pueden representar un considerable gasto de energía.

Normalmente dichos aparatos poseen un pequeño convertidor, externo o interno, que suministra un voltaje entre 6 y 24 voltios, necesario para mantener “vivas” algunas funciones secundarias de dicho aparato, como el reloj, el sistema de encendido remoto, etc., o para evitar el borrado de datos almacenados en memorias volátiles.

Aunque la intensidad de la corriente consumida por estos dispositivos es, en general, muy débil, como están permanentemente activados, el consumo diario no puede considerarse en absoluto despreciable.

Siempre que sea posible, se deberá desconectar *totalmente* el aparato cuando no se esté utilizando.

Un criterio de partida que sirve de base para el dimensionado de una instalación es el de conseguir, hasta el límite de lo razonable, que los consumos queden garantizados durante todo el período de utilización de la instalación, pero sin descartar que, en ocasiones excepcionales, puedan llegar a restringirse o incluso a tener que suprimirse ante el riesgo de estropear la instalación. Para ello se hace uso de las cifras estadísticas de radiación solar y otras variables, actuando con un cierto margen de seguridad para prevenir, en lo posible, fluctuaciones o desviaciones significativas respecto a lo esperado que, inevitablemente, se van a producir de vez en cuando.

Para servir de base al cálculo de la instalación han de tomarse, pues, los consumos del **mes más desfavorable del año**, entendiendo como tal aquel en que el cociente entre la energía solar incidente en horizontal y la energía consumida alcance el valor más bajo. En muchos casos dicho mes suele ser diciembre.

### **1.6.3 ELECCIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS**

La inclinación normalmente tiene que ser igual a la **latitud** del lugar, lo que es posible siempre que no haya exigencias de tipo arquitectónico que lo impidan

### **1.6.4 CÁLCULO DE LA POTENCIA PICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Con el fin de evaluar la energía que un panel puede producir diariamente en una determinada localidad, resulta útil el concepto del **número de horas de sol pico sobre la horizontal (H.S.P.)** del lugar en cuestión y que no es otra cosa que el valor de la energía H total incidente sobre una superficie horizontal de 1 m<sup>2</sup>.

El significado del nombre “horas de sol pico”, esto es, “horas de sol a una intensidad de 1000 W/m<sup>2</sup>” es el siguiente:

Desde el amanecer hasta que se pone el Sol, la intensidad que recibe un panel fotovoltaico horizontal varía continuamente. En un típico día claro crece por la mañana, alcanza su máximo al mediodía y decrece por la tarde. Sumando toda la energía recibida a lo largo del día, se obtendría el valor de H. en realidad, en los primeros momentos de la mañana y en los últimos de la tarde la intensidad es demasiado pequeña para que el panel produzca un voltaje apto para ser aprovechado, pero la pérdida de energía que este efecto supone es despreciable y no ha de ser considerada.

A efectos de cálculos energéticos sería lo mismo suponer que el panel está recibiendo una intensidad constante de 1000 W/m<sup>2</sup> durante un tiempo igual al número de H.S.P., puesto que, al coincidir dicho número de H.S.P. con número de KWh de energía incidente en todo el día, en ambos casos se llega al mismo valor de H.

La energía producida por un módulo es linealmente **proporcional** a la radiación solar incidente sobre la superficie de los módulos solares. Es, por tanto, necesario efectuar este cálculo basándose en las informaciones relativas a la radiación solar del lugar.

Esta metodología es utilizada en los cálculos de las dimensiones de una instalación fotovoltaica para determinar la cantidad de energía producida diariamente por un módulo fotovoltaico.

Con esta metodología de cálculo, conociendo el parámetro H.S.P. mensual del lugar, es posible calcular la potencia de pico del generador fotovoltaico:

Potencia pico del generador fotovoltaico=Petición diaria de energía/Horas equivalentes

El número de paneles a instalar estará dado por el cociente entre la potencia pico del generador fotovoltaico y la energía que realmente es capaz de producir cada panel a lo largo del día (la cual se estima un 10% menor que la potencia máxima teórica, que suele ser la potencia nominal que especifican los fabricantes).

### **1.6.5 EVALUACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE SISTEMA**

Es necesario tener en cuenta las pérdidas/caídas de tensión introducidas por los componentes que forman el sistema (baterías, regulador de carga, cables de conexión, etc.)

Suponiendo que las pérdidas totales del sistema sean aproximadamente del 30%, entonces es necesario aumentar en el mismo porcentaje la potencia de pico del generador fotovoltaico.

### 1.6.6 CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL INVERSOR

La potencia del inversor se determina de forma diferente, según se trate de un sistema conectado a red o de un sistema aislado.

En el primer caso, la elección del inversor está determinada por las características del campo fotovoltaico. Por ello, el tipo de inversor que hay que utilizar se puede identificar una vez decidida la potencia del generador fotovoltaico y, por tanto, el número de módulos fotovoltaicos.

Las características de funcionamiento que definen un convertidor de CC-CA son:

- Tensión nominal de entrada.
- Potencia nominal.
- Tensión de operación.
- Tensión nominal de salida.
- Eficiencia.

La tensión de entrada en un convertidor situado en una instalación fotovoltaica no va a ser siempre constante, por lo cual el aparato seleccionado debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un rango de operación del orden de un 15%. El valor nominal es un valor de referencia dentro del intervalo de actuación, que sirve para identificar el tipo de convertidor.

La eficiencia del convertidor es la relación entre la potencia que esta entrega a la utilización y la potencia que el convertidor extrae de los paneles o del sistema de acumulación.

El convertidor seleccionado deberá incorporar un automatismo de desconexión por falta de carga y estará protegido contra:

- a. Cortocircuitos.
- b. Sobrecarga.
- c. Inversión de polaridad en alimentación.

La resistencia al cortocircuito del convertidor será tal que se garantice su desconexión automática, y la sobrecarga admisible del convertidor asegurara el buen funcionamiento de la instalación.

En concreto, teniendo en cuenta el ejemplo utilizado para la evaluación de la necesidad diaria de energía (punto 1.6.2.), se observa que:

$$\text{Potencia total} = 2 * 15\text{W} + 1 * 60\text{W} = 90\text{W}$$

Lo que significa que hay que utilizar un inversor cuya potencia nominal sea superior a 90W

### 1.6.7. CALCULO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE.

El anclaje y la propia estructura deberán ser suficientes para garantizar su comportamiento estable frente a los vientos de máxima intensidad que cabe esperar en la zona y, como mínimo, resistirán velocidades de 150 km/h.

Para seleccionar la estructura de soporte se revisarán catálogos y estructuras pre armadas que faciliten la instalación y que estén construidas bajo norma.

## 1.7 SITUACION DE LA RADIACION SOLAR EN EL SALVADOR

Según datos del proyecto SWERA<sup>2</sup> y del proyecto Solarimetría de la UES<sup>3</sup>, cuyas conclusiones son similares a las de la Universidad Pedagógica de El Salvador, los promedios de radiación solar diarios son:

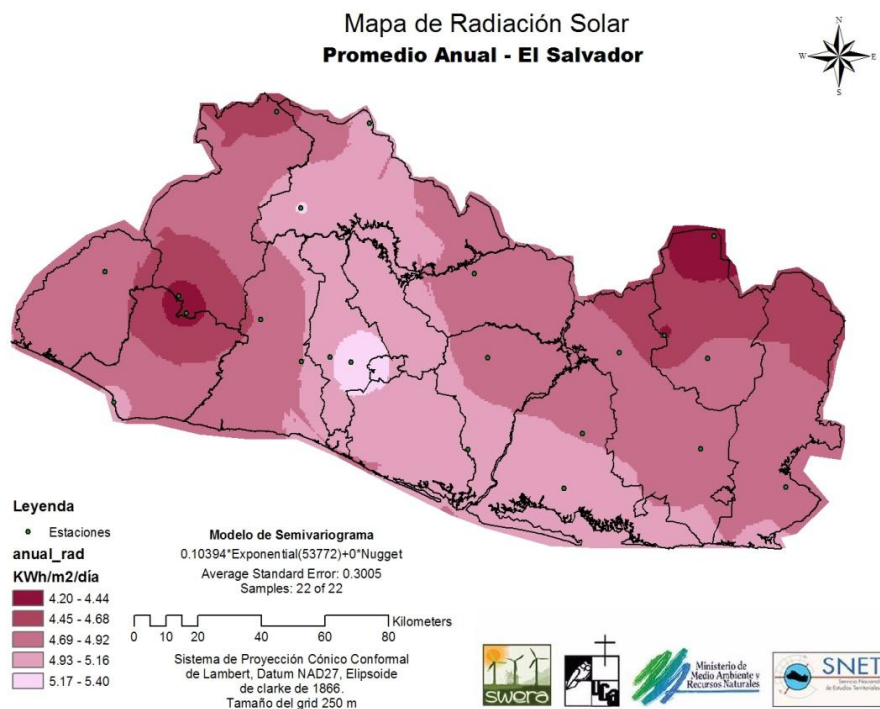


Fig. 1.15. Mapa de Radiación Solar. Promedio anual.

<sup>2</sup>Determinación del potencial solar y eólico de El Salvador. Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana “JoséSimeón Cañas”(UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN). 2005

<sup>3</sup>Departamento de Física, Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador.

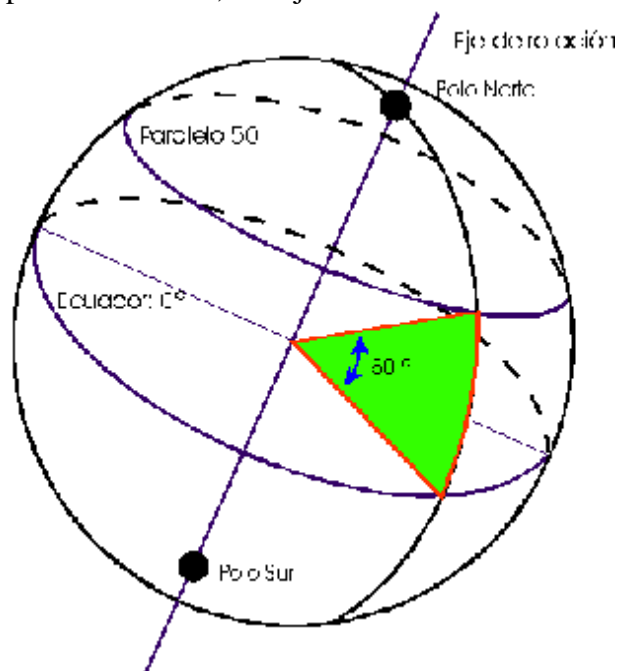
## 1.8 LOCALIZACION GEOGRAFICA DE LA INSTALACION

### 1.8.1. LINEAMIENTOS GENERALES.

Para poder localizar un punto sobre la superficie terrestre empleamos una red de líneas imaginarias que nos permiten determinar cualquier punto. Esas líneas son: los meridianos y los paralelos. Aquí nos ocuparemos de los paralelos, que son los que marcan la latitud.

Los paralelos son círculos concéntricos que se disponen paralelos (de ahí su nombre) al ecuador; al norte y al sur de éste. El ecuador es el círculo máximo perpendicular al eje de la Tierra que la divide en dos mitades iguales, el hemisferio Norte y el hemisferio Sur.

La latitud es el arco entre el ecuador y un punto de la Tierra medido en grados, y va de  $0^\circ$  donde está el ecuador (latitudes bajas) a  $90^\circ$  donde están los polos, uno al norte  $90^\circ$  N, y otro al sur  $90^\circ$  S (latitudes altas). Estos son los polos geográficos, y se encuentran justo en la intersección del eje de la Tierra con la superficie terrestre, o mejor dicho con la red de meridianos y paralelos.



*Fig. 1.16. Latitud de un punto.*

Además de los polos geográficos existen también los polos magnéticos, que son los puntos hacia los que señala una brújula. Los polos magnéticos están muy cerca de los polos geográficos, pero no coinciden exactamente. De hecho se van moviendo poco a poco cada año. A esta diferencia entre el polo geográfico y el polo magnético se le llama declinación magnética. La declinación magnética es tanto más importante cuanto más cerca estamos de los polos.

Si no está compensada, la parte de la brújula que señala hacia el polo se inclina un poco hacia el suelo. A este fenómeno se le llama inclinación magnética, y es producto de la forma de las líneas de fuerza magnética. Será tanto más acusada cuanto más cerca estemos del polo magnético, y justo cuando estemos en él, la aguja señalará hacia el centro de la Tierra.

Los paralelos más importantes son: los círculos polares Ártico y Antártico, los trópicos de Cáncer y de Capricornio y el ecuador. Esto no es casualidad, pero ¿cómo se determinan los trópicos y los círculos polares?

Como sabemos, el eje de la Tierra está inclinado con respecto a la perpendicular del plano de la eclíptica  $23^{\circ} 27'$ . Pues bien, éste es justo el paralelo donde se sitúan los trópicos:  $23^{\circ} 27'$  N el trópico de Cáncer y  $23^{\circ} 27'$  S el trópico de Capricornio. Entre estos dos paralelos los rayos del sol caen perpendicularmente dos veces a lo largo del año. Cuando los rayos del sol caen perpendicularmente en el trópico de nuestro hemisferio se da el solsticio de verano; cuando lo hacen en el trópico de otro hemisferio se da el solsticio de invierno; y cuando caen perpendicularmente sobre el ecuador se dan los equinoccios de primavera y otoño.

Determinar los círculos polares es muy sencillo. Sólo hay que restar a los  $90^{\circ}$  en los que se divide la latitud los  $23^{\circ} 27'$  de los trópicos.

$$90^{\circ} - 23^{\circ} 27' = 66^{\circ} 33'$$

Cuando los rayos del sol caen perpendicularmente sobre el trópico la latitud máxima a la que llegan los rayos del sol en el hemisferio contrario es  $66^{\circ} 33'$ . Los rayos del sol sólo iluminan los dos polos a la vez cuando caen perpendicularmente sobre el ecuador.

Cuando se retiran comienza una noche de seis meses, pero cuando amanece lo hace para estar sobre el horizonte las 24 horas del día durante los próximos seis meses. Es entonces cuando se pueden ver las «noches de sol».

Todo esto quiere decir que la latitud muestra la altura del sol sobre el horizonte, a mediodía, que es cuando el sol alcanza su punto más alto.

Para calcular matemáticamente la latitud debemos medir la altura del sol sobre el horizonte, pero como no podremos mirar directamente al sol, debemos valernos de la sombra de un objeto vertical al mediodía. Este objeto se llama gnomon y sirve como reloj de sol. Una vez que sabemos cuánto mide esa sombra debemos calcular el ángulo de incidencia resolviendo el triángulo rectángulo que forma la altura del gnomon y la longitud de su sombra. Para hallar el ángulo de un triángulo la fórmula es:

Tangente a = altura del gnomon / longitud de la sombra

Pero como no hemos medido el ángulo con el sol, sino una sombra, para hallar la latitud debemos considerar el ángulo inverso, es decir:  $\text{Latitud} = 90 - \text{Tangente a}$

Una vez calculado este ángulo debemos sumarle los grados que el sol está por debajo del ecuador o restarle los grados que el sol está por encima del ecuador. Este dato lo encontramos en unas tablas llamadas analema (ver Anexo 1)

Existen otros métodos, tomando como referencia cualquier estrella, pero hay que conocer cuál es la altura sobre el horizonte de esa estrella el día que miramos. No obstante hay dos puntos fijos. En el hemisferio norte el punto Norte lo marca la estrella Polar, y en el hemisferio sur el punto Sur lo marca el centro de la Cruz del Sur. Antiguamente, estas mediciones se hacían con un astrolabio.

### **1.8.2 UBICACIÓN DE EL SALVADOR.**

La República de El Salvador está localizada en la parte noroeste de Centroamérica, limita al norte y este con Honduras, en el extremo sureste con el golfo de Fonseca, al sur con el océano pacífico, y al oeste y noroeste con Guatemala. Geográficamente está ubicado entre las siguientes coordenadas:

Latitud  $13^{\circ} 9' \text{N} / 14^{\circ} 26' \text{N}$   
Longitud  $87^{\circ} 43' \text{O} / 90^{\circ} 08' \text{O}$

El Salvador es el país más pequeño y más densamente poblado de Centroamérica, tiene su meridiano estándar en  $89^{\circ}\text{O}$  (ver Figura 1.17 (a)). Su superficie es de  $21,041 \text{ Km}^2$ . El país está formado por una meseta central recortada por valles fluviales, entre los que destaca el valle del río Lempa, su cauce fluvial de mayor longitud. Esta meseta está flanqueada por dos cadenas montañosas de origen volcánico: la primera corre paralela al océano pacífico y la segunda constituye la frontera con Honduras. Posee una estrecha llanura costera en el pacífico de menos de 24 Km de anchura. En el extremo norte se localizan altas y escarpadas montañas. La meseta central tiene una altitud promedio de 600 m. El punto más alto del país es el volcán Santa Ana, con 2,385 m, situado en la cadena costera (ver Figura 1.17 (b)).

Desde el punto de vista climatológico, El Salvador se encuentra situado en la parte exterior del Cinturón Climático de los Trópicos, caracterizado por tener unas propiedades térmicas casi constantes durante todo el año y dos estaciones muy marcadas, una lluviosa y otra seca. Las precipitaciones se concentran casi exclusivamente durante la estación lluviosa, si bien, dentro de ella pueden aparecer grandes oscilaciones. Sus valores máximos suelen darse unas semanas después del paso del sol por su cenit.

La estación seca se presenta durante el semestre invernal que comprende los meses de noviembre a abril, presentándose las máximas temperaturas al final de la misma, en el mes de abril, antes del comienzo de la estación lluviosa. Otra característica del clima en este país son los Alisios, vientos predominantes de rumbo aproximando NE y los Nortes, que transportan aire frío procedente del Ártico hacia los trópicos. Se puede observar, también, un buen desarrollo del sistema que lleva aire del mar hacia tierra y sus zonas inmediatas. El viento se genera por el calentamiento desigual de la superficie de la tierra realizado por el Sol.

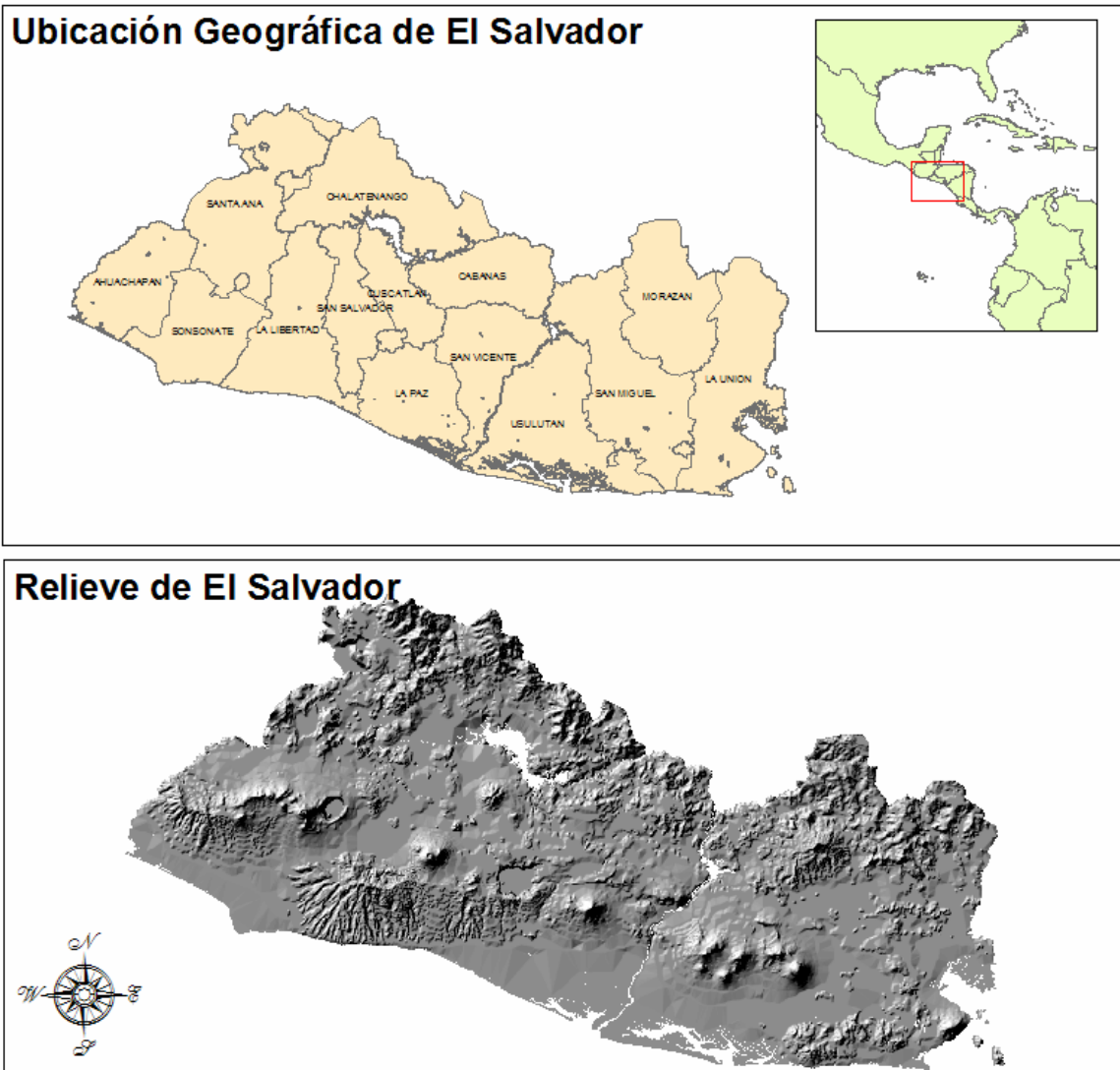


Fig. 1.17. (a) Ubicación geográfica y (b) Relieve de El Salvador

**CAPITULO II**  
**ANÁLISIS Y DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**  
**CONECTADA A LA RED.**

## 2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

### 2.1.1. IRRADIACIÓN E INSOLACIÓN DE LA ZONA:

**Irradiación:** También conocido como un SOL y para cálculos se establece un valor estándar<sup>4</sup> de 1000 W/m<sup>2</sup>, internacionalmente aceptado para medir respuestas de paneles fotovoltaicos con una temperatura de célula de 25°C.

$$Irradiación = 1000 \frac{W}{m^2}$$

**Insolación:** Es la cantidad de energía solar que se recibe durante la duración del día en un punto determinado del planeta.

Tomándose de antecedentes proporcionados por la Universidad Politécnica de El Salvador (ver Anexo 2) y la interpretación del mismo a través del software MATLAB, se tiene que el mes más desfavorable en el año 2008 fue Mayo y se produjo lo siguiente.

$$Insolacion = 4.142 \frac{KW \cdot h}{m^2}$$

Este valor será el que se tomara para el diseño de los sistemas fotovoltaicos. Esto con el fin de asegurar la menor producción en el año; ya que todos los demás meses tienen una producción por arriba de este valor (considerando los valores del año 2008 constante para los demás años)

### 2.1.2. TEMPERATURA AMBIENTE DE LA ZONA:

Temperaturas tomadas de SNET<sup>5</sup>: (Ver Anexo 3)

- Temperatura mínima anual.  $18^{\circ}C \leq T_{\min \text{ anual}} \leq 19^{\circ}C$
- Temperatura media anual.  $22^{\circ}C \leq T_{\text{media anual}} \leq 24^{\circ}C$
- Temperatura máxima anual.  $31^{\circ}C \leq T_{\max \text{ anual}} \leq 32^{\circ}C$

---

<sup>4</sup> Curso de Proyectista Instalador de Energía Solar (Fototérmica y Fotovoltaica) Censolar.Tomo 5: Sistema de Conversión eléctrica.

<sup>5</sup> Temperaturas anuales en El Salvador. Fuente SMN-CIAGRO/ SIG-SNET (Diciembre 2004)

### 2.1.3. RÉGIMEN DE VIENTOS:

El régimen de viento para la zona de San Salvador es de 10 Km/h de Norte a Sur aproximadamente<sup>6</sup> (ver Anexo 4)

### 2.1.4. PROYECCIÓN DE SOMBRA EN EL ÁREA A UTILIZAR.

Para la proyección de sombra, se evaluó el día con mayor generación de sombra; el cual resulta ser el solsticio de diciembre en el día 21 de dicho mes. Utilizando además las siguientes herramientas.

➤ Software:

Geosol: Se utilizó para la obtención de los valores de la carta solar, en la cual se muestra la hora desde que se pone el sol hasta que se oculta en dicha zona (ver Anexo 5).

*Tabla 2.1. Coordenadas solares.*

N°	Hora	Azimut $\gamma_S$	Altitud $\gamma_S$
1	06:24 a.m.	65.8°	0°
2	07:00 a.m.	63.4°	7.83°
3	08:00 a.m.	58.1°	20.56°
4	09:00 a.m.	50.2°	32.40°
5	10:00 a.m.	38.6°	42.64°

MATLAB: Para la obtención de los valores de insolación perdidos por la generación de sombra (En aquellos edificios que sea necesario su análisis de pérdida).

---

<sup>6</sup> Fuente: SIG-SNET [www.snet.gob.com.sv/meteorología](http://www.snet.gob.com.sv/meteorología)

➤ Sitio Web

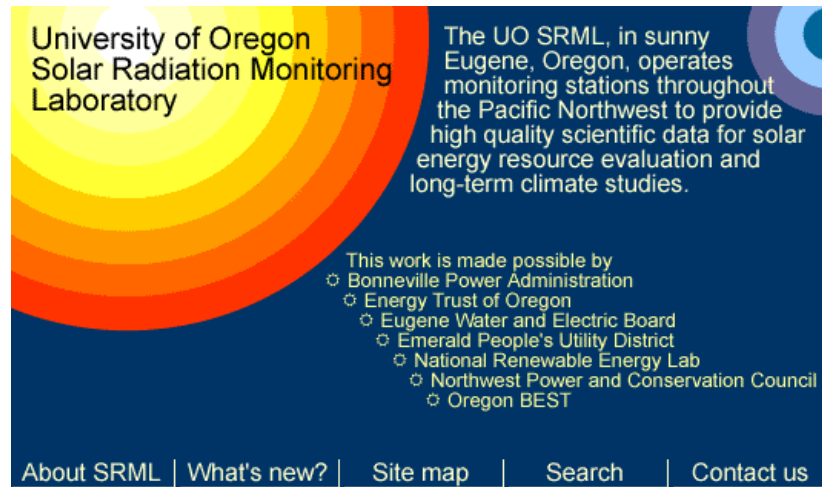


Fig. 2.1. Imagen del sitio web Solardat.

Solardat, en el cual se muestra la carta solar cilíndrica de cualquier zona, dicha carta se utiliza para graficar en ella los obstáculos que generan sombra a las distintas horas del día (ver Anexo 6)

## 2.2 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO EDIFICIO DE ADMINISTRACIÓN ACADÉMICA. FIA-UES

### 2.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.



Fig. 2.2. Ubicación del edificio de Administración Académica. FIA-UES.

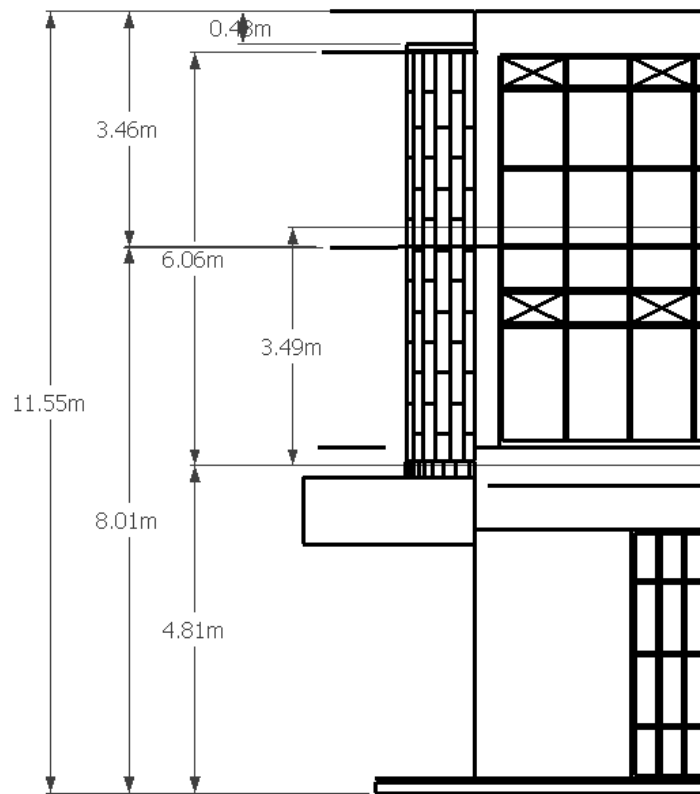
Latitud y longitud (tomado de Google Earth): **13.7206°N ; 89.2015°O**

➤  $msnm = \text{Nivel de la superficie de la FIA} + \text{Altura de Edificio}$

Donde el Nivel de la superficie de la FIA fue tomado de Google Earth y la Altura del edificio de los planos del mismo. La altura del edificio<sup>7</sup> es de 11.550 m.

$$msnm = 697.000 + 11.550 = 708.550$$

$$msnm = 709.550$$

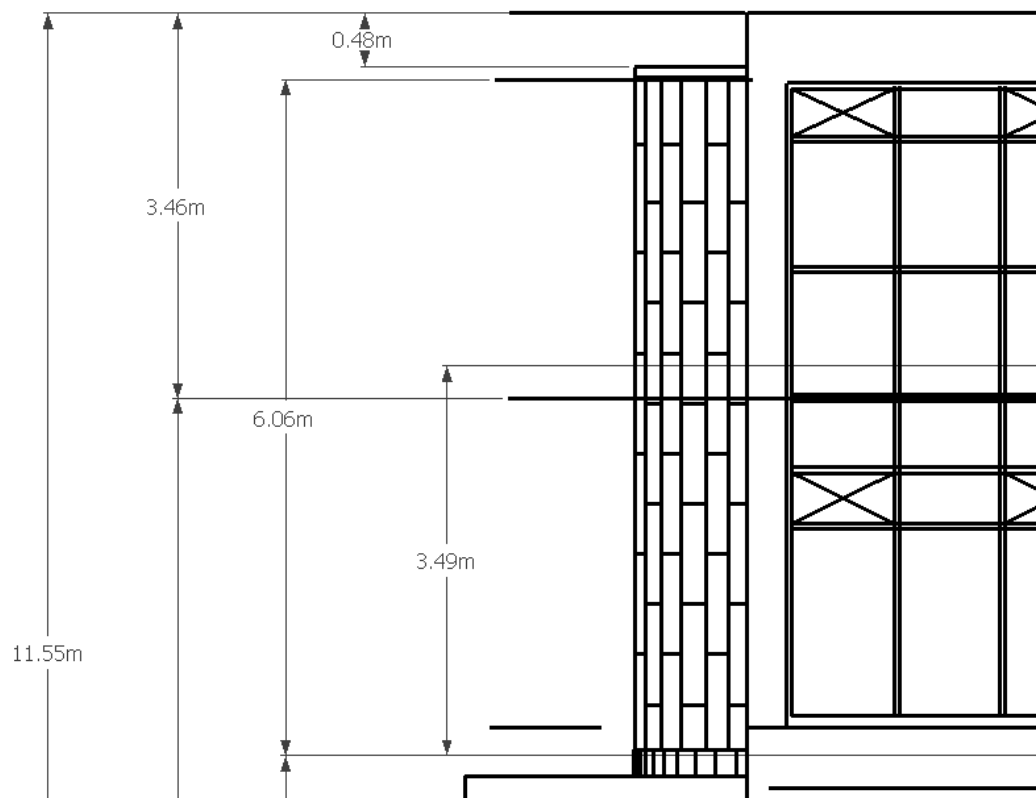


*Fig. 2.3. Alturas del edificio de Administración Académica*

<sup>7</sup>Datos obtenidos de la Administración Académica Central.

## 2.2.2. PROYECCIÓN DE SOMBRA.

El edificio tiene un detalle arquitectónico en la parte superior que podría ser un generador de sombra. La pestaña tiene una altura de 0.480 m y la estructura donde se montarán los paneles tiene una altura de 1 m por lo que esta estructura no representa un obstáculo para los rayos solares, tal como se muestra en la siguiente imagen.



*Fig. 2.4. Evaluación de los puntos críticos de proyección de sombra del edificio (Vista lado Este del edificio).*

Lo objetos externos al edificio que generan sombra al este son dos árboles y dos edificios de aulas (edificio “C” y “B”), los cuales se identifican que generan sombras en unas horas de la mañana, y el edificio de Biblioteca al oeste, los cuales se identifican que en horas de la tarde generan sombras también.

Ahora conociendo estos datos, se procede a identificar las horas en las que estos objetos producen sombra en la instalación, por medio del triángulo de rectángulos y las definiciones de las funciones trigonométricas, encontrando el ángulo adyacente de la sombra, asumiendo que las sombras inciden en un solo punto como se muestra en la figura 2.5, estando cerca del área optima a utilizar y el centro del lado este de ella

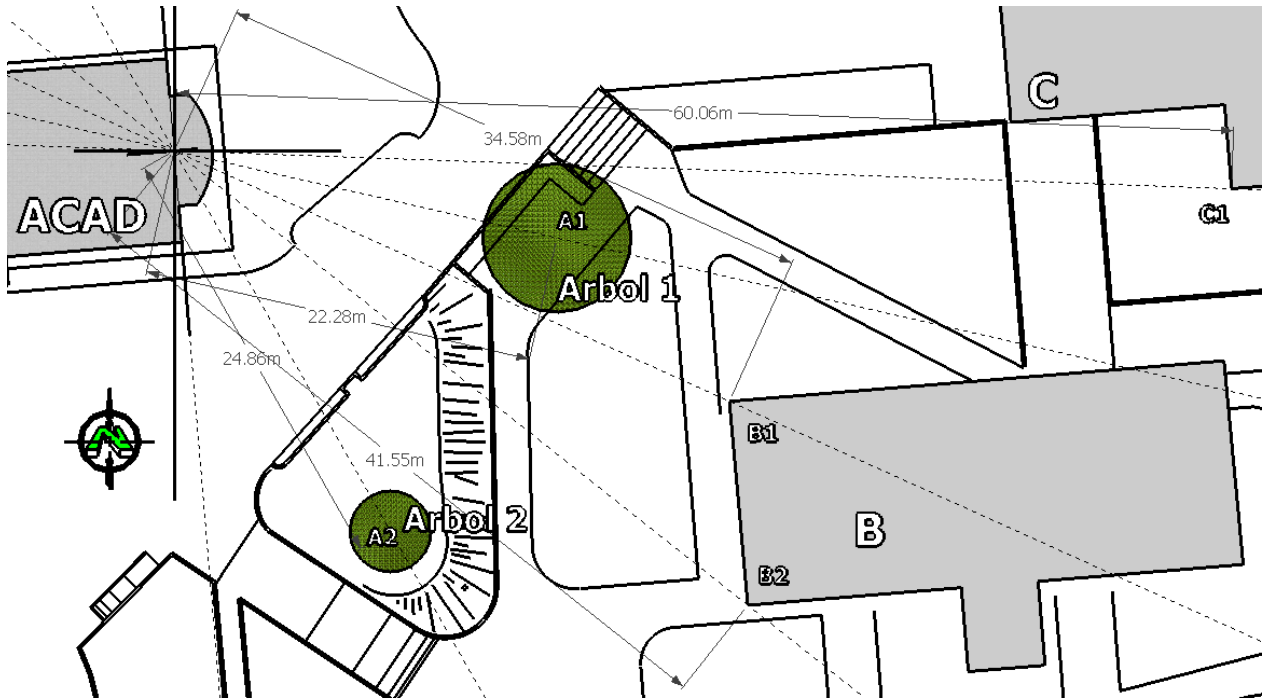


Fig. 2.5. Ubicación de los puntos críticos de proyección de sombra en la mañana.

Con la figura 2.5 se localizan ciertos desniveles que se encuentran al lado “Este” del árbol 2, ese desnivel tiene 2 m, la diferencia entre dicho desnivel y la altura del edificio “B” y también la del árbol 1 se muestran en la tabla 2.2, esto es para mantener un nivel de referencia en cada punto. Se determinó que el nivel de referencia es la superficie de la AAFIA, en este mismo nivel se encuentra el edificio “C”.

Teniendo esto claro se procede a encontrar la latitud, o mejor dicho el ángulo adyacente que generaría la sombra con respecto al sol, suponiendo que este se encuentra en paralelo con la hipotenusa, representada en la figura 2.6, con todo este se pretende determinar si genera o no sombra a ciertas latitudes del sol.

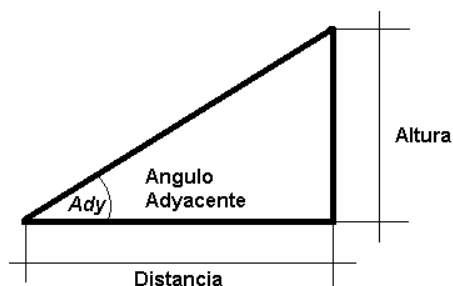


Fig. 2.6. Representación de la posible sombra.

Con la siguiente definición trigonométrica se procede a encontrar el ángulo o la latitud del sol, sin importar su azimut, ya que este se asume que distribuye la luz por todas las direcciones.

$$\tan \text{Ady} = \frac{\text{Altura}}{\text{Distancia}} \text{Ady} = \tan^{-1} \frac{\text{Altura}}{\text{Distancia}}$$

Los resultados se representan en la tabla 2.2.

*Tabla 2.2. Puntos de referencia para factores de sombra.*

<b>Referencia</b>	<b>Altura (m)=H<sub>objet</sub>-H<sub>sn</sub>- H<sub>edif</sub></b>	<b>Distancia (m)</b>	<b>Latitud (°)</b>	<b>Azimut (°)</b>
<b>C1</b>	14.89-11.55=3.34	60.06	3.18	87.95
<b>A1</b>	13.5-11.55=1.95	22.28	5.00	77.17
<b>B1</b>	14.89-2-11.55=1.34	34.58	2.22	65.71
<b>B2</b>	14.89-2-11.55=1.34	41.55	1.85	51.61
<b>A2</b>	17-11.55=5.45	24.86	12.36	29.60

Teniendo los datos de la tabla 2.1 y la tabla 2.2, se compara cuál de los objetos externos al edificio crea sombras. Se identificó que en las horas, desde 6:24 am hasta las 7:00 am, hay sombras. Después de esa hora ya no habrá sombras, ya que la latitud mayor presentada en los objetos fue de 5.00° en ese lapso de tiempo y la latitud del sol las 7:00 am es de 18.97°, entonces cubre la latitud de la sombra en ese punto, pudiéndose generar energía fotovoltaica en todo el área del plafón de la Administración académica de la FIA.

Este proceso se repite para la parte “Oeste” del edificio teniendo los siguientes valores de la tabla 2.3.

*Tabla 2.3. Coordenadas solares a diferentes horas*

<b>N°</b>	<b>Hora (pm)</b>	<b>Azimut <math>\gamma_s</math></b>	<b>Altitud <math>\gamma_s</math></b>
<b>1</b>	03:00	-70.3°	46.43°
<b>2</b>	04:00	-70.7°	32.68°
<b>3</b>	05:00	-69.6°	18.97°
<b>4</b>	06:00	-67.1°	05.42°
<b>5</b>	06:24	-65.8°	00.00°

Se representan las posibles sombras en la figura 2.7, que ocasionarían pérdidas en la generación de electricidad en horas de la tarde.

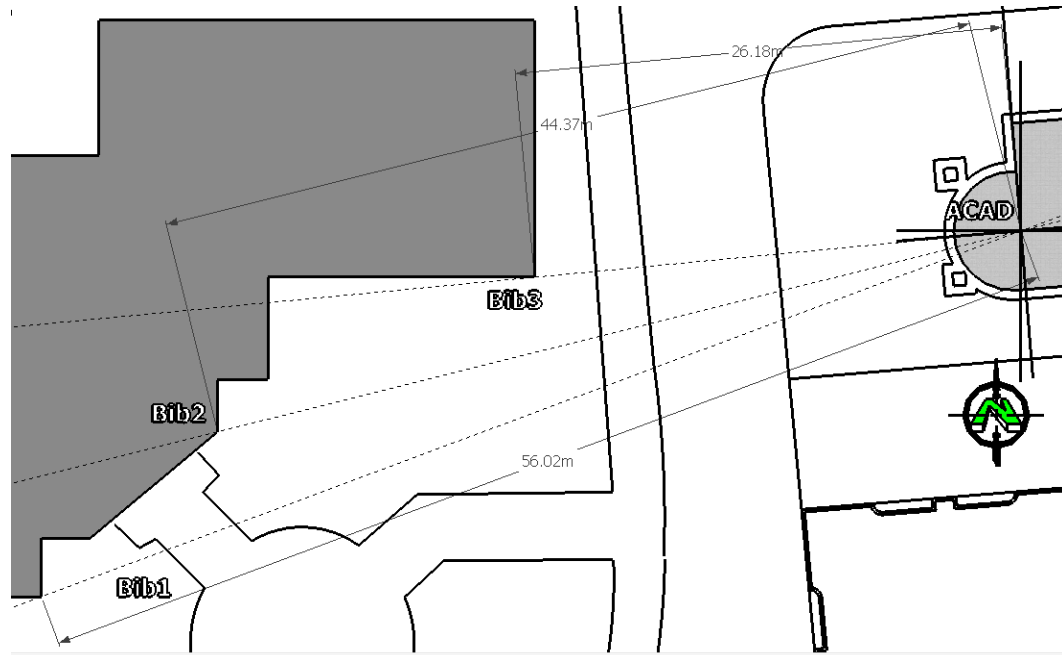


Fig. 2.7. Ubicación de los puntos de sombra en las horas de la tarde.

Haciendo uso de la herramienta de carta solar de Geosol y graficando las horas de pérdida solar se obtiene la tabla 2.4.

Tabla 2.4: puntos de referencia de los elementos generadores de sombra.

Referenci a	Altura (m)= $A_{\text{edifBib}}-A_{\text{edfAcad}}$	Distancia (m)	Latitud(°)	Azimut(°)
<b>Bib1</b>	12.5-11.55=0.95	56.02	0.97	84.58
<b>Bib2</b>	12.5-11.55=0.95	44.37	1.23	76.00
<b>Bib3</b>	12.5-11.55=0.95	26.18	2.08	69.59

Comparando los datos de la tabla 2.3 y la tabla 2.4, se tiene que la latitud del elemento Bib3 tiene una latitud de 2.08° y la del sol es de 5.00°, a la hora de las 6:00 pm, esto nos quiere decir que dejara de producir energía eléctrica los paneles solares después de esta hora.

Para este edificio las pérdidas no son significativas ya que en el área útil que se muestra a continuación no existen sombras dentro de ella sino que fuera de esta.

### 2.2.3. ÁREA ÚTIL

El área total del plafón del edificio es de 418 m<sup>2</sup>, siendo este el área disponible o útil, así como se muestra en la siguiente figura.

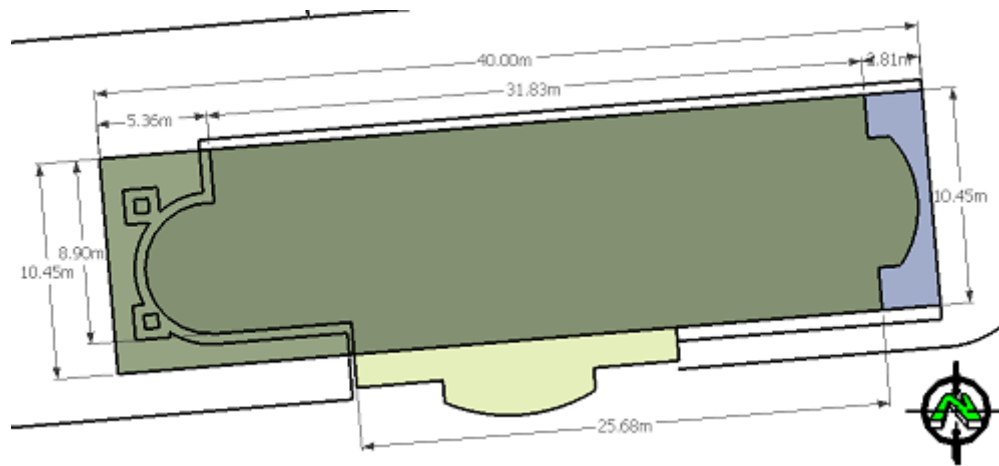


Fig. 2.8. Área total útil del plafón de la AAFIA (418 m<sup>2</sup> de color verde y azul), y de color amarillo área sin uso.

### 2.2.4. CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO.

a. Datos de potencia y tiempo, proporcionados por la escuela de ingeniería eléctrica. Los datos proporcionados fueron las siguientes potencias (ver Anexo 7)

La Energía del tablero general del edificio.

$$ETG = 736.520 \text{ Kwh/d}$$

Este edificio cuenta con dos sub-tableros en el tablero general para los compresores de los aires acondicionados.

La Energía del sub-tablero de los compresores del aire acondicionado A.

$$ETCA = 278.340 \text{ kwh/d}$$

La Energía del sub-tablero de los compresores del aire acondicionado B.

$$ETCB = 203.010 \text{ kwh/d}$$

- b. Interpretación de datos obtenidos.
- c. La Energía consumida por las luminarias, equipos etc., en el edificio de la Administración Académica de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura es la siguiente.

$$E_{consumida} = ETG - ETCA - ETCB$$

$$E_{consumida} = 736.520 - 278.340 - 203.010 \text{ kwh/d}$$

$$E_{consumida} = 255.170 \text{ kwh/d}$$

- d. Distribución de potencia.

Para el edificio de la Administración Académica de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura la distribución de potencia se hará de forma cualitativa, la cual se realizara por medio de un inventario de aparatos domésticos, luminarias, etc., y un aproximado de los equipos que se conectan a los tomas del edificio, teniendo así en la tabla 2.5 lo siguiente.

*Tabla 2.5. Inventario de elementos eléctricos de la AAFIA*

<b>Cantida</b>	<b>Tipo</b>	<b>Descripción</b>
<b>73</b>	Lámparas fluorescentes	4 tubos por lámpara
<b>41</b>	Ojos de buey	Iluminación
<b>26</b>	Computadoras	NA
<b>7</b>	Máquinas de escribir	NA
<b>2</b>	Fotocopiadoras	NA
<b>5</b>	Fax	NA
<b>5</b>	Scanner	NA
<b>5</b>	Conto-metros	NA
<b>3</b>	Oasis	NA
<b>3</b>	Cafeteras	NA
<b>1</b>	Refrigeradora, Microondas, Televisor, UPS, Destrucción de papel, Saca punta, Ventilador de techo, Horno, Tostador	NA

## 2.2.5. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

### a. Primer Método.

Como se definió al principio las pérdidas por sombra no se ocasionaron, se considera constante por todo el año y retomando el mes más desfavorables se tenía que la insolación es de 4.412 KWh/d

➤ Selección de Panel fotovoltaico.

El panel seleccionado es un Kyocera Policristalino modelo KD205GH-2PU (ver Anexo 8) Con una corriente de corto circuito de 8.360 A y un voltaje de circuito abierto de 33.200 V.

➤ Selección del Inversor.

El inversor a utilizar es un SunnyBoy **SB 7000 US** (ver Anexo 9). Con un voltaje máximo DC de 600 V y una corriente máxima DC de 30 A, posee un numero de 3 String.

Teniendo  $I_{SC} = 8.360$  A en panel y el inversor una corriente de 30 A (DC).

Se tiene que si se conecta una fila de paneles en serie, cada string la corriente que se estaría aplicando al inversor seria de:

$$I_{aplicada\ a\ inv} = I_{sc} * N^{\circ} String$$

Como el número de string son 3, (figura 2.9), “N” y “M”, la corriente aplicada sería la siguiente.

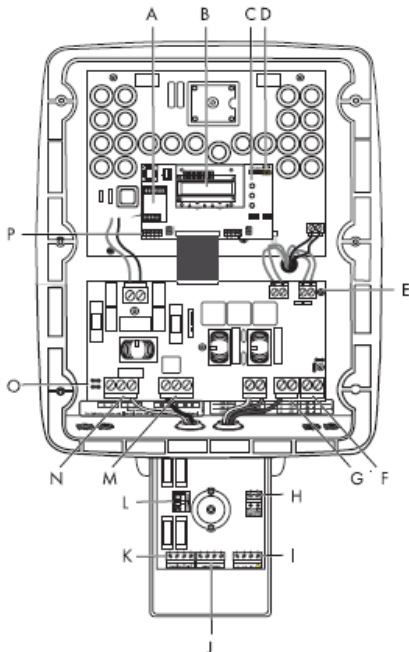


Fig. 2.9. Muestra de parte interna del inversor SB7000, donde N; DC+ y M; DC-.

$$I_{aplicada\ a\ inv} = 8.360 * 3 = 25.080 \text{ A}$$

Ahora bien con la siguiente ecuación se encuentra la potencia por string:

$$Potencia\ por\ String = \frac{POT_{NOMAC\ del\ inversor}}{N^{\circ}\ de\ entradas\ a\ usar * \eta_{inversor}}$$

Donde  $\eta_{inversor}$  es la eficiencia del inversor

$$Potencia\ por\ String = \frac{7000 \text{ W}}{3 * 0.960} = 2,430.550 \frac{\text{W}}{\text{String}}$$

$$Potencia\ por\ String \cong 2.430 \frac{\text{KW}}{\text{String}}$$

El número de Módulos por String se obtiene a través de la siguiente ecuación;

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = \frac{POT_{String}}{POT_{Modulo}}$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = \frac{2430.550 \text{ W}}{205 \text{ W}} = 11.860$$

Se aproxima al entero superior obteniendo que;

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String \cong 12 \text{ Modulos}$$

El número de módulos por inversor será entonces.

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = N^{\circ}\ Modulos * N^{\circ}\ String$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = 12 * 3$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = 36$$

Para determinar el número de inversores se tomara el área del módulo, teniendo que el área del panel = 1.500 m x 0.990 m = 1.485 m<sup>2</sup>

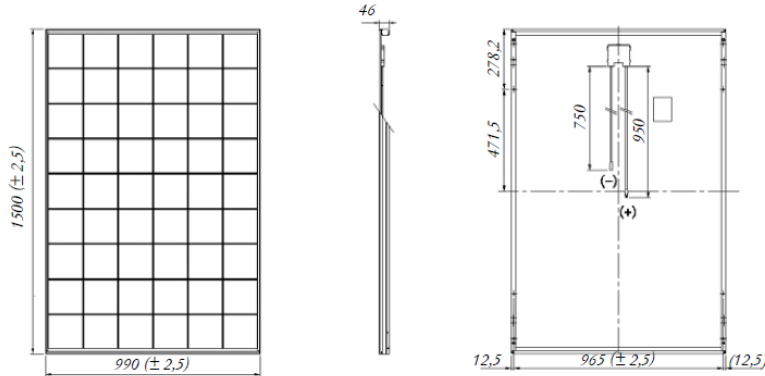


Fig. 2.10. Medidas del Panel KD205GH-2PU

La distancia vertical que podría tener vista en posición de planta de la Administración, este dispone en el plafón del edificio un valor 10.450 m, donde dicha distancia deber ser igual a:

$$DistanciaVertical = Longitud_{panel} * N^{\circ}Filas_{panel}$$

Pero se debe de dejar un margen para el mantenimiento de 1 m, estos serán tanto en medio y el lado sur del plafón. Entonces esto nos deja un margen de 8.450 m.

Despejando la ecuación anterior se encuentra el número de filas de paneles que podría tener o serán posibles alojar;

$$N^{\circ}Filas_{panel} = \frac{Distanciavertical}{Ancho_{panel}}$$

$$N^{\circ}Filas_{panel} = \frac{8.450 \text{ m}}{0.990 \text{ m}} = 8.530 \text{ Filasdepanel}$$

$$N^{\circ}Filas \cong 9$$

Ahora se procede a encontrar el número de columnas de paneles que sea posible o podría tener en el plafón este tiene una longitud de 40 m, pero para ello hay que quitarle 1 m para la separación entre los paneles (2 m), también 1 m entre los bordes del edificio (1 m a la izquierda y 1 m a la derecha) y los paneles, entonces se obtiene un valor de 36 m:

$$DistanciaHorizontal = N^{\circ}Columnas * Ancho_{Modulo}$$

$$N^{\circ}Columnas = \frac{DistanciaHorizontal}{Ancho_{Modulo}} = \frac{36 \text{ m}}{1.500 \text{ m}} = 24$$

$$N^{\circ}Columnas = 24$$

Se selecciona la estructura para alojar los paneles el cual será de la marca CONERGY con el nombre del modelo de SOLARGIGANT II (ver Anexo 10), este posee las medidas en bruto de 10 x 5 m, se eligió este modelo porque da mucha flexibilidad a la instalación de los paneles y no estaría sobre dimensionado así como se muestra a continuación para encontrar el número de columnas y filas que deberá tener cada módulo estructural.

Los diseñadores de la estructura recomiendan que por cada panel instalado debe restársele 0.008 m (8 mm), para alojar los pernos.

Ahora con esto se procede a encontrar el número de filas que deberá o tendrá que tener el sistema.

$$N^{\circ}Filas_{panel} = \frac{Distancia\ vertical\ de\ la\ estructura}{Ancho_{panel}}$$

$$N^{\circ}Filas_{panel} = \frac{5\ m}{0.990\ m} = 5.050 \cong 5\ filas\ de\ paneles$$

Ahora esta cantidad de paneles sería si y solo si, fuera sin la intervención de los tornillos para la sujeción de los paneles en la estructura.

Entonces la cantidad de filas por panel sería de: **4 filas de paneles por estructura.**

El área útil del edificio tiene la capacidad de alojar hasta 9 paneles, pero por motivos de adecuación y espacio sólo se tomarán 8 paneles, para que sea un número par, sobrando aproximadamente 1 m más para una adecuada ubicación.

Ahora se encuentra el número de columnas de paneles que deberá tener o podrá alojar la estructura, pero aquí ya no hay influencia en el dimensionamiento por los tornillos, ya que este sólo afecta el riel o el lado vertical de la estructura, con esto se tiene que:

$$Distancia\ Horizontal = N^{\circ}_{Columnas} * Ancho_{Módulo}$$

$$N^{\circ}_{Columnas} = \frac{Distancia\ Horizontal\ de\ la\ estructura}{Ancho_{Módulo}} = \frac{10\ m}{1.5\ m} = 6.67$$

$$N^{\circ}_{Columnas\ de\ paneles} \cong 6$$

Ahora con estos datos obtenidos se puede encontrar el número de filas y columnas de estructuras que puede alojar el edificio en sí.

Encontrando el número de filas con la siguiente ecuación:

$$\text{númerodefilas} = \frac{\text{N}^\circ \text{defilasquepuedealojareledificio}}{\text{N}^\circ \text{defilasquesedeseainstalar}}$$

$$\text{numerodefilas} = 8_4 = 2$$

Esto sucederá, si y solo si, el número de filas que podría alojar el edificio era menor de 9, es decir sobraba espacio de filas entonces se tiene que:

**El número de filas máximas de estructuras que puede alojar el edificio es de 2, con este tipo de diseño.**

Encontrando el número de columnas con la siguiente ecuación:

$$\text{Númerodecolumnas} = \frac{\text{N}^\circ \text{decolumasquepuedealojareledificio}}{\text{N}^\circ \text{decolumasquesedeseainstalar}}$$

$$\text{Númerodecolumnas} = 24_6 = 4$$

Pero esto no puede ser posible, ya que la estructura mide de largo 10 m y el plafón del edificio es de 40 m de longitud, entonces este quedaría muy ajustado, lo que se pretende es dejar un margen de mantenimiento adecuado entre los paneles y los bordes del lado izquierdo y derecho del edificio, teniéndose entonces que:

**El número de columnas máximas de estructuras que puede alojar el edificio es de 3, con este tipo de diseño.**

**Teniendo que el edificio tiene la capacidad de alojar 6 estructuras, con una cantidad de paneles de 144 en total de ellos, con alojamiento 24 paneles por estructura.**

Con el número de paneles que se pueden colocar se tiene que el total o el número de inversores serán:

$$N^\circ_{\text{Inversor}} = \frac{\text{TotaldePaneles}}{\text{N}^\circ \text{modulosporInversor}} = \frac{144}{36} = 4$$

Este número de inversores no es adecuado por el tipo de conexión de la acometida del edificio, ya que esta conexión es trifásica, entonces debe de existir una relación de un inversor por fase y como esta cuenta con tres, se tiene que:

$$N^\circ_{\text{Inversor}} \cong 3.00$$

Este número de inversores es ideal, porque se hace una buena repartición de carga o equilibrio.

**Si se tiene que el número de inversores es de tres y un número de 12 paneles por string, utilizando tres de estos mismos, se tiene que el número de paneles totales es 108, y utilizando 5 estructuras, dejando un espacio de 12 paneles más.**

Encontrando la Potencia Pico a suplir:

$$P_{\text{Pico}} = N^{\circ} \text{ de Inversores} * \text{Potencia AC}_{\text{nom del Inversor}}$$

$$P_{\text{Pico}} = 3 * 7000 \text{ W} = 21 \text{ kw}_p$$

Y teniéndose un día solar de 4.142 hrs. Se tiene que:

$$\text{Energía a Suplir} = P_{\text{pico}} * \text{Dia Solar} = 21 \text{ kw}_p * 4.142 \text{ h}$$

$$\text{Energía a Suplir} = 86.982 \text{ kwh/d}$$

$$\text{Energía a Suplir} = 87 \text{ kwh/d}$$

$$\% \text{Cubierto del Edificio} = \frac{\text{Energía diaria SFV}}{\text{Energía diaria Edificio}} * 100\%$$

$$\% \text{Cubierto del Edificio} = \frac{87}{255.17} * 100\%$$

$$\% \text{Cubierto del Edificio} = 34.087 = 34.1\%$$

**El porcentaje que se alcanza a suplir está por arriba del objetivo a alcanzar, que era un 30 % deseado en un 4.1 %.**

Finalmente se debe asegurar un mejor rendimiento del sistema y esto se logra verificando que los datos obtenidos anteriormente estén dentro de los parámetros de seguridad adecuados los cuales se obtiene de la siguiente manera.

La potencia total generada por los módulos no debe ser mayor que 1.20 veces la potencia nominal AC del inversor. Esto con la finalidad de no superar la máxima potencia DC del inversor.

Potencia generada por los módulos  $\leq 1.2$  (Potencia nominal AC del inversor)

$$\begin{aligned} Pot_{\text{generada por modulo}} &= Pot_{\text{tipica del Modulo}} * N^{\circ}_{\text{Modulos por entradas}} \\ &* N^{\circ}_{\text{Entradas por Inversor a usar}} \end{aligned}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} = 205 \text{ W} * 12 * 3 = 7380 \text{ W}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos}$$

$$\leq 1.2 * \text{Potencia nominal AC del inversor}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} \leq 1.2 * 7000 \text{ W}$$

Potencia generada por los modulos  $\leq 8400 \text{ W}$

$$7380\text{W} \leq 8400\text{W}$$

El voltaje producido por cada arreglo en serie de módulos no debe ser mayor al 80% del valor de voltaje de aislamiento del inversor:

$$\text{Voltaje por entrada (String)} \leq 0.8 (\text{Voltaje de aislamiento del inversor})$$

Donde:

Voltaje de aislamiento del inversor no es más que el máximo voltaje DC del inversor.

Voltaje por entrada, es la multiplicación del número de paneles a usar por entrada (string) por el voltaje de circuito abierto del panel (ver hoja característica).

$$\text{Voltaje producido por entrada} = 12 * 33.2 \text{ V} = 398.4 \text{ V}$$

$$\text{Voltaje producido por entrada} = 398.4 \text{ V}$$

$$V_{\text{producido por entrada}} \leq 0.8 * V_{\text{aislamiento del inversor}}$$

$$398.4 \leq 0.8 * V_{\text{aislamiento del inversor}}$$

$$398.4 \leq 0.8 * 600\text{V}$$

$$398.4 \leq 480\text{V}$$

## b. Segundo Método.

- Comparación y ajuste de datos a través del software SunnyDesign.

El software SunnyDesign es una herramienta de complemento para la validez de los cálculos realizados en el primer método, dicho simulador toma los siguientes parámetros:

Región, País, Localidad, temperatura mínima del módulo, temperatura de diseño y temperatura máxima, ángulo de inclinación del panel, azimut del panel, tipo de panel y tipo de inversor, entre otras. Es una herramienta de fácil manejo, para lo cual se detalla una explicación ilustrativa del cálculo para el edificio en análisis.

Lo primero que se hace es dar doble clic al icono de *SunnyDesing*, que se encuentra en la pantalla del escritorio, apareciendo luego la Ventana de bienvenida del Software, *SunnyDesign*<sub>VI.5</sub>.



Fig. 2.11. Pantalla de bienvenida de la herramienta Sunny Design

Por ser un proyecto nuevo a calcular se da clic izquierdo en el comando de **Nuevo Proyecto**, teniendo así la ventana siguiente:



Fig. 2.12. Introducción de variables regionales y panel a utilizar.

La ventana presentada es el primer paso de diseño y simulación en el cual se introducen y seleccionan los siguientes valores presentados de forma ilustrada en la figura 2.13.

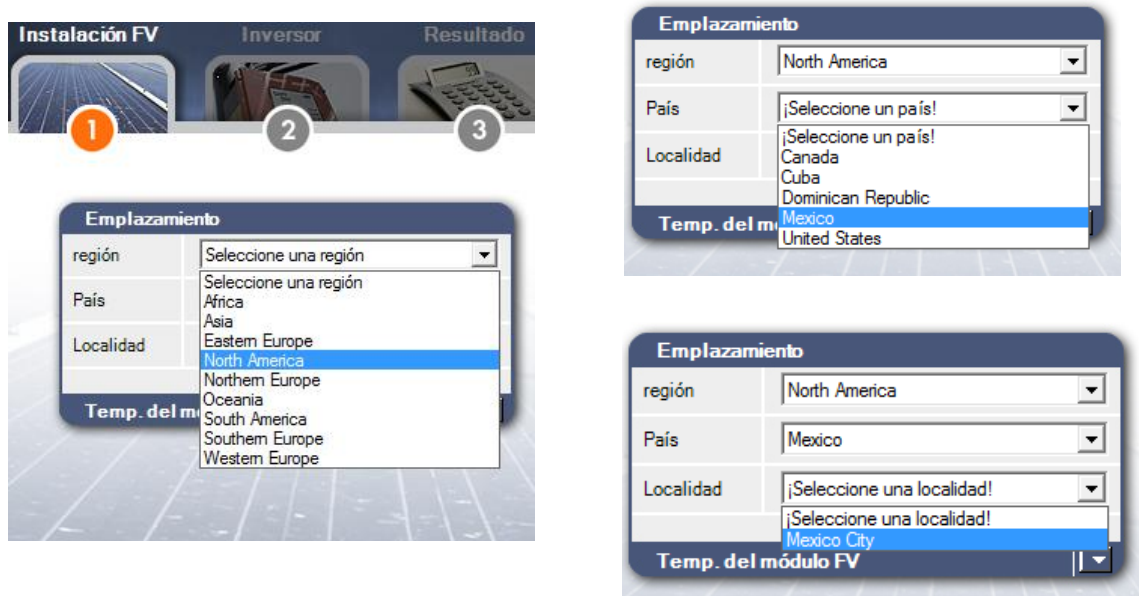


Fig. 2.13.a) Región, b) País y c) Localidad

**Emplazamiento:** Este hace referencia a la selección de la ubicación del sistema y su ambiente con respecto a la temperatura ya que este es un parametro que influye en la eficiencia y generacion de la energía.

**Región:** Se selecciona la región de *Norte America* debido ha que, la región de Centro America no se encuentra a disposición.

**País:** Se selecciona el pais de *México*, siendo este el que está más cercano en latitud respecto a la de El Salvador.

**Localidad:** se selecciona *Ciudad de Mexico*.

**Temperatura del Modulo FV:** Introducimos o seleccionamos los valores de temperatura mínima ( $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), media ( $22\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y máxima temperatura de la región del país ( $32\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) como se muestran en la figura 2.14.

Temp. del módulo FV	
Temp. FV mínima [°C]	18
Temp. de dimensionamiento [°C]	22
Temp. FV máxima [°C]	32

Fig. 2.14. Temperatura del Panel

### Ángulo de Inclinación.

Se desmarca la opción de *Optimizado*, luego introducimos o se selecciona el valor del ángulo de inclinación, que para este caso es de **15°**. Debido ha que el plafón del edificio de académica, no cuenta con esa inclinación y es la recomendada conforme a la altitud de la región de El Salvador que son de 15°.

Ángulo de inclinación	
Ángulo de inclinación	15
<input type="checkbox"/> optimizado	




Fig. 2.15. Ángulo de inclinación del panel.

### Ángulo Azimutal.

Primero se desmarca la opción de *Seguimiento*, se introduce o selecciona el valor del ángulo de desfase del panel respecto al sur geográfico, el cual es de **-5°** Sur-Este.

Ángulo acimutal	
Acimut	-5
<input type="checkbox"/> Seguimiento	



Fig. 2.16. Ángulo Azimutal del panel a -5°.

### Módulos.

Presenta una lista de paneles solares de los diferentes fabricantes, seleccionando para el diseño sistema, el modelo del panel **KD205GH-2PU**:

Se selecciona el fabricante, del panel fotovoltaico:

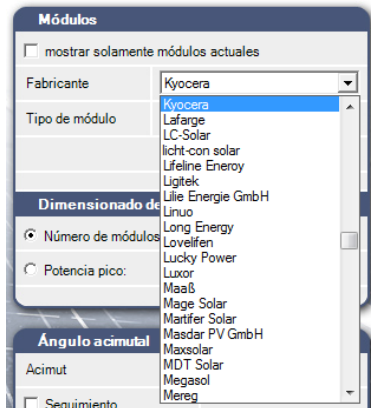


Fig. 2.17. Tipo de Modulo según fabricante.

Luego de haber seleccionado el fabricante se procede a seleccionar el modelo el panel fotovoltaico:

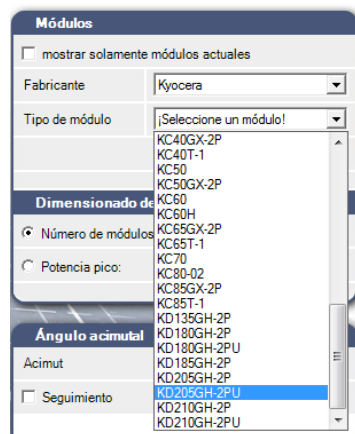


Fig.2.18. Selección del Módulos

Despues de la selección del panel se hace el dimensionamiento, siendo este el numero de paneles o modelos a utilizar, para el sistema:

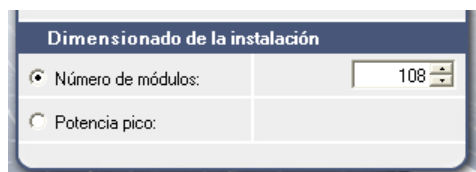


Fig. 2.19. Selección del numero de paneles para el dimensionamiento de la instalación.

Introducidos o seleccionados todos los valores del paso número uno, se procede al paso número dos, el cual consiste en la selección de la marca y el modelo del inversor. Para obtener una mejor comprensión del mismo se ilustra a continuación, explicando los procesos de selección.

Se presenta un listado completo de los inversores SMA con los que cuenta el programa, antes de realizar este paso se debe dar click en el comando *Selección de categoría*, (figura 2.20), como se denota en la parte a), después sólo deben de quedar marcados las opciones de la parte b), luego procede a la selección del inversor que se ha considerado en el diseño del sistema del método uno y al haberlo seleccionarlo, el programa automáticamente calcula los valores aproximados de potencia pico ( $P_{pic}$ ), número de paneles por String, cantidad de String, etc, ya que hay que modificar o seleccionar otros parámetros que se explican más adelante.

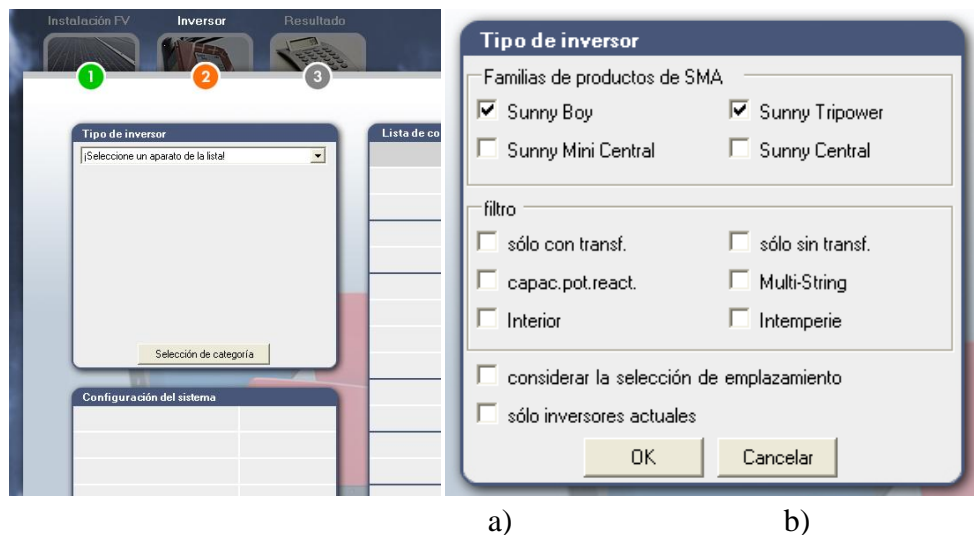


Fig. 2.20. a) Selección de categoría y b) Marcado de las opciones deseadas para el diseño.

Con los siguientes pasos se elige el inversor:

Paso uno. (Figura 2.23) Primero se selecciona la opción del tipo del modelo del inversor.

Paso dos. (Fig. 2.22) Se selecciona el número de inversores (3), el Voltage o la Tension de la red en el edificio (240 V), luego se selecciona el número de string a utilizar por inversor (12) y el número de módulos o paneles por string, dandonos este ítem una restricción de utilizar como mínimo 10 y máximo 17 paneles:



Fig.2.21. Selección del Tipo de inversor de la compañía SMA.

**Tipo de inversor**

Sunny Boy 7000US - 240VAC

Sunny Boy 7000US - 240VAC  
Potencia máxima de CC : 7.42 kW  
Potencia máxima CA: 7.10 kW

Selección de categoría

**Lista de comprobación**

Compatible con FV/inversor

Suma total de módulos	108
Ratio de potencia	101 % ✓
Potencia del String (entrada)	7.38 kW
Ratio de potencia (Entrada)	100 %
Tensión del MPP del string a 43°C	293 V ✓
Tensión del MPP del string a 22°C	324 V ✓
Tensión del MPP del string a 32°C	309 V ✓
Tensión mín. del MPP, tensión de red ajustada: 240 V	250 V
Tensión en vacío del string a 18°C	409 V ✓
Tensión máx. de CC admisible (inversor)	600 V
Comiente máxima del generador FV	23.1 A ✓
Comiente DC-max. permitida	30.0 A
Número de strings (3 entradas)	3
Número de módulos por string: mín.=10; máx.=17	12

**Configuración del sistema**

Potencia pico del generador FV	22.14 kW
Superficie total del generador FV	163.2 m <sup>2</sup>
Número de inversores	3
Potencia máxima de CC	22.26 kW
Rendimiento máx. de CA	21.30 kW
Tensión de red (es decir, tensión en el punto de conexión)	240 V

Fig. 2.22. Cálculos de los Diferentes Parámetros de Diseño, para el buen funcionamiento del inversor, dando este con la posibilidad de éxito.

Finalizando el paso dos se obtiene automáticamente los resultados, que deberían ser aproximadamente similar a los obtenidos con el método uno.

Entonces esto demuestra que no ocurrirían fallos según muestra el programa, esto quiere decir que es aceptable el diseño realizado con el primer método.

Para ello, se realizó la siguiente tabla 2.6, que servirá para comparar ambos métodos utilizados en el diseño del sistema:

*Tabla 2.6. Comparación de método uno y dos*

	<b>Método 1</b>	<b>Método 2</b>
<b>N° de Inversores</b>	3	3
<b>N° de Paneles por String</b>	12	12
<b>N° de String</b>	3	3
<b>N° paneles Totales</b>	108	108
<b>I por entrada</b>	25.080 A	23.100 A
<b>V por entrada</b>	398.400 V	409 V
<b>Potencia pico</b>	21 Kw <sub>p</sub>	22.14 Kw <sub>p</sub>
<b>Potencia del String (Inversor)</b>	2.430 KW	7.380 KW

Entonces si hay una similitud, pero un menor porcentaje de energía cubierto.

Con el resultado obtenido de la simulación, se determina cuanto porcentaje se cubre, conforme al objetivo a alcanzar, con los parámetros una potencia nominal del generador fotovoltaico de 22.140 Kw<sub>p</sub>, con un total de 108 paneles.

Se recalcula el porcentaje a suplir de este nuevo sistema para verificar si cumple con los objetivos establecidos, haciéndolo de esta forma.

$$\%CubiertodelEdificio = \frac{EnergíadiariaSFV}{EnergíadiariaEdificio} \times 100\%$$

$$EnergíadiariaSFV = P_{pico} \times D_{solar}$$

$$EnergíadiariaSFV = 22.140 \text{ KW} \times 4.142 \text{ h/d}$$

$$EnergíadiariaSFV = 91.704 \frac{\text{KW} \cdot \text{h}}{\text{d}} \cong 91.700$$

$$\%CubiertodelEdificio = \frac{91.700}{255.170} \times 100\% \cong 35.938\%$$

$$\%CubiertodelEdificio \cong 35.940\%$$

Los parámetros de seguridad vistos anteriormente, de la corriente y el voltaje que se generan no afectan el sistema, ya que estos dependen del número de paneles y estos ahora son iguales a los que se habían calculado no tienen mayor problema.

Este nuevo porcentaje es mayor en 5.94 % más al del objetivo a alcanzar (30%), concluyendo así que la instalación quedaría como el diseño del sistema fotovoltaico del edificio de la siguiente forma:

**3 inversores marca Sunny Boy modelo SB7000US-240VAC y 12 paneles o módulos por String usando 3 de estos, lo que se traduce en 36 módulos por inversor, 108 en total marca Kyocera modelo KD205GH-2PU. Obteniendo con todo esto una producción de 20.280 KWp, supliendo así un 35.940% del consumo total del edificio.**

#### **Cuarto de máquinas.**

Se optó por adecuar el cuarto en la parte oeste de la tercera planta, ubicado cerca de las gradas en espiral. Se eligió ese lugar porque este se encuentra protegido del medio ambiente, es un lugar fresco y ya se cuenta con un área disponible sin uso alguno en el edificio. Dicho cuarto se presentará con sus detalles de diseño mostrados en los planos finales del edificio con su Sistema Fotovoltaico.

#### **Longitudes y calibre de los cables AC y DC según las distancias de los paneles al cuarto de máquinas y del de máquinas al tablero general AC del edificio.**

Las longitudes y calibres de los cables se calculan por medio del SunnyDesing y con ayuda de los planos del edificio.

Para el lado DC del inversor la longitud necesaria es de 45 metros aproximadamente ya que los cables deben bajar del techo hasta el tercer nivel del edificio, la última estructura de paneles estará alejada unos 40 m, más las interconexiones. El lado AC tendrá una distancia de 15 metros aproximadamente pasando desde un sub tablero general del tercer nivel hasta llegar a las líneas principales hacia el tablero general del edificio de académica. Todos estos detalles y demás información se presentarán en temas posteriores.

Dadas las longitudes en el programa se tiene lo siguiente.

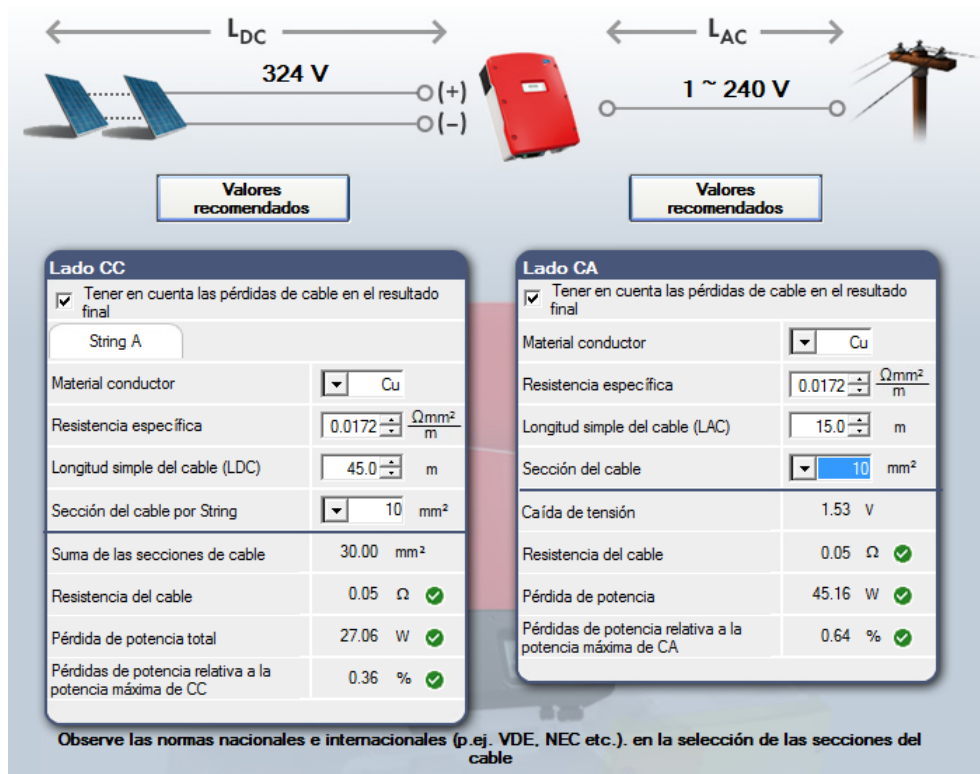


Fig. 2.23. Cálculo de la sección del cable.

Según el Software la sección del cable de lado CD debe ser de  $10\text{mm}^2$  al igual que la sección AC, buscando en la siguiente tabla de calibres, por medio de la sección trasversal del conductor se tiene que el calibre para el lado DC y el lado AC es el AWG 6 este tiene una sección trasversal de  $13.30\text{mm}^2$ , siendo un poco mayor al encontrado por el programa teniendo este menos pérdidas por resistencia.

Tabla 2.7. Tabla de calibres de alambre

Calibre AWG- MCM	Sección Real ( $\text{mm}^2$ )	Intensidad Admisible (Amperios)
14	2.081	30
12	3.309	40
10	5.261	55
8	8.366	70
6	13.300	100
4	21.150	130
3	26.670	150
2	33.630	175
1	42.410	205

Cot. Tabla 2.7. Tabla de calibres de alambre

<b>1/0</b>	<b>53.480</b>	<b>235</b>
<b>2/0</b>	67.430	275
<b>3/0</b>	85.030	320
<b>4/0</b>	107.200	370
<b>250</b>	126.700	410
<b>MCM</b>		
<b>300</b>	151.000	460
<b>MCM</b>		

Teniendo en cuenta que para el lado CD el calibre seleccionado debe ser varios hilos y no un solo alambre.

### Selección de la estructura de soporte de los paneles.

Se seleccionarán 5 estructuras marca CONERGY modelo Solar Gigant II, cada una de las estructuras tendrá la capacidad de alojar 24 paneles, del cual una de las estructuras dejará un espacio de 12 paneles más.

### Selección de Accesorios Eléctricos.

En esta sección se hablara solamente de los accesorios principales de la instalación, dichos accesorios se detallan en el siguiente esquema.

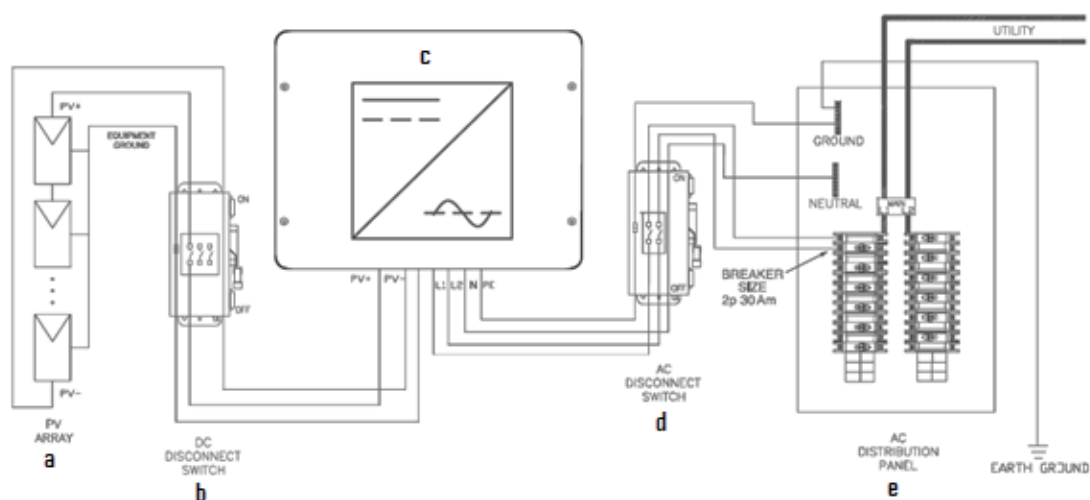


Fig. 2.24. Esquema de conexión de un sistema fotovoltaico conectado a la red.  
 a) Paneles Fotovoltaicos, b) Protecciones DC, c) Inversor, d) Protecciones AC  
 e) Tablero General.

La figura 2.24 presenta los diferentes componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a la red las cuales se detallan a continuación.

- a) Paneles fotovoltaicos: representa los paneles seleccionados para el edificio en estudio los cuales para nuestro caso son los Kyocera KD205GH-2PU que tienen una corriente de cortocircuito de 8.36 A y un voltaje de circuito abierto de 33.2V.
- b) Protecciones DC: protegen al inversor de sobre voltaje o corriente. Son térmicos para corriente continua los cuales tiene como finalidad proteger las líneas que conectan a los paneles con los inversores.

El fabricante de inversores SMA, sugiere, de acuerdo al National Electric Code (NEC), que las protecciones sean dimensionadas de acuerdo al siguiente criterio:

$$\text{Protección} = 1.56 (I_{SC})$$

Tomando como parámetro la corriente de cortocircuito del panel que es de 8.36 A y multiplicándola por el factor se tiene:

$$\text{Protección} = 1.56 (8.36 \text{ A})$$

$$\text{Protección} = 13.04 \text{ A.}$$

Por lo que se puede seleccionar un fusible de 12 A para cada entrada.

- c) Inversor: Elemento que convierte la corriente y voltaje DC producido por lo paneles a corriente y voltaje AC. El inversor a utilizar en la instalación es el SunnyBoy 7000 US-240V.
- d) Protecciones AC: protegen al inversor y la instalación eléctrica del edificio. Tienen como finalidad proteger las líneas que conectan al inversor con el tablero general.

Para el lado de corriente Alterna se seleccionará una protección termomagnética (autómata) de tres polos y 30 A.

- e) Tablero General: Es por medio del cual se hace la distribución y control de energía eléctrica hacia las diferentes cargas a suplir del edificio.

## 2.3. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO EDIFICIO DE BIBLIOTECA FIA-UES

### 2.3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL LUGAR.

$$\text{➤ } msnm = \text{NiveldelasuperficedelaFIA} + \text{AlturadeEdificio}$$

Donde el Nivel de la superficie de la FIA es tomado de Google Earth y la Altura del edificio fue aproximada a la de académica y verificado a través de medidas tomadas en el lugar, debido a falta de planos en elevación

$$\text{Msnm} = 693\text{m} + 12\text{m}$$

$$\text{Msnm} = 705 \text{ m}$$

Latitud y longitud (tomado de Google Earth): **13° 43' 13.7" N; 89° 12' 07" O**

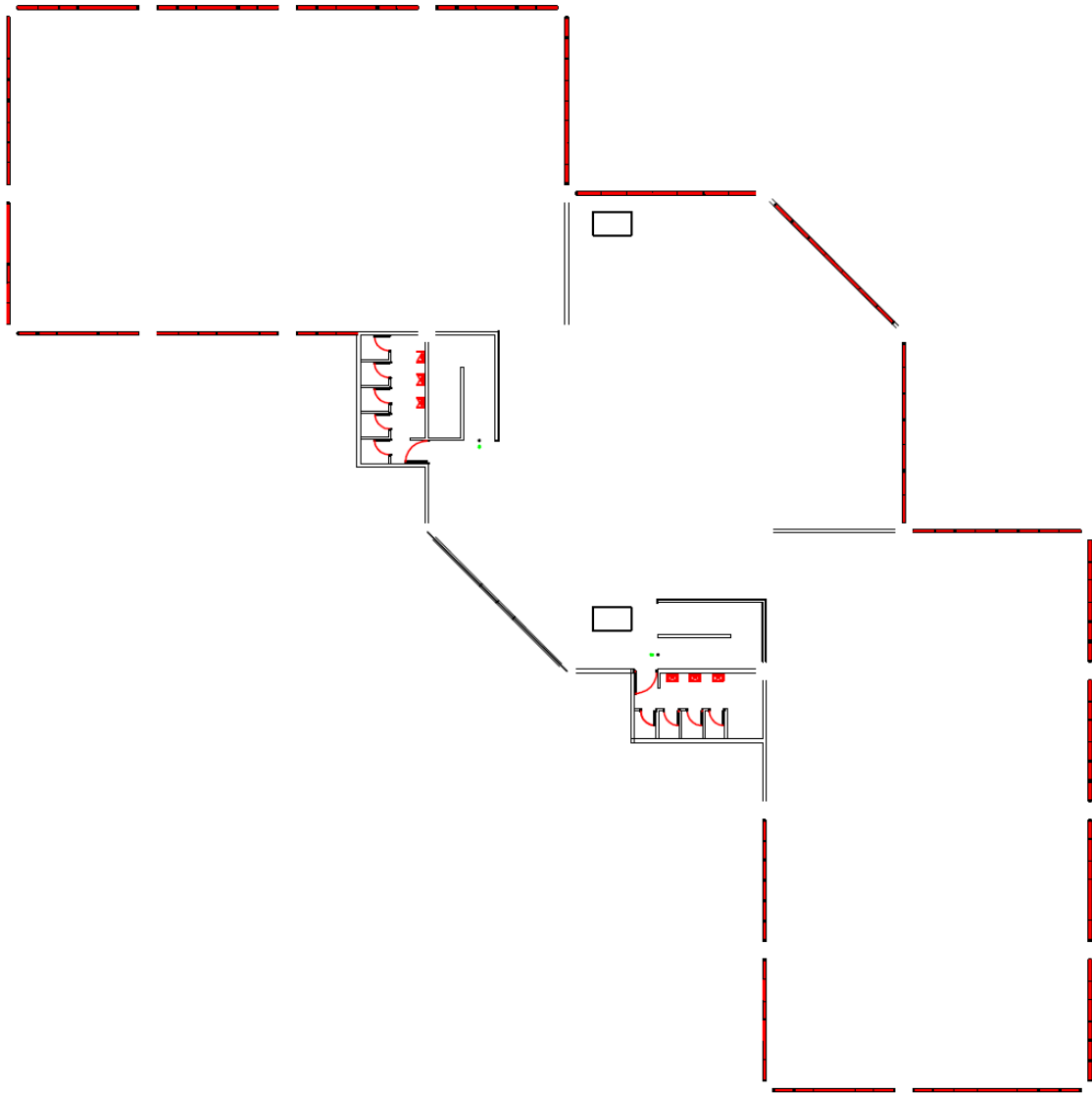


Fig. 2.25. Ubicación del Edificio de Biblioteca FIA-UES.

### 2.3.2. PROYECCIÓN DE SOMBRA EN EL ÁREA A UTILIZAR.

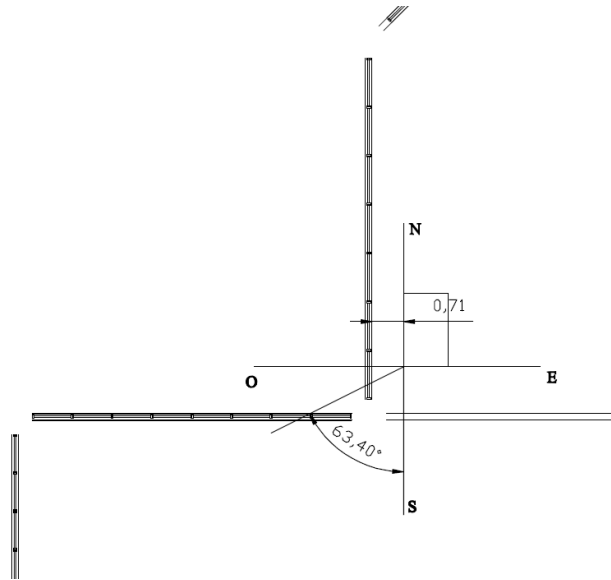
Según se puede observar en los planos, el techo del edificio es de concreto en su parte central y además existe una estructura a los costados del mismo la cual sobresale del techo generando sombra sobre el mismo, esto no es más que parte del diseño arquitectónico del edificio.

Los paneles se montarán sobre una estructura prefabricada que tiene una separación del suelo de 1.0 m, por lo que el detalle arquitectónico sólo sobresale por 0.3 m. Tomando los puntos más críticos y simulando una colocación de paneles en ellos tenemos lo siguiente.



*Fig. 2.26. Evaluación de los puntos críticos de proyección de sombra*

Sobre la figura se traza el azimut y altitud respecto al sol (valores tomados de la tabla 2.1 generada por Geosol), a las diferentes horas del día 21 de diciembre en los diferentes puntos críticos. Tal y como se muestra y explica a continuación.



*Fig. 2.27. Separación de panel a pared y azimut según movimiento del sol a las diferentes horas de la mañana en la parte inferior derecha del techo del edificio de Biblioteca.*

El valor de  $65.8^\circ$  no es necesario evaluarlo, ya que a esa hora el sol está paralelo a la horizontal del sitio, entonces evaluamos desde el valor de  $63.4^\circ$  teniendo en cuenta que este valor es medido respecto al sur (definición de Azimut), utilizando para ello el complemento del ángulo que en este caso sería  $26.6^\circ$  ya que debido al espacio los paneles se pueden colocar con un ángulo azimut de  $0^\circ$ , teniendo una distancia horizontal de pared al panel de 0.710 m, sirviendo este para especificar la ubicación y determinar el área útil. Se traza entonces un triángulo rectángulo tomando como uno de los catetos la distancia de separación del panel a la pared y un ángulo de  $26.6^\circ$ , aplicando Pitágoras el valor de la hipotenusa resulta de 0.635 m. Donde 0.635 m pasa a ser el valor adyacente del triángulo que se forma con la altitud del sol de  $7.83^\circ$ , utilizando Pitágoras nuevamente se encuentra el valor del cateto opuesto que en este caso resulta ser de 0.629 m y la pared en este punto mide 0.300 m. Concluyendo así que la pared no es un obstáculo para la producción de energía, desde las 7:00 am.

Los valores calculados se repiten por la tarde, ya que el azimut se vuelve cero cuando llega al zénit (12:00 m.d) y desde ese punto el ángulo de altitud del sol crece, tomando valores negativos.

No se considerarán pérdidas significativas para esta instalación.

### 2.3.3. ÁREA ÚTIL.

El techo del edificio fabricado de hormigón tiene un área de 312.25 m<sup>2</sup>. Pero debido a la forma geométrica de éste y a la estructura que se instalará no se puede disponer de toda el área del techo, tomando en cuenta que el campo de paneles alcanza un área máxima de 9m x (5 cos 15°)m. debido a la inclinación a la que deben colocarse los paneles y que pueden colocarse 3 estructuras, el área útil es de: 130.400 m<sup>2</sup>

### 2.3.4. CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO.

- a. Datos de potencia y tiempo, proporcionados por la escuela de ingeniería eléctrica (ver Anexo 11)

$$ETG = 507.896 \text{ KW.h/d}$$

El edificio de Biblioteca de la FIA-UES está equipado con aire acondicionado, lo que genera demandas de potencia altas y por cortos períodos, por lo que la carga de aire acondicionado no se considerará dentro del diseño de la instalación y el generador proporcionará energía eléctrica sólo para la carga de luces y tomas.

La carga de aire acondicionado medida es:

$$ETC = 187.227 \text{ KW.h/d}$$

- b. Interpretación de datos obtenidos.

La energía a considerar para el diseño es:

$$E_{\text{consumida}} = ETG - ETC$$

$$E_{\text{consumida}} = (507.896 - 187.227) \text{ KW.h/d}$$

$$E_{\text{consumida}} = 320.669 \text{ KW.h/d}$$

- c. Distribución de potencia.

Para el edificio de Biblioteca la distribución de potencia se hará de forma cualitativa, la cual se realizara por medio de un inventario de luces y un aproximado de los equipos que se conectan a los tomas del edificio, teniendo así los siguiente.

Tabla 2.8. Inventario de elementos eléctricos de Biblioteca.

Cantidad	Tipo	Descripción
207	Luminarias	4 tubos por lámpara
90	Ojos de buey	Iluminación
4	Focos	100 W
19	Computadora	Área de oficina
10	Impresoras	Área de oficina
6	Laptop	Área de oficina
2	Scanner	Área de oficina
5	Ventiladores	Área de oficina
3	Proyectores	Para impartir clases
2	Cafeteras	Área de oficina
1	Máquina de escribir	Área de oficina
1	Oasis	Área de oficina

### 2.3.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

#### a. Primer Método.

Retomando el mes más desfavorables se tiene que la insolación es de 4.142KWh/d

- Selección de Panel fotovoltaico.

El panel seleccionado es un Trina Solar Mono-cristalino modelo TSM-240DC05 (ver Anexo 12). Con una corriente de corto circuito de 8.420 A y un voltaje de circuito abierto de 37.200 V.

- Selección del Inversor

El inversor a utilizar es un SB7000US (ver Anexo 9). Con un voltaje máximo de 600V y una corriente máxima de 30A y un numero de String 3.

Teniendo  $I_{SC}=8.42$  A en panel y el inversor una corriente de 30 A (DC)

Se tiene que si conectamos una fila de paneles en cada string la corriente que se estaría aplicando al inversor sería de:

Corriente aplicada al inversor = corriente  $I_{SC}$  de panel X número de string

Corriente aplicada al inversor =  $8.42A \times 3 = 25.26 A$

La corriente aplicada al inversor (25.26 A) es menor a la corriente de diseño del inversor (30 A), teniendo entonces que sí se pueden utilizar los tres String.

Ahora bien, con la siguiente ecuación se tiene;

$$Potencia\_por\_String = \frac{Pot_{Nom\_Inversor}}{N^\circ Entradas\_a\_usar * \eta_{inversores}}$$

$$Potencia\_por\_String = \frac{7000w}{0.96 * 3} = w = 2430.56kw / String$$

El número de módulos por String se obtiene a través de la siguiente ecuación;

$$N^\circ\_Modulos\_por\_Entrada = \frac{Potencia\_por\_String}{Potencia\_por\_Modulo}$$

$$N^\circ\_Modulos\_por\_Entrada = \frac{2430.55w}{240w} = 10.13$$

Se aproxima al entero inferior obteniendo que;

$$N^\circ\_Modulos\_por\_Entrada \cong 10$$

Lo que significa que:

Total de Paneles =  $30 * 3 = 90$  Módulos

$$N^\circ\_Inversores = \frac{Total\_Paneles}{N^\circ\_Paneles\_Inversor} = \frac{90}{30} = 3$$

Se tendrían que instalar 3 inversores.

Encontrando la Potencia Pico a suplir.

$$P_{\text{Pico}} = \text{N}^{\circ} \text{ de Inversores} * \text{Potencia AC}_{\text{nom del Inversor}}$$

$$P_{\text{Pico}} = 3 * 7000 \text{ w} = 21 \text{ kw}_p$$

Y teniendo un día solar de 4.142 hrs.

$$\text{Energía a Suplir} = P_{\text{pico}} * \text{Día Solar} = 21 \text{ kw}_p * 4.142 \text{ h}$$

$$\text{Energía a Suplir} = 86.982 \text{ kwh/d}$$

$$\% \text{Cubierto}_{\text{ del Edificio}} = \frac{\text{Energía}_{\text{ diaria SFV}}}{\text{Energía}_{\text{ diaria Edificio}}} \times 100 \%$$

$$\% \text{Cubierto}_{\text{ del Edificio}} = \frac{86.982 \text{ kwh/d}}{320.67 \text{ kw/d}} \times 100\% = 27.13\%$$

$$\% \text{Cubierto}_{\text{ del Edificio}} = 27.13\%$$

Para cubrir el 30% de la demanda se necesita generar una potencia pico de:

$$\% \text{Cubierto}_{\text{ del Edificio}} = \frac{\text{Energía}_{\text{ diaria a Suplir}}}{320.67 \text{ kwh/d}} \times 100\% = 30\%$$

$$\text{Energía diaria a suplir} = 96.201 \text{ KWh/d}$$

$$\text{Energía a Suplir} = P_{\text{pico}} * \text{Día Solar}$$

$$\text{Potencia pico} = \text{Energía a suplir} / \text{Día solar}$$

$$\text{Potencia}_{\text{ pico}} = \frac{96.201 \text{ KWh/d}}{4.142 \text{ h}} = 23.23 \text{ KW}$$

$$P_{\text{Pico}} = \text{N}^{\circ} \text{ de Inversores} * \text{Potencia AC}_{\text{nom del Inversor}}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ de inversores} = P_{\text{Pico}} / \text{Potencia AC}_{\text{nom del Inversor}}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ de inversores} = 23.23 \text{ KW} / 7 \text{ KW}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ de inversores} = 3.32 \sim \mathbf{4 \text{ inversores}}$$

Esto implica que se tiene que considerar la instalación de otro juego de 3 inversores para mantener balanceada la carga trifásica o diseñar la instalación seleccionando un inversor de mayor capacidad para poder cubrir 2 Kw lo que generaría un mayor costo.

Finalmente se debe asegurar un mejor rendimiento del sistema y esto se logra verificando que los datos obtenidos anteriormente estén dentro de los parámetros de seguridad adecuados los cuales se obtiene de la siguiente manera.

La potencia total generada por los módulos no tiene que ser mayor a 1.2 veces la potencia nominal AC del inversor, para no superar la máxima potencia DC del inversor.

Potencia generada por los paneles  $\leq 1.2$  (Potencia nominal AC del inversor)

Potencia generada por los paneles = Potencia típica del módulo \* No. Módulos por entrada \* Entradas utilizadas por inversor.

Pot. generada por los paneles = (240 w/módulo)\*(10 módulos/entrada)\*(3 entradas)

Potencia generada por los paneles = 7200 w

Potencia nominal AC del inversor = 7000 w

$$7200 \text{ w} \leq 1.2 (7000 \text{ w})$$

$$\mathbf{7200 \text{ w} < 8400 \text{ w}}$$

El voltaje producido por cada arreglo en serie de módulos no tiene que ser mayor al 80% del voltaje de aislamiento del inversor.

Voltaje por entrada (String)  $\leq 0.8$  (Voltaje de aislamiento del inversor)

Voltaje por entrada (String) = módulos por entrada \* voltaje de circuito abierto

Voltaje por entrada = (10 módulos por entrada) \* (37.20 v por módulo)

Voltaje por entrada = 372.0 V

Voltaje de aislamiento del inversor = 600 V

$$372 \text{ V} \leq 0.8(600 \text{ V})$$

$$\mathbf{372 \text{ V} < 480 \text{ V}}$$

#### **d. Segundo Método.**

- Comparación y ajuste de datos a través del software SunnyDesign

## Angulo Azimutal.

El valor a introducir es el angulo de desfase del panel respecto al sur (angulo de inclinacion del edificio respecto al Sur). Para los paneles que se instalarán sobre la superficie de hormigón se considerará un ángulo azimutal de 0° pues este tipo de superficie y la amplitud del área permiten colocar los paneles con esta orientación.

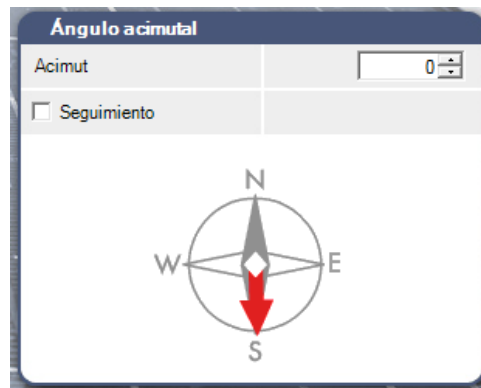


Fig.2.28. Angulo Azimutal del panel

## Módulos

Presenta una lista de paneles solares de los diferentes fabricantes, seleccionando un Trina Solar. Tomando el modelo TSM-240DC05

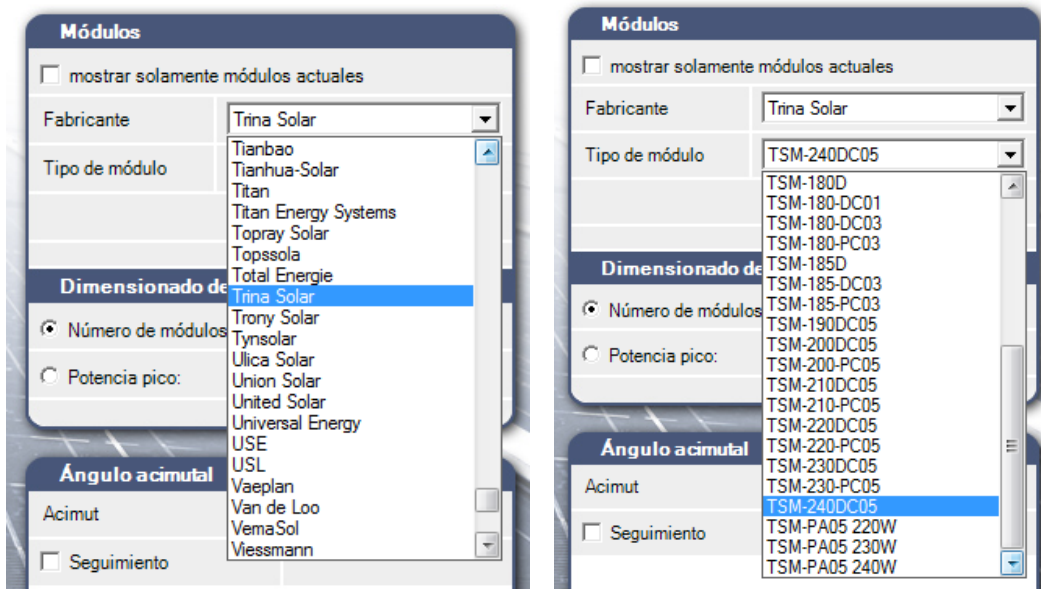


Fig. 2.29. Tipo de Modulo según fabricante.

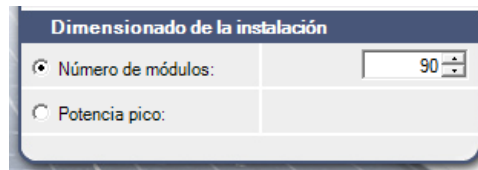


Fig. 2.30. Dimensionamiento de la instalación.

Introducidos todos los valores del paso número uno, se procede al paso número dos, el cual consiste en la selección del inversor.

La figura 2.31 presenta un listado completo de los inversores SMA con los que cuenta el programa de aquí se introduce el que se ha elegido y al seleccionarlo el automáticamente calcula los valores de potencia pico, número de paneles por String (entrada), cantidad de String (entradas), etc.

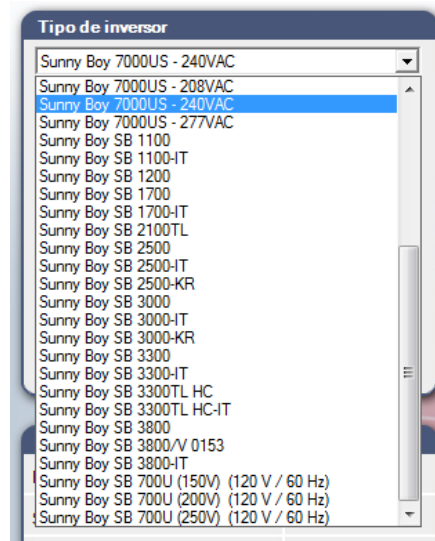


Fig. 2.31. Selección del Tipo de inversor marca SMA

Finalizado el paso dos (selección del inversor) se obtiene automáticamente los resultados, que deberían ser aproximadamente igual al método uno. Para ellos se presenta el siguiente cuadro comparativo de ambos métodos.

Archivo Base de datos Idioma Ayuda

Instalación FV Inversor Resultado

SMA


1 2 3

Inversor Cableado

Sinopsis del sistema Ayuda

**Tipo de inversor**

Sunny Boy 7000US - 240VAC



Nota: ¡No certificado para Mexico!

Selección de categoría

**Lista de comprobación FV/inversor**

Compatible con PV/inversor

Número total de módulos	90
Relación de potencia nominal	103 % ✓
Potencia del String (entrada)	7,20 kW
Proporción de potencia (entrada)	100 %
Tensión MPP String en 43 °C	282 V ✓
Tensión MPP String en 22 °C	310 V ✓
Tensión MPP String en 32 °C	297 V ✓
Tensión MPP mínima, tensión de red ajustada: 230 V	240 V
Tensión en vacío String 18 °C	384 V ✓
Tensión de CC máxima permitida inversor	600 V
Corriente máxima del generador FV	23,5 A ✓
Corriente continua máx. permitida	23,9 A
Número de Strings (inversor: 3 entradas)	3
Número de módulos por String min=9; max=15	10

**Configuración del sistema**

Potencia nominal del generador FV	21,60 kW
Superficie del generador FV	149,7 m²
Número de inversores	3
Potencia máxima de CC del inversor	22,26 kW
Inversor potencia activa máx. de CA	21,30 kW
Tensión de red [V]	230

**Emplazamiento**

Mexico City: Mexico

Inclinación: 15°  
Acimut: 0°

**Módulo FV**

Trina Solar;  
TSM-240DC05

Tensión MPP: 30,6 V

Corriente MPP: 7,84 A

Potencia MPP: 240 W

**Inversor**

Sunny Boy 7000US - 240VAC

Potencia máxima CC: 7,42 kW

Potencia máxima CA: 7,1 kW

Rend. europeo: 96 %

Máx. Coef. de rendimiento: 97,1 %

Tensión de red: 211,2 - 264 V

Frecuencia de red: 59,3 - 60,5 Hz

Fig. 2.32. Cálculos de los Diferentes Parámetros de Diseño.

Tabla 2.9. Comparación de métodos.

	<b>Método 1</b>	<b>Método 2</b>
<b>N° de Inversores</b>	3	3
<b>N° de Paneles por String</b>	10	10
<b>N° de String</b>	3	3
<b>N° paneles Totales</b>	90	90
<b>I del inversor</b>	25.26 A	23.5 A
<b>V por entrada</b>	372 V	310 V
<b>Potencia del String (Inversor)</b>	7.20 KW	7.20 KW
<b>Potencia Nominal</b>	21.60 KW	21.60 KW

La instalación entonces queda de la siguiente manera:

**3 inversores SB7000US y 10 modulos por String usando 3 entradas, lo que se traduce en 30 modulos por inversor. Logrando con ello una producción de 21.6 KWp, supliendo así un 27.12% del consumo total del edificio.**

#### **Cuarto de máquinas.**

Se puede observar que no se cuenta con un cuarto solo para la ubicación del cuarto de máquinas, por lo que se opta por adecuar uno en el acceso hacia el techo del edificio, dicho cuarto se presentara bien diseñado en los planos finales del edificio con su sistema Fotovoltaico.

#### **Longitudes y calibre de los cables AC y DC según las distancia de los paneles al cuarto de máquinas y del cuarto de máquinas al tablero AC del edificio.**

Las longitudes y calibres de los cables se calculan por medio del SunnyDesing y con ayuda de los planos del edificio.

Para el lado DC del inversor la longitud necesaria es de 15 metros aproximadamente. El lado AC tendrá una distancia de 20 metros aproximadamente llegando a un sub tablero del cual

saldrán las líneas principales hacia el tablero general del edificio. Todos estos detalles y demás información se presentaran en temas posteriores.

Lado CC		Lado CA	
<input type="checkbox"/> Tener en cuenta las pérdidas de cable en el resultado final		<input type="checkbox"/> Tener en cuenta las pérdidas de cable en el resultado final	
Longitud sencilla de cable por String	15,0 m	Longitud del cable	20,0 m
Sección del cable por String	2,5 mm <sup>2</sup>	Sección del cable	16 mm <sup>2</sup>
Caída de tensión	1,65 V	Caída de tensión	1,33 V
Resistencia del cable	0,10 Ω ✓	Resistencia del cable	0,02 Ω ✓
Pérdida de potencia total	39,42 W ✓	Pérdida de potencia	40,98 W ✓
potencia relativa perdida con respecto a la potencia CC máxima	0,53 % ✓	Pérdida de potencia relativa con respecto a la potencia nominal CA	0,59 % ✓

Fig. 2.33. Cálculo del área transversal del cable. Instalación en superficie de hormigón.

Por la sección transversal se seleccionan los cables comerciales:

Cable AWG calibre 12 (3.31 mm<sup>2</sup>): para el lado CC

Cable AWG calibre 4 (21.15 mm<sup>2</sup>): para el lado CA

### **Selección de la estructura de soporte de los paneles.**

Ya que el área donde se colocarán los paneles es una superficie plana donde se puede usar una cimentación de tiras de hormigón la estructura donde se colocarán los paneles que mejor se adecúa es la ConergySolarGigant II (ver Anexo 10). Es un sistema de soporte de gran robustez, resistente a la intemperie y con una larga vida útil que satisface los requerimientos que en la práctica exigen a los sistemas de soporte y fijación de módulos fotovoltaicos. Es de montaje sencillo y tiene una durabilidad de 10 años.

La construcción de metal: aluminio y acero inoxidable conlleva un alto potencial de ahorro por ser todos los elementos resistentes a la corrosión y completamente reciclables.

### **Selección de Accesorios Eléctricos.**

- a. Paneles fotovoltaicos: representa los paneles seleccionados para el edificio en estudio los cuales para este caso son los Trina Solar TSM-240DC05 que tienen una corriente de cortocircuito de 8.42A y un voltaje de circuito abierto de 37.20V

El fabricante de inversores SMA, sugiere, de acuerdo al National Electric Code, que las protecciones sean dimensionadas de acuerdo al siguiente criterio:

$$\text{Protección} = 1.56 (I_{SC})$$

Tomando como parámetro la corriente de cortocircuito del panel que es de 8.42 A y multiplicándola por el factor se tiene:

$$\text{Protección} = 1.56 (8.42 \text{ A})$$

$$\text{Protección} = 13.14 \text{ A}$$

Por lo que se puede seleccionar un fusible de 12 A para cada entrada.

- b. Inversor: Elemento que convierte la corriente y voltaje DC producido por los paneles a corriente y voltaje AC. El inversor a utilizar en la instalación es el SunnyBoy 7000 US.
- c. Protecciones AC: Son términos para corriente alterna los cuales tienen como finalidad proteger las líneas que conectan al inversor con el tablero general.

Para el lado de corriente Alterna se seleccionará una protección termomagnética (autómata) de tres polos y 30 A.

## 2.4. PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO EDIFICIO “C” FIA-UES

### 2.4.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL LUGAR

➤  $msnm = \text{Nivel de la superficie de la FIA} + \text{Altura de Edificio}$

Donde el Nivel de la superficie de la FIA fue tomado de Google Earth y la Altura del edificio de los planos del mismo

$$msnm = 697 + 14.89 = 711.89$$

$$msnm = 711.89m$$



Fig. 2.34. Ubicación del Edificio “C” de Aulas FIA-UES.

Latitud y longitud (tomado de Google Earth): 13.72°N ; 89.2°O

### 2.4.2. PROYECCIÓN DE SOMBRA.

El edificio cuenta con una pendiente del 10% de inclinación en el techo y tiene una estructura a los costados del mismo la cual sobresale del techo generando sombra sobre el mismo, esto no es más que parte del diseño arquitectónico del edificio y para su mejor apreciación se presenta una imagen de dicho detalle.



Fig.2.35. Estructura Generadora de sombra en el edificio “C” de la FIA-UES

Tomando así los puntos más críticos y simulando una colocación de paneles en ellos se tiene lo siguiente.

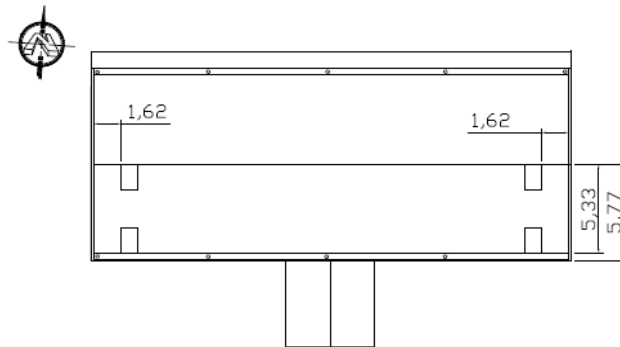


Fig. 2.36. Evaluación de los puntos críticos de proyección de sombra

Con AUTO-CAD se traza el azimut y altitud respecto al sol, a las diferentes horas del día 21 de diciembre en los diferentes puntos críticos.

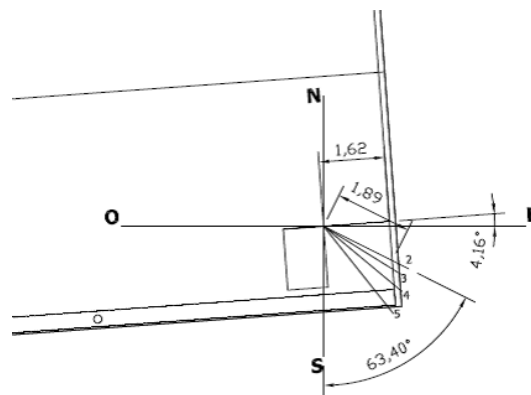


Fig. 2.37. Separación de panel a pared y azimut según movimiento del sol a las diferentes horas de la mañana en la parte inferior derecha del techo del edificio “C”

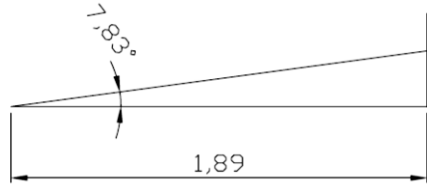


Fig.2.38. Separación de panel a pared y altitud según movimiento del sol a las diferentes horas de la mañana en la parte inferior derecha del techo del edificio “C”

El valor de  $65.8^\circ$  no es necesario evaluarlo, ya que a esa hora el sol está paralelo a la horizontal del sitio, entonces se evalúa desde el valor de  $63.4^\circ$  teniendo en cuenta que este valor es medido respecto al sur (definición de Azimut), utilizando para ello el complemento del ángulo que en este caso sería  $26.6^\circ$  más el ángulo de inclinación del edificio C, respecto al Sur que tiene un valor de  $4.16^\circ$ , teniendo una distancia horizontal de pared al panel de 1.62 m, sirviendo este para especificar la ubicación y determinar el área útil, y con un ángulo de  $30.76^\circ$  dicha hipotenusa resulta de 1.89 m. Donde 1.89 m pasa a ser el valor adyacente del triángulo que se forma con la altitud del sol de  $7.83^\circ$  (Figura 2.38), utilizando Pitágoras se tiene que el valor del cateto opuesto resulta ser de 0.23 m y la pared en este punto mide 1.30 m. Concluyendo así que a dicha hora (07:00 am) este panel aun no genera energía.

Evaluando entonces el tercer punto de la misma manera que el punto anterior, se obtiene una altura con un valor de 0.75 m, el cual es menor que la altura de 1.30 m, concluyendo que a esta hora el panel aún no está generando.

Evaluando el cuarto punto de la misma manera obtenemos una altura de 1.43 m, la cual es mayor a 1.30 m, concluyendo así que a esta hora (09:00 am) el panel ya está generando energía. Tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.10: Distancias y alturas a diferentes horas

N°	Hora	Azimut $\gamma_s$	Altitud $\gamma_s$	Distancia d	Altura h
1	06:24 a.m.	$65.8^\circ$	$0^\circ$	NA	$\infty$
2	07:00 a.m.	$63.4^\circ$	$7.83^\circ$	1.89	0.26 m
3	08:00 a.m.	$58.1^\circ$	$20.56^\circ$	2.00	0.75 m
4	09:00 a.m.	$50.2^\circ$	$32.40^\circ$	2.25	1.43 m
5	10:00 a.m.	$38.6^\circ$	$42.64^\circ$	NA	NA

Este proceso se repite para la parte alta del techo teniendo los siguientes valores y conclusiones.

*Tabla 2.11: Coordenadas solares a diferentes horas*

N°	Hora	Azimut $\gamma_s$	Altitud $\gamma_s$
1	06:24 a.m.	65.8°	0°
2	07:00 a.m.	63.4°	7.83°
3	08:00 a.m.	58.1°	20.56°
4	09:00 a.m.	50.2°	32.40°
5	10:00 a.m.	38.6°	42.64°

Evaluando los diferentes punto de la misma manera que la parte baja del techo se obtiene que en el punto 3 tiene una altura de 0.75 m, la cual es mayor a 0.72 m (altura a la cual se encuentra la estructura arquitectónica por arriba del techo), concluyendo así que a las 8:00 am el panel ya está generando energía en la parte alta del techo. Tal y como se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 2.12: Distancias y alturas a diferentes horas*

N°	Hora	Azimut $\gamma_s$	Altitud $\gamma_s$	Distancia d	Altura h
1	06:24 a.m.	65.8°	0°	NA	$\infty$
2	07:00 a.m.	63.4°	7.83°	1.89	0.26
3	08:00 a.m.	58.1°	20.56°	2	0.75
4	09:00 a.m.	50.2°	32.40°	2.25	1.43
5	10:00 a.m.	38.6°	42.64°	NA	NA

Dichos valores calculados se repiten por la tarde, ya que el azimut se vuelve cero cuando llega a las 12:00 p.m. y a partir de ahí los valores de inclinación del sol se repiten pero con valores negativos teniendo que las pérdidas en la parte alta del techo se dan de 4:00 pm a 5:35 pm y las de la parte baja de 3:00 pm a 5:35 pm.

Haciendo uso de la herramienta de carta solar<sup>8</sup> y graficando las horas de pérdida solar se genera el siguiente gráfico.

<sup>8</sup><http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

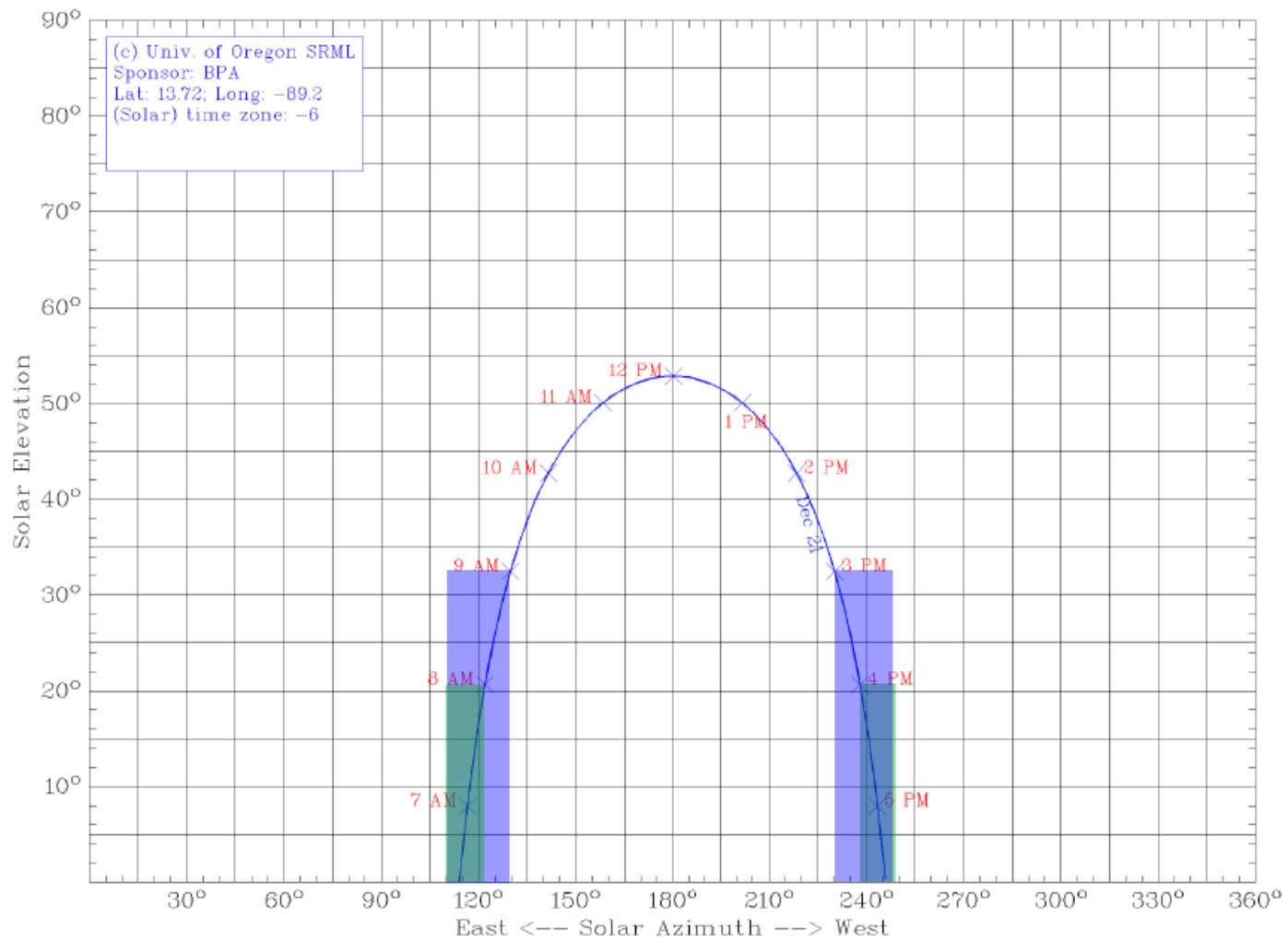
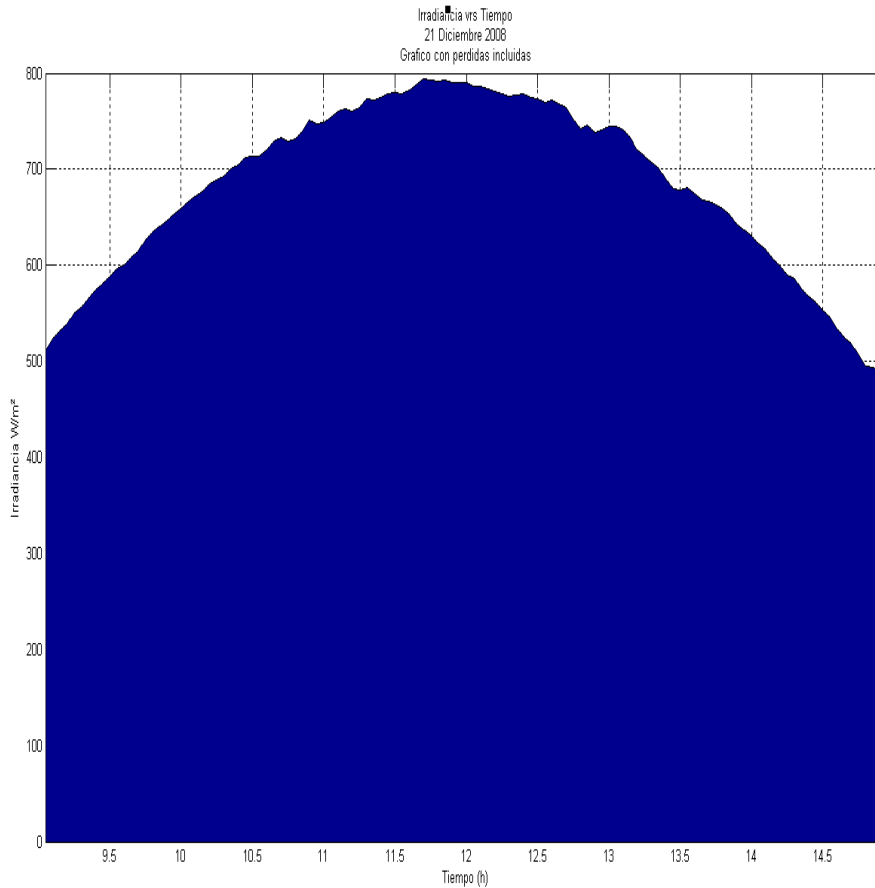


Fig. 2.39. Gráfico de generación de pérdidas.

Graficando los datos del día 21 de Diciembre<sup>9</sup> en MATLAB se tiene que la generación de insolación sin pérdidas es de 5228.6 W.h/m<sup>2</sup>. Se tiene que las pérdidas encontradas para dicho día en particular que se generan desde el amanecer hasta las 9:00 am y desde las 3:00 pm hasta el anochecer. Graficando los valores de pérdidas de irradiación que se generan a dichas horas mencionadas resulta que la insolación total en pérdidas es de 1148.97W.h/m<sup>2</sup>.



*Fig. 2.40. Insolación útil.*

Teniendo Insolación total menos la insolación generada en las perdidas tenemos una insolación útil de 4079.63 W.h/m<sup>2</sup>. Donde la insolación generada durante las pérdidas se tomara como constante para cualquier mes del año.

<sup>9</sup>Insolación mes de Diciembre, Universidad Politécnica de El Salvador.

### 2.4.3. ÁREA ÚTIL.

El techo del edificio cuenta con una inclinación del 10% y un ancho de 28 m pero restando el 1.62 m a cada lado para reducir las pérdidas por sombra tenemos un ancho de 24.76 m y de largo de 5.45 m (restando ancho de canaleta) a 5.71° de inclinación.

Entonces el área útil es de: 134.942 m<sup>2</sup>

### 2.4.4. CUANTIFICACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA POR EL EDIFICIO.

a. Valor de energía por día (proporcionado por la escuela de Ing. Eléctrica, ver Anexo 13).  
Energía=128.40KW.h/d

b. Distribución de potencia.

Para el edificio de aulas la distribución de potencia se hará de forma cualitativa, la cual se realizara por medio de un inventario de luces y un aproximado de los equipos que se conectan a los tomas del edificio, teniendo así los siguiente.

*Tabla 2.13. Distribución de equipos eléctricos.*

Cantidad	Tipo	Descripción
119	Lámparas fluorescentes	4 tubos por lámpara
7	Laptops	NA
1	Proyector	NA
1	Equipo de Sonido	Para impartir clases en la aula de mayor tamaño.

### 2.4.5. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

#### a. Primer Método.

Como se definió al principio las perdidas por sombra se van a considerar constantes y retomando el mes más desfavorables se tenía que la insolación es de 4.412KWh/d y las pérdidas son de 1.0743487KWh/d, entonces el valor total de insolación para el mes más desfavorables es de 3.0676KWh/d  $\approx$  3.07KWh/d.

➤ Selección de Panel fotovoltaico.

El panel seleccionado es un Kyocera Poli-cristalino modelo KD205GH-2PU (ver Anexo 8). Con una corriente de corto circuito de 8.36 A y un voltaje abierto de 33.2 V.

➤ Selección del Inversor

El inversor a utilizar es un SB5000US (ver Anexo 9). Con un voltaje máximo DC de 600V y una corriente máxima DC de 21A y un número de String 3.

Teniendo  $I_{SC}=8.36A$  en panel y el inversor una corriente de 21A (DC)

Se tiene que se conecta una fila de paneles en cada string la corriente que se estaría aplicando al inversor sería de.

Corriente aplicada al inversor= corriente  $I_{SC}$  de panel X número de string

Corriente aplicada al inversor=  $8.36A \times 3 = 25.08A$

La corriente aplicada al inversor (25.08A) es mayor a la corriente de diseño del inversor (21A), teniendo entonces que no se pueden utilizar los 3 String. Utilizando 2 String por inversor se tiene que la corriente aplicada al inversor es de  $8.36A \times 2 = 16.72A$  la cual resulta ser menor a la corriente del inversor (21A), entonces el número de String a utilizar serán 2.

Ahora bien con la siguiente ecuación se tiene

$$Potencia\ por\ String = \frac{POT_{NOMAC\ del\ inversor}}{N^{\circ}\ de\ entradas\ a\ usar \times \eta_{inversor}}$$

Donde  $\eta_{inversor}$  es la eficiencia del inversor

$$Potencia\ por\ String = \frac{5000W}{2 \times 0.955} = 2617.80 \frac{W}{String}$$

$$Potencia\ por\ String = 2617.80 \frac{W}{String} \cong 2.62 \frac{KW}{String}$$

El número de Módulos por String se obtiene a través de la siguiente ecuación;

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = \frac{POT_{String}}{POT_{Modulo}}$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = \frac{2617.80\ W}{205W} 12.77 \cong 13\ Modulos$$

Se aproxima al entero superior obteniendo que;

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = 13\ Modulos$$

El número de módulos por inversor será entonces.

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = N^{\circ}\ Modulos \times N^{\circ}\ String$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = 13 \times 2$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = 26$$

Para determinar el número de inversores se tomara el área del módulo, teniendo que:

$$\text{Área del panel} = 1.5 \text{ m} \times 0.990 \text{ m} = 1.485 \text{ m}^2$$

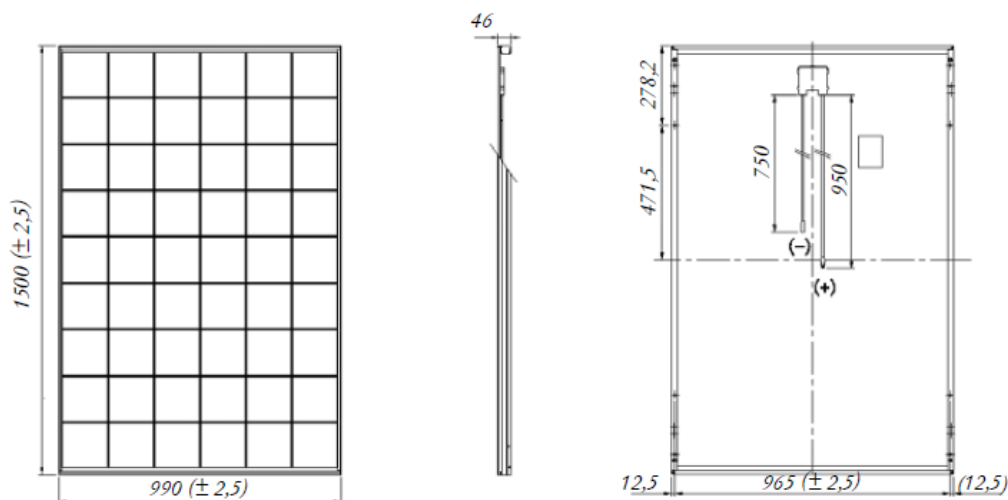


Fig.2.41. Medidas del Panel KD205GH-2PU

La distancia vertical disponible en el techo del edificio es de 5.45m, donde dicha distancia deber ser igual a.

$$\text{DistanciaVertical} = \text{Longitud}_{\text{panel}} * N^{\circ}\text{Filas}_{\text{panel}}$$

Despejando la ecuación anterior se encuentra el número de filas de paneles;

$$N^{\circ}\text{Filas}_{\text{panel}} = \frac{\text{Distanciavertical}}{\text{Longitud}_{\text{panel}}}$$

$$N^{\circ}\text{Filas}_{\text{panel}} = \frac{5.45 \text{ m}}{1.5 \text{ m}} = 3.633 \text{ Filasdepanel}$$

$$N^{\circ}\text{Filas}_{\text{panel}} = 3.633 \text{ Filasdepanel} \cong 4$$

Corroborando distancia.

$$\text{DistanciaVertical} = \text{Longitud}_{\text{panel}} * N^{\circ}\text{Filas}_{\text{panel}}$$

$$\text{DistanciaVertical} = 1.5 \times 4 = 6\text{m}$$

Con 4 filas la distancia es mayor a la distancia disponible teniendo entonces que utilizar 3 filas de paneles, resultando una distancia de

$$\text{DistanciaVertical} = 1.5 \times 3 = 4.5\text{m}$$

Teniendo una diferencia de 0.95m.

$$\text{DistanciaHorizontal} = N^{\circ}\text{Columnas} * \text{Ancho}_{\text{Modulo}} + 0.018\text{m} + 0.032\text{m}$$

$$N^{\circ}_{Columnas} = \frac{Distancia_{Horizontal} - 0.032}{Ancho_{Modulo} + 0.018} = \frac{24.76 - 0.032 \text{ m}}{0.99 + 0.018 \text{ m}} = 24.53$$

$$N^{\circ}_{Columnas} = 24.53 \approx 25$$

Corroborando distancia.

$$Distancia_{Horizontal} = 25 * 0.99\text{m} + 0.018\text{m} + 0.032\text{m}$$

$$Distancia_{Horizontal} = 25.232\text{m}$$

Con 25 columnas de paneles la distancia horizontal resultante es de 25.232m lo cual sobrepasa la distancia real disponible teniendo entonces que utilizar 24 columnas teniendo con ello una distancia de

$$Distancia_{Horizontal} = 24 * 0.99\text{m} + 0.018\text{m} + 0.032\text{m}$$

$$Distancia_{Horizontal} = 24.224\text{m}$$

La cual resulta ser menor que la distancia disponible real  $24.224\text{m} < 24.76\text{m}$

Con el número de columnas y filas de paneles que se pueden colocar se tiene que el total de paneles es

$$TotaldePaneles = N^{\circ}_{Filas} X N^{\circ}_{columnas}$$

$$TotaldePaneles = 3 X 24$$

$$TotaldePaneles = 72$$

Numero de inversores.

$$N^{\circ}_{Inversor} = \frac{TotaldePaneles}{N^{\circ}modulosporInversor} = \frac{72}{26} = 2.77$$

$$N^{\circ}_{Inversor} = 2.77 \cong 3.00$$

Si se instalan 3 inversores se tendría un total de paneles de

$$N^{\circ}_{TotaldePaneles} = N^{\circ}modulosporInversor X N^{\circ}_{Inversor}$$

$$N^{\circ}_{TotaldePaneles} = 26 X 3 = 78$$

Y solo se tiene capacidad para 72 paneles, lo que obliga a utilizar solamente 2 inversores teniendo una cantidad de

$$N^{\circ}_{TotaldePaneles} = 26 X 2 = 52$$

Esto da una ventaja de poder alejar los paneles aún más de la pared que generan sombras reduciendo la pérdida por sombra.

Encontrando la Potencia Pico a suplir

$$P_{Pico} = N^{\circ} \text{ de Inversores} * \text{Potencia AC}_{nom \text{ del Inversor}}$$

$$P_{Pico} = 2 * 5000 \text{ w} = 10 \text{ kw}_p$$

Y teniendo un día solar de 4.142 hrs. Tenemos que

$$\text{Energia a Suplir} = P_{pico} \times \text{Dia Solar} = 10 \text{ kw}_p * 4.142 \text{ h}$$

$$\text{Energia a Suplir} = 41.42 \text{ kwh/d}$$

$$\%CubiertodelEdificio = \frac{EnergidiariaSFV}{EnergidiariaEdificio} \times 100\%$$

$$\%CubiertodelEdificio = \frac{41.42}{128.40} \times 100\%$$

$$\%CubiertodelEdificio = 32.26\%$$

El porcentaje que se alcanza a suplir está por arriba del objetivo deseado en un 2.26%. Pero teniéndose en cuenta que la capacidad del techo es de 72 paneles y solo se están colocando 52 se está dejando un espacio de 20 paneles lo que lleva a poder realizar una nueva configuración ya sea reduciendo la cantidad de paneles por string y así dar lugar a la colocación de un inversor más. Dicho ajuste se llevara a cabo en el segundo método de diseño el cual se explica a continuación.

Finalmente se debe de asegurar un buen funcionamiento del sistema y esto se logra verificando que los datos obtenidos estén dentro de los parámetros de seguridad adecuados los cuales se obtiene de la siguiente manera.

La potencia total generada por los módulos no debe ser mayor que 1.2 veces la potencia nominal AC del inversor. Esto con la finalidad de no superar la máxima potencia DC del inversor

$$\text{Potencia generada por los módulos} \leq 1.2 (\text{Potencia nominal AC del inversor})$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} =$$

$$\text{Pot típica del módulo} * \text{N}^\circ. \text{ de módulos por entrada}$$

$$* \text{N}^\circ. \text{ entradas por inversor a usar}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} = 205 \text{ W} * 13 * 2 = 5330 \text{ W}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos}$$

$$\leq 1.2 * \text{Potencia nominal AC del inversor}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} \leq 1.2 * 5000 \text{ W}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} \leq 6000 \text{ W}$$

$$5330 \text{ W} \leq 6000 \text{ W}$$

El voltaje producido por cada arreglo en serie de módulos no debe ser mayor al 80% del valor de voltaje de aislamiento del inversor:

$$\text{Voltaje por entrada (String)} \leq 0.8 (\text{Voltaje de aislamiento del inversor})$$

Dónde:

Voltaje de aislamiento del inversor no es más que el máximo voltaje DC del inversor.

Voltaje por entrada, es la multiplicación del número de paneles a usar por entrada (string) por el voltaje de circuito abierto del panel (ver hoja característica).

Voltaje producido por entrada =  $13 * 33.2 \text{ V} = 431.6 \text{ V}$   
Voltaje producido por entrada =  $436.1 \text{ V}$

$$V_{\text{producido por entrada}} \leq 0.8 * V_{\text{aislamiento del inversor}}$$

$$431 \leq 0.8 * V_{\text{aislamiento del inversor}}$$

$$431 \leq 0.8 * 600\text{V}$$

$$431 \leq 480\text{V}$$

## b. Segundo Método.

- Comparación y ajuste de datos a través del software SunnyDesign

### Ángulo de Inclinación.

Se introduce el valor de inclinación que para este caso es de 7 grados aproximadamente. Debido a que el techo del edificio cuenta con esa inclinación.

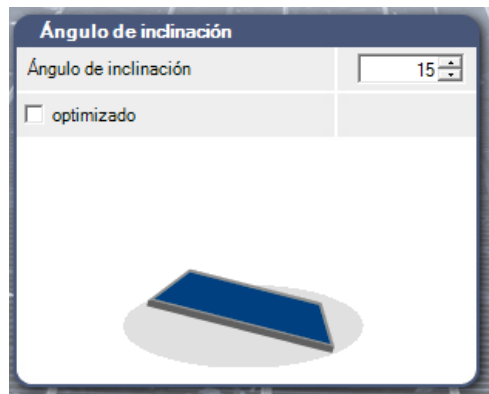


Fig. 2.42. Ángulo de inclinación del panel

### Ángulo Azimutal.

El valor a introducir es el ángulo de desfase del panel respecto al sur (ángulo de inclinación del edificio respecto al Sur)



Fig.2.43. Angulo Azimutal del panel

## Modulos

Presenta una lista de paneles solares de los diferentes fabricantes, seleccionando para nuestro caso Kyocera. Tomando el modelo KD205GH-2PU

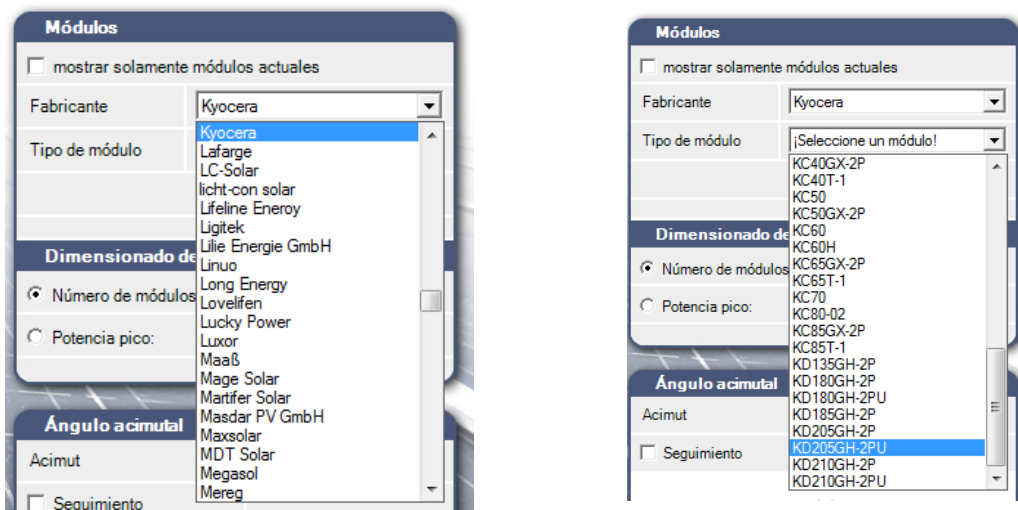


Fig. 2.44. Módulos

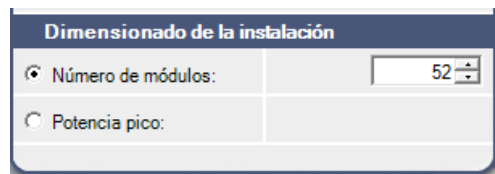


Fig. 2.45. Dimensionamiento de la instalación.

Introducidos todos los valores del paso numero uno, se procede al paso numero dos, el cual consiste en la selección del inversor.

La figura 2.46 presenta un listado completo de los inversores SMA con los que cuenta el programa de aquí se toma el que hemos asumido y al seleccionarlo el automáticamente calcula los valores de potencia pico, numero de paneles por String (entrada), cantidad de Entradas, etc.

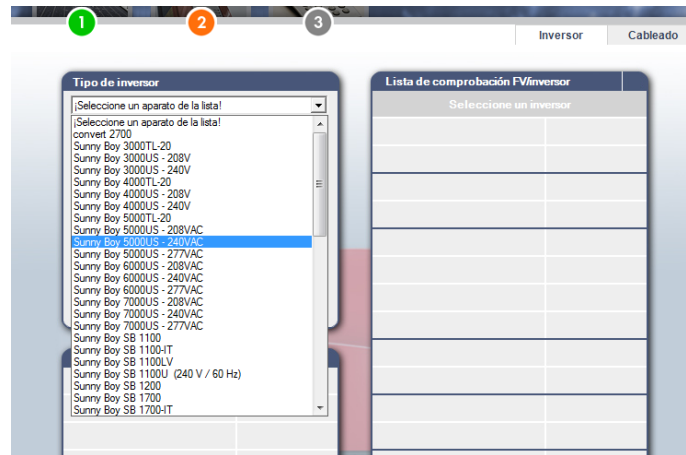


Fig. 2.46. Selección del Tipo de inverter marca SMA

**!Indicación: ¡El número de los módulos fue redondeado por defecto automáticamente!**

**Tipo de inverter**  
Sunny Boy 5000US - 240VAC

Nota: ¡No certificado para Mexico!  
Selección de categoría

**Configuración del sistema**

Potencia nominal del generador FV	9,84 kW
Superficie del generador FV	72,4 m²
Número de inversores	2
Potencia máxima de CC del inverter	10,60 kW
Inverter potencia activa máx. de CA	10,20 kW
Tensión de red [V]	240

**Lista de comprobación FV/inversor**  
Compatible con FV/inversor

Número total de módulos	48
Relación de potencia nominal	108 % ✓
Potencia del String (entrada)	4,92 kW
Proporción de potencia (entrada)	100 %
Tensión MPP String en 43 °C	293 V ✓
Tensión MPP String en 23 °C	322 V ✓
Tensión MPP String en 32 °C	309 V ✓
Tensión MPP mínima, tensión de red ajustada: 240 V	250 V
Tensión en vacío String 18 °C	408 V ✓
Tensión de CC máxima permitida inverter	600 V
Corriente máxima del generador FV	15,4 A ✓
Corriente continua máx. permitida	16,5 A
Número de Strings (inversor: 3 entradas)	2
Número de módulos por String min=10; max=17	12

**Sinopsis del sistema**

**Emplazamiento**  
Mexico City: Mexico  
Inclinación: 7°  
Acimut: -4°

**Módulo FV**  
Kyocera: KD205GH-2PU  
Tensión MPP: 26,6 V  
Corriente MPP: 7,71 A  
Potencia MPP: 205 W

**Inversor**  
Sunny Boy 5000US - 240VAC  
Potencia máxima CC: 5,3 kW  
Potencia máxima CA: 5,1 kW  
Rend. europeo: 95,77 %  
Máx. Coef. de rendimiento: 96,8 %  
Tensión de red: 211,2 - 264 V  
Frecuencia de red: 59,3 - 60,5 Hz

Fig. 2.47. Calculos de los Diferentes Parametros de Diseño

Finalizado el paso dos (selección del inverter) se obtiene automáticamente los resultados, que deberían ser aproximadamente igual al metodo uno. Para ellos se presenta el siguiente cuadro comparativo de ambos metodos.

Tabla 2.15. Comparacion de metodo 1 y 2

	Método 1	Método 2
<b>N° de Inversores</b>	2	2
<b>N° de Paneles por String</b>	13	12
<b>N° de String</b>	2	2
<b>N° paneles Totales</b>	52	48
<b>I por entrada</b>	16.72 A	16.5 A
<b>V por entrada</b>	431.6 V	408 V
<b>Potencia del String (Inversor)</b>	5.33 KW	4.92 KW

Como se puede observar en la tabla 2.15. El método uno varía del método dos en el número de paneles por String; teniendo 1 panel menos por String en el método dos, lo que hace un total de 12 paneles por inversor. Como se mencionó al final de método uno la ventaja que se tiene en el método 2 es que podemos realizar una nueva configuración de paneles e inversores para lo cual se simuló lo siguiente.

Se dejaron los 12 paneles por String y se colocó un inversor más ya que con esto se tiene un total de 72 paneles, teniendo con ello la capacidad máxima del techo del edificio y los resultados de la simulación fueron los siguientes.

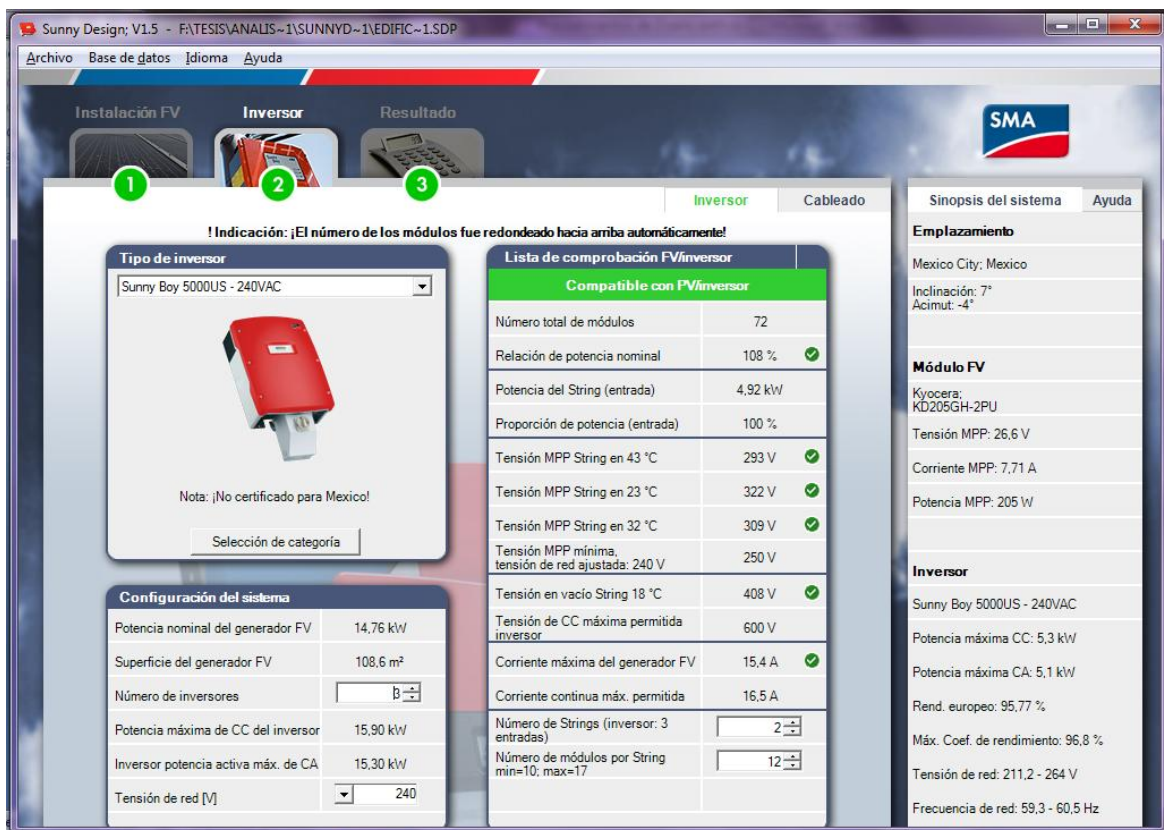


Fig. 2.48. Ajuste de parámetros a 3 inversores y 12 paneles

El resultado obtenido con el nuevo ajuste es una potencia nominal del generador fotovoltaico de 14.76KWp. Con un total de 72 paneles.

Siendo que el porcentaje a suplir del edificio es el siguiente.

$$\%CubiertodelEdificio = \frac{EnergidiariaSFV}{EnergidiariaEdificio} X100\%$$

$$EnergidiariaSFV = P_{pico} X Diasolar$$

$$EnergidiariaSFV = 14.76KW X 4.142h/d$$

$$EnergidiariaSFV = 61.14 \frac{KW.h}{d}$$

$$\%CubiertodelEdificio = \frac{61.14}{128.40} X100\%$$

$$\%CubiertodelEdificio = 47.62\%$$

Este nuevo porcentaje es mayor en 15.36 % mas, concluyendo así que la instalación quedaría de la siguiente manera.

**3 inversores y 12 módulos por String usando 2 string, lo que se traduce en 24 modulos por inversor. Logrando con ello una producción de 14.76KWp, supliendo un 47.62% del consumo total del edificio.**

#### **Cuarto de máquinas.**

El cuarto de máquinas se ubicará en una parte del aula más próxima en el 4º nivel, dicho cuarto se presentara bien diseñado en los planos finales del edificio con su sistema Fotovoltaico.

#### **Longitudes y calibre de los cables AC y DC según las distancia de los paneles al cuarto de máquinas y del de máquinas al tablero AC del edificio.**

Las longitudes y calibres de los cables la calculamos por medio del SunnyDesing y con ayuda de los planos del edificio.

Para el lado DC del inversor la longitud necesaria es de 15 metros aproximadamente ya que los cables deben de bajar del techo hasta el primer nivel. El lado AC tendrá una distancia una longitud de 10 metros aproximadamente llegando a un sub tablero de cual saldrán las líneas principales hacia el tablero general del edificio. Todos estos detalles y demás información se presentaran en temas posteriores.

Dadas las longitudes se tiene lo siguiente

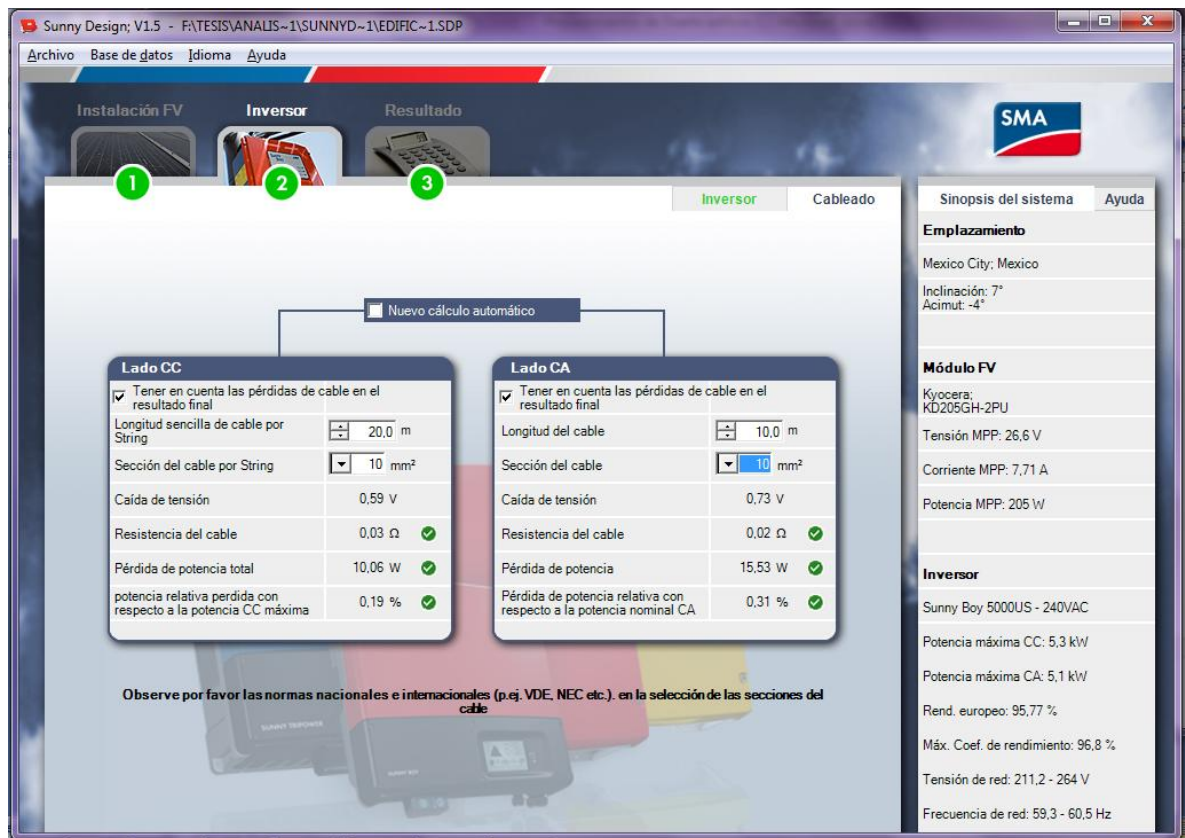


Fig. 2.49. Caculo de la sección del cable.

Según el Software la sección del cable de lado CD debe ser de 10mm<sup>2</sup> al igual que la sección AC, buscando en la siguiente tabla de calibres por medio de la sección tenemos que el calibre debe ser.

### Selección de la estructura de soporte de los paneles.

La selección de dicha estructura se realizara por medio de folletos de estructuras existentes. Y para el edificio en análisis conviene utilizar la estructura ConergySunTop III (ver Anexo 14), el cual ha sido desarrollado como sistema universal para el montaje sobre cubierta inclinada. Gracias a la utilización de los raíles patentados fabricados en aluminio, el conector Quickstone y la tecnología de conexión telescópica de Conergy, este sistema no precisa recortes para adaptarlo y es especialmente rápido de montar.

## 2.5 PROCEDIMIENTOS DE DISEÑO EDIFICIO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL E INGENIERÍA EN SISTEMAS. FIA-UES

### 2.5.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.



Fig. 2.50. Ubicación del edificio de Ingeniería Industrial y Sistemas. FIA-UES.

➤  $msnm = \text{Nivel de la superficie de la FIA} + \text{Altura de Edificio}$

Donde el Nivel de la superficie de la FIA fue tomado de Google Earth y la Altura del edificio de los planos del mismo

$$msnm = 687 + 11 = 698$$

$$msnm = 698m$$

➤ Altitud y longitud (tomado de Google Earth):  $13.7213^\circ \text{ N}$  ;  $89.2002^\circ \text{ O}$

### 2.5.2 PROYECCIÓN DE SOMBRA EN EL ÁREA A UTILIZAR.

Para este edificio, no se puede instalar los paneles fotovoltaicos, debido a varias razones que se enumeran a continuación:

1. El techo del edificio es de duralita, este tiende a fracturarse al someterla bajo un considerable peso.
2. Las vigas de dicho techo son de polín C, y estas no tienen la suficiente capacidad para soportar todo el peso de los paneles y la estructura de los mismos.
3. El techo solo da capacidad para una cierta cantidad de paneles, más que solo en el lado sur del techo del edificio, el cual no será posible suplir con el porcentaje del alcance (30%) deseado.

Para este problema se tienen dos posibles soluciones que por medio de experiencias pasadas de otras instalaciones, comentarios y recomendaciones, se nos presentaron las siguientes propuestas:

- a) Utilizar una estructura metálica de vigas y columnas, que sobresalgan del techo del edificio sin afectar este y utilizando las columnas ya existentes.
- b) Remover el techo y crear un plafón en toda el área del techo.

Con el siguiente tabla 2.16, se comparan las ventajas y desventajas que estos pueden resaltar.

*Tabla 2.16. Comparación de propuestas.*

Opciones	Ventajas	Desventajas
<b>Estructura metálica de vigas y columnas</b>	Menor tiempo de trabajo en el área e instalación. Menor tiempo de fabricación. No se necesita reasignación del personal y activos fijos.	Mantenimiento a la estructura. Costos elevados. El mantenimiento de la duralita no dejaría de existir. Difícil mantenimiento de sistema fotovoltaico paneles y duralita.
<b>Plafón</b>	No necesita mantenimiento. No necesita remoción o mantenimiento de la duralita cuando se presente un problema. Fácil mantenimiento del sistema fotovoltaico.	Mayor tiempo de trabajo en el área e instalación. Mayor tiempo de fabricación. Costos elevados. Necesita siempre de una estructura de vigas y columnas. Se hace una reasignación de personal y activos fijos, en lo que empieza y termina la obra. Transporte.

Ambas propuestas son viables por lo cual se procederá a diseñar instalación fotovoltaica considerando una superficie plana en el techo del edificio.

Con esta propuesta de análisis, no existirá perdidas por sombra externas, ya que el edificio está en un área sin sombras desde el amanecer hasta el anochecer, a pesar del desnivel que tiene con respecto a los árboles y las aulas que le rodean.

### **2.5.3 ÁREA ÚTIL.**

Considerando un área totalmente plana como se mencionó anteriormente, se tiene que el área útil es de 540 m<sup>2</sup>, tal y como se presenta en la figura 67 la vista de planta a continuación.

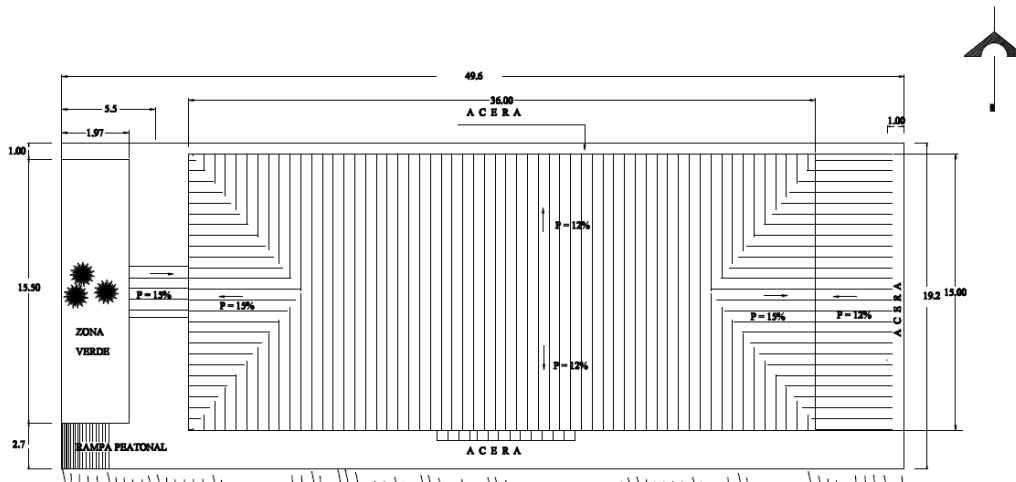


Figura 2.51. Área disponible para la instalación fotovoltaica del edificio de la Escuela de Ingeniería Industrial.

### 2.5.4 Cuantificación de la energía consumida por el edificio.

- a. Datos de potencia y tiempo, proporcionados por la escuela de ingeniería eléctrica.

La Energía del tablero general del edificio.

$$ETG = 413.3 \text{ Kwh/d}$$

Este edificio cuenta con dos sub-tableros en el tablero general para los compresores de los dos aires acondicionados.

La Energía del sub-tablero de los compresores del aire acondicionado A.

$$ETCA = 70.24 \text{ kwh/d}$$

La Energía del sub-tablero de los compresores del aire acondicionado B.

$$ETCB = 20.54 \text{ kwh/d}$$

- b. Interpretación de datos obtenidos.

La Energía consumida por las luminarias, equipos etc., en el edificio de la Administración Académica de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura es la siguiente.

$$E_{consumida} = ETG - ETCA - ETCB$$

$$E_{consumida} = 413.3 - 70.24 - 20.54 \text{ kwh/d}$$

$$E_{consumida} = 322.52 \text{ kwh/d}$$

c. Distribución de potencia.

Para el edificio de aulas la distribución de potencia se hará de forma cualitativa, la cual se realizara por medio de un inventario de luces y un aproximado de los equipos que se conectan a los tomas del edificio, teniendo así los siguiente tabla 2.17.

*Tabla 2.17. Inventario general de luminarias y equipos del edificio de la Escuela de Ingeniería Industrial y en sistemas Informáticos.*

<b>Cantidad</b>	<b>Tipo</b>	<b>Descripción</b>
213	Luminarias	Tubos
139	Computadoras	4 centros de computo
12	Impresoras	NA
6	Laptops	NA
15	Ventiladores	NA
2	Rack	Puertos de banda ancha
6	Router	Distribución de banda ancha
3	Proyectores	NA
3	Oasis	NA
3	Taladros	NA
2	Aparatos para soldar	220 VA
2	Televisión	NA
1	Proyector	NA
3	Teléfono	NA
2	Luces escaleras	NA
1	Esmeril, Equipo de sonido, Fotocopiadora, Fax, Lámparas de Emergencia	NA

### 2.5.5 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.

#### a. Primer Método.

Como se definió al principio las perdidas por sombra no se van a considerar y retomando el mes más desfavorables se tenía que la insolación es de 4.412KWh/d, el cual esta será la total para el diseño.

El panel seleccionado es un Kyocera Policristalino modelo KD210GH-2PU. Con una corriente de corto circuito de 8.58 A y un voltaje abierto de 33.2 V.

➤ Selección del Inversor.

El inversor a utilizar es un SunnyBoy **SB 8000 US** (ver Anexo 9). Con un voltaje máximo DC de 600 V y una corriente máxima DC de 30 A, posee un número de 3 String.

Teniendo  $I_{SC} = 8.36$  A en panel y el inversor una corriente de 30 A (DC).

Se tiene que si conectamos una fila de paneles en serie, cada string la corriente que se estaría aplicando al inversor sería de:

$$I_{aplicada\ a\ inv} = I_{sc} * N^{\circ}String$$

$$I_{aplicada\ a\ inv} = 8.58 * 3 = 25.74\ A$$

Ahora bien con la siguiente ecuación se encuentra la potencia por string:

$$Potencia\ por\ String = \frac{POT_{NOMAC\ del\ inversor}}{N^{\circ}\ de\ entradas\ a\ usar * \eta_{inversor}}$$

Donde  $\eta_{inversor}$  es la eficiencia del inversor, el cual se toma el 96% ya que es la recomendada por la constructora del inversor a una conexión trifásica de 240 V.

$$Potencia\ por\ String = \frac{8000\ W}{3 * 0.96} = 2777.78 \frac{W}{String}$$

$$Potencia\ por\ String \cong 2.78 \frac{KW}{String}$$

El número de Módulos por String se obtiene a través de la siguiente ecuación;

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = \frac{POT_{String}}{POT_{Modulo}}$$

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String = \frac{2777.78\ W}{210\ W} = 13.22$$

Se aproxima al entero superior obteniendo que;

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ String \cong 13\ Modulos$$

El número de módulos por inversor será entonces.

$$N^{\circ}\ modulos\ por\ Inversor = N^{\circ}\ Modulos * N^{\circ}\ String$$

$$N^{\circ} \text{modulos por Inversor} = 13 * 3$$

$$N^{\circ} \text{modulos por Inversor} = 39$$

Para determinar el número de inversores se tomara el área del módulo, teniendo que el área del panel = 1.5 m x 0.990 m = 1.485 m<sup>2</sup>

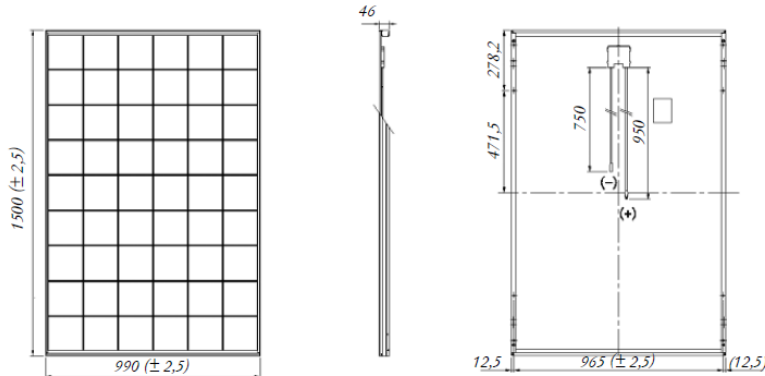


Figura 2.52. Medidas del Panel KD210GH-2PU

La distancia vertical que podría tener vista en posición de planta de la Escuela de Ingeniería Industrial y en Sistemas Informáticos, este tendría que disponer de una superficie plana del edificio con un valor 15 m, donde dicha distancia deber ser igual a:

$$\text{DistanciaVertical} = \text{Longitud}_{\text{panel}} * N^{\circ} \text{Filas}_{\text{panel}}$$

Pero se debe de dejar un margen para el mantenimiento de 1 m, estos serán tanto en medio (1 m), el lado sur y norte (2 m) de la superficie plana que deberá poseer dicho edificio para. Entonces esto nos deja un margen de 12 m para la instalación.

Despejando la ecuación anterior se encuentra el número de filas de paneles que podría tener o serán posibles alojar;

$$N^{\circ} \text{Filas}_{\text{panel}} = \frac{\text{DistanciaVertical}}{\text{Ancho}_{\text{panel}}}$$

$$N^{\circ} \text{Filas}_{\text{panel}} = \frac{12 \text{ m}}{0.99 \text{ m}} = \text{Filasdepanel}$$

$$N^{\circ} \text{Filas} \cong 12.1212$$

Ahora se procede a encontrar el número de columnas de paneles que sea posible o podría tener en el plafón este tiene una longitud de 36 m, pero para ello hay que quitarle 1 m para la separación entre los paneles (2 m dándole una capacidad de alojar más o menos 3 estructuras), también 1 m entre los bordes del edificio y los paneles (1 m a la izquierda y 1 m a la derecha), entonces se obtiene un valor de m:

$$\text{DistanciaHorizontal} = N^{\circ} \text{Columnas} * \text{Ancho}_{\text{Modulo}}$$

$$N^{\circ} \text{Columnas} = \frac{\text{DistanciaHorizontal}}{\text{Ancho}_{\text{Modulo}}} = \frac{32 \text{ m}}{1.5 \text{ m}} = 21$$

$$N^{\circ}_{Columnas} = 21$$

Se selecciona la estructura para alojar los paneles el cual será de la marca CONERGY con el nombre del modelo de SOLARGIGANT II (ver Anexo 10), este posee las medidas en bruto de 10 x 5 m, se eligió este modelo porque da mucha flexibilidad a la instalación de los paneles y no estaría sobre dimensionado así como se muestra a continuación para encontrar el número de columnas y filas que deberá tener cada módulo estructural.

Pero los diseñadores de la estructura recomiendan que por cada panel instalado hay que restarle 0.008 m (8 mm), para alojar los pernos.

Ahora con esto se procede a encontrar el número de filas que deberá o tendrá que tener el sistema.

$$N^{\circ}Filas_{Panel} = \frac{Distanciaverticaldelaestructura}{Ancho_{Panel}}$$

$$N^{\circ}Filas_{Panel} = \frac{5 \text{ m}}{0.99 \text{ m}} = 5.05 \cong 5 \text{ filasdepaneles}$$

Entonces la cantidad de filas por panel sería de:

### **5 filas de paneles por estructura.**

Pero, como anteriormente se exponía, el plafón tiene la capacidad de alojar hasta 12 paneles, dado los motivos de adecuación y espacio solo se tomaran 10 paneles, para que sea un número par, sobrando aproximadamente 1 m más a cada lado para una adecuada ubicación.

Ahora se encuentra el número de columnas de paneles que deberá tener o podrá alojar la estructura, pero aquí ya no hay influencia en el dimensionamiento por los tornillos, ya que este solo afecta el riel o el lado vertical de la estructura con esto se tiene que:

$$DistanciaHorizontal = N^{\circ}_{Columnas} * Ancho_{Modulo}$$

$$N^{\circ}_{Columnas} = \frac{DistanciaHorizontaldelaestructura}{Ancho_{Modulo}} = \frac{10 \text{ m}}{1.5 \text{ m}} = 6.67$$

$$N^{\circ}_{Columnasdepanles} \cong 6$$

Ahora con estos datos obtenidos se puede encontrar el número de filas y columnas de estructuras que puede alojar el edificio en sí.

Encontrando el número de filas con la siguiente ecuación:

$$numerodefilas = \frac{N^{\circ}defilasquepuedealojareledificio}{N^{\circ}defilasquesedeseainstalar}$$

$$numerodefilas = \frac{12}{5} = 2.4$$

Esto sucederá, si y solo si, el número de filas que podría alojar el edificio era mayor a 12, es decir sobraba espacio de filas entonces se tiene que:

**El número de filas máximas de estructuras que puede alojar el edificio es de 2, con este tipo de diseño.**

Encontrando el número de columnas con la siguiente ecuación:

$$\text{numerodecolumnas} = \frac{N^{\circ}\text{decolumnasquepuedealojareledificio}}{N^{\circ}\text{decolumnasquesedeseainstalar}}$$
$$\text{numerodecolumnas} = \frac{21}{6} = 3.5$$

Pero esto no puede ser posible, ya que la estructura mide de largo 10 m y la superficie plana del edificio es de 36 m de longitud, entonces este quedaría muy ajustado poniendo 4, lo que se pretende es dejar un margen de mantenimiento adecuado entre los paneles y los bordes del lado izquierdo y derecho del edificio, teniéndose entonces que:

El número de columnas máximas de estructuras que puede alojar el edificio es de 3, con este tipo de diseño.

Teniendo que el edificio tiene la capacidad de alojar 6 estructuras, con una cantidad de paneles de 180 en total de ellos, con alojamiento 30 paneles por estructura.

Con el número de paneles que se pueden colocar se tiene que el total o el número de inversores serán:

$$N^{\circ}_{Inversor} = \frac{\text{TotaldePaneles}}{N^{\circ}\text{modulosporInversor}} = \frac{180}{39} = 4.61$$

Este número de inversores no es adecuado por el tipo de conexión de la acometida del edificio, ya que esta conexión es trifásica, entonces debe de existir una relación de un inversor por fase entonces se tiene que:

$$N^{\circ}_{Inversor} \cong 3.00$$

Este número de inversores es ideal, ya que estas fueron recomendaciones de ingenieros electricistas de la Universidad Politécnica de El Salvador, porque se hace una buena repartición de carga o equilibrio.

**Si se tiene que el número de inversores es de tres y un número de 13 paneles por string, utilizando tres de estos mismos, se tiene que el número de paneles totales es 117, y utilizando 4 estructuras (30 módulos por estructura), dejando un espacio de 3 paneles más.**

Encontrando la Potencia Pico a suplir:

$$P_{\text{Pico}} = N^{\circ} \text{ de Inversores} * \text{Potencia AC}_{\text{nom del Inversor}}$$

$$P_{\text{Pico}} = 3 * 8000 \text{ W} = 24 \text{ kw}_p$$

Y teniéndose un día solar de 4.142 hrs. Tenemos que:

$$\text{Energia a Suplir} = P_{\text{pico}} \times \text{Dia Solar} = 24 \text{ kw}_p * 4.142 \text{ h}$$

$$\text{Energia a Suplir} = 99.408 \text{ kwh/d}$$

$$\text{Energia a Suplir} = 99.41 \text{ kwh/d}$$

$$\% \text{Cubierto del Edificio} = \frac{\text{Energia diaria SFV}}{\text{Energia diaria Edificio}} * 100\%$$

$$\% \text{Cubierto del Edificio} = \frac{99.408}{322.52} * 100\%$$

$$\% \text{Cubierto del Edificio} = 30.82 = 31\%$$

**El porcentaje que se alcanza a suplir está por arriba del objetivo a alcanzar, que era un 30 % deseado en un 1 %.**

Finalmente se debe asegurar un mejor rendimiento del sistema y esto se logra verificando que los datos obtenidos anteriormente estén dentro de los parámetros de seguridad adecuados los cuales se obtiene de la siguiente manera.

La potencia total generada por los módulos no debe ser mayor que 1.20 veces la potencia nominal AC del inversor. Esto con la finalidad de no superar la máxima potencia DC del inversor.

$$\text{Potencia generada por los módulos} \leq 1.2 \text{ (Potencia nominal AC del inversor)}$$

$$Pot_{\text{generada por modulo}} = Pot_{\text{tipi Modulo}} * N_{\text{Modstring}}^{\circ} * N_{\text{string por Inversor}}^{\circ}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} = 210 \text{ W} * 13 * 3 = 8190 \text{ W}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos}$$

$$\leq 1.2 * \text{Potencia nominal AC del inversor}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} \leq 1.2 * 8000 \text{ W}$$

$$\text{Potencia generada por los modulos} \leq 9600 \text{ W}$$

$$\mathbf{8190 \text{ W} \leq 9600 \text{ W}}$$

El voltaje producido por cada arreglo en serie de módulos no debe ser mayor al 80% del valor de voltaje de aislamiento del inversor:

$$\text{Voltaje por entrada (String)} \leq 0.8 \text{ (Voltaje de aislamiento del inversor)}$$

Donde:

Voltaje de aislamiento del inversor no es más que el máximo voltaje DC del inversor. El Voltaje por entrada, es la multiplicación del número de paneles a usar por entrada (string) por el voltaje de circuito abierto del panel.

$$\text{Voltaje producido por entrada} = 13 * 33.2 \text{ V} = 431.6 \text{ V}$$

$$\text{Voltaje producido por entrada} = 431.6 \text{ V}$$

$$V_{\text{producido por entrada}} \leq 0.8 * V_{\text{aislamiento del inversor}}$$

$$431.6 \leq 0.8 * V_{\text{aislamiento del inversor}}$$

$$431.6 \leq 0.8 * 600\text{V}$$

$$431.6 \leq 480\text{V}$$

## b. Segundo Método.

- Comparación y ajuste de datos a través del software SunnyDesign

### Angulo de Inclinación.

Se desmarca la opción de *Optimizado*, luego introducimos o se selecciona el valor del angulo de inclinacion, que para nuestro diseño o caso es de **15°**. Debido ha que el plafon del edificio de academica, no cuenta con esa inclinacion y es la recomendada conforme a la altitud de la region de El Salvador que son de 15°.

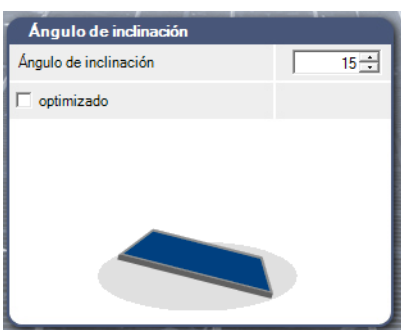


Fig. 2.53. Angulo de inclinacion del panel.

### Angulo Azimutal.

Primero se desmarca la opcion de *Seguimiento*, se introduce o selecciona el valor del angulo de desfase del panel respecto al sur geografico, el cual este es de **0°** Sur-Este.



Fig. 2.54. Angulo Azimutal del panel a 0°.

## Modulos.

Presenta una lista de paneles solares de los diferentes fabricantes, seleccionando para el diseño sistema, el modelo del panel **KD210GH-2PU**:

Se selecciona el fabricante, del panel fotovoltaico, figura 2.55:

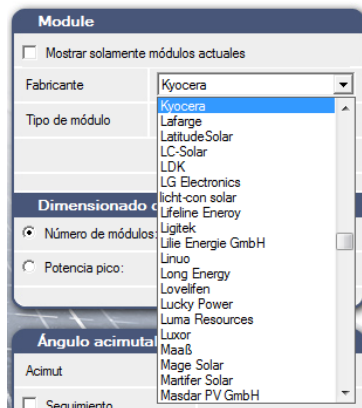


Fig. 2.55. Tipo de Módulo según fabricante.

Luego de haber seleccionado el fabricante se procede a seleccionar el modelo el panel fotovoltaico, figura 2.56:

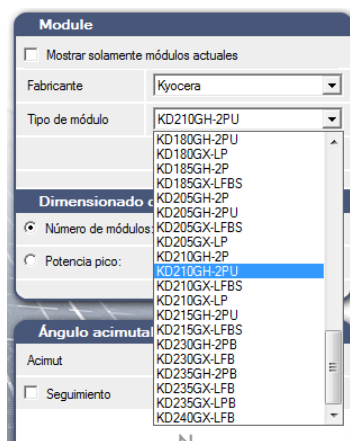


Figura 2.56. Selección del Módulos

Después de la selección del panel se hace el dimensionamiento, siendo este el número de paneles o modelos a utilizar, para el sistema, figura 2.57:

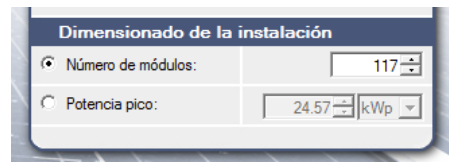


Fig. 2.57. Selección del número de paneles para el dimensionamiento de la instalación.

Introducidos o seleccionados todos los valores del paso número uno, se procede al paso número dos, el cual consiste en la selección de la marca y el modelo del inversor, para obtener una mejor interpretación del mismo se ilustra a continuación, explicando los procesos de selección.

La figura 2.59, presenta un listado completo de los inversores SMA con los que cuenta el programa, antes de realizar este paso se debe dar click en el comando *Selección de categoría*, en la figura 2.58, como se denota en la parte a), después solo deben quedar marcadas las opciones de la parte b), luego procede a la selección del inversor que se ha considerado en el diseño del sistema del método uno y al haberlo seleccionado, el programa automáticamente calcula los valores aproximados de potencia pico ( $P_{pic}$ ), número de paneles por String, cantidad de String, etc, ya que hay que modificar o seleccionar otros parámetros que se explican más adelante.

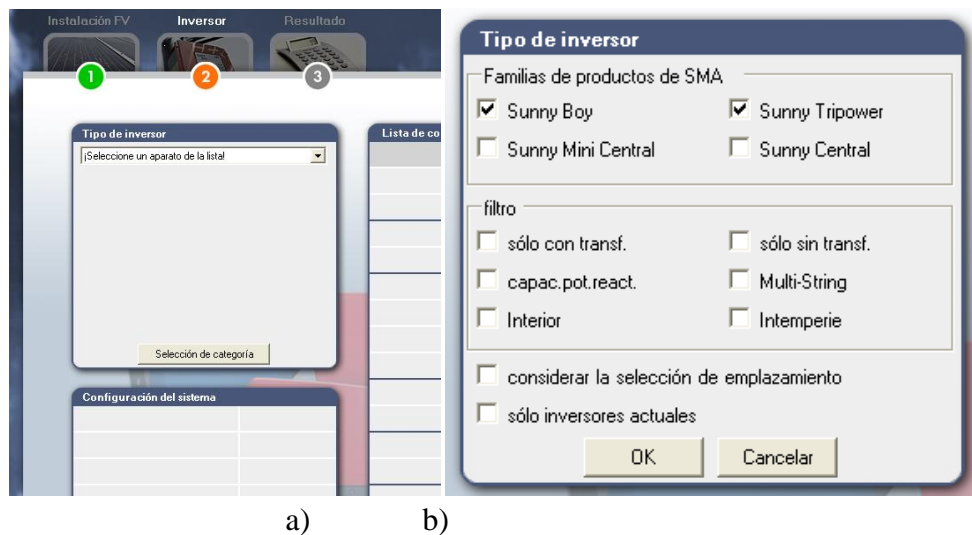


Figura 2.58. a) Selección de categoría y b) Marcado de las opciones deseadas para el diseño.

Con los siguientes pasos se elige el inversor.

Paso uno. Primero seleccionamos la opción del tipo del modelo del inversor.

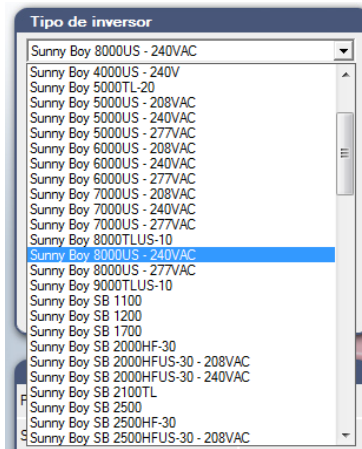



Figura 2.59. Selección del Tipo de inversor de la compañía SMA.

Paso dos. Se selecciona el numero de inversores (**3**), el Voltage o la Tension de la red en el edificio (**240 V**), luego se selecciona el numero de string a utilizar por inversor (**13**) y el numero de modulos o paneles por string, dandonos este item una restricion de utilizar como minimo **10** y maximo **17** paneles, como se muestra en la figura 2.60:

**Tipo de inversor**

Sunny Boy 8000US - 240VAC



Sunny Boy 8000US - 240VAC  
Potencia máxima de CC : 8.60 kW  
Potencia máxima CA: 7.68 kW

Selección de categoría

**Configuración del sistema**

Potencia pico del generador FV	24.57 kW
Superficie total del generador FV	176.7 m <sup>2</sup>
Número de inversores	3
Potencia máxima de CC	25.80 kW
Rendimiento máx. de CA	23.04 kW
Tensión de red (es decir, tensión en el punto de conexión)	240 V

**Lista de comprobación**

Compatible con FV/inversor

Suma total de módulos	117
Ratio de potencia	105 % <span style="color: green;">✔</span>
Potencia del String (entrada)	8.19 kW
Ratio de potencia (Entrada)	100 %
Tensión del MPP del string a 43°C	318 V <span style="color: green;">✔</span>
Tensión del MPP del string a 22°C	350 V <span style="color: green;">✔</span>
Tensión del MPP del string a 32°C	335 V <span style="color: green;">✔</span>
Tensión mín. del MPP, tensión de red ajustada: 240 V	300 V
Tensión en vacío del string a 18°C	443 V <span style="color: green;">✔</span>
Tensión máx. de CC admisible (inversor)	600 V
Corriente máxima del generador FV	23.7 A <span style="color: green;">✔</span>
Corriente DC-max. permitida	30.0 A
Número de strings (3 entradas)	3
Número de módulos por string: mín.=12; máx.=17	13

Figura 2.60. Cálculos de los Diferentes Parámetros de Diseño, para el buen funcionamiento del inversor, dando este con la posibilidad de éxito.

Finalizando el paso dos se obtiene automáticamente los resultados, que deberían ser aproximadamente similar al método uno.

Para ello, se realizó la siguiente tabla 2.18, que nos servirá para comparar ambos métodos utilizados en el diseño del sistema:

*Tabla 2.18. Comparación de método uno y dos.*

	<b>Método 1</b>	<b>Método 2</b>
<b>N° de Inversores</b>	3	3
<b>N° de Paneles por String</b>	13	13
<b>N° de String</b>	3	3
<b>N° paneles Totales</b>	117	117
<b>I por entrada</b>	25.58 A	23.7 A
<b>V por entrada</b>	431.6 V	443 V
<b>Potencia pico</b>	24 Kw <sub>p</sub>	24.57 Kw <sub>p</sub>
<b>Potencia del String (Inversor)</b>	2.78 KW	8.19 KW

Entonces si hay una similitud, pero un menor porcentaje de energía cubierto.

Con el resultado obtenido de la simulación, se determina el porcentaje cubierto, conforme al objetivo a alcanzar, con los parámetros una potencia nominal del generador fotovoltaico de 24.57 Kw<sub>p</sub>, con un total de 117 paneles.

Se recalcula el porcentaje a suplir de este nuevo sistema para verificar si cumple con los objetivos establecidos, haciéndolo de esta forma.

$$\%Cubierto del Edificio = \frac{Energia\ diaria\ SFV}{Energia\ diaria\ Edificio} \times 100\%$$

$$Energia\ diaria\ SFV = P_{pico} \times D_{solar}$$

$$Energia\ diaria\ SFV = 24.57\ KW \times 4.142\ h/d$$

$$Energia\ diaria\ SFV = 101.33 \frac{KW \cdot h}{d} \cong 84$$

$$\%Cubierto del Edificio = \frac{101.32}{322.52} \times 100\% \cong 31.417\%$$

$$\%Cubierto del Edificio \cong 31.42\%$$

Los parametros de seguridad vistos anteriormente, de la corriente y el voltage que se generan no afectan el sistema, ya que estos dependen del numero del paneles y estos ahoran son iguales a los que se habian calculado no tienen mayor problema.

Este nuevo porcentaje es mayor en 1.4 % más al del objetivo a alcanzar (30%), concluyendo así que la instalación quedaria como el diseño del sistema fotovoltaico del edificio de la siguiente forma:

Llegando al siguiente dimensionamiento, para el sistema fotovoltaico:

**3 inversores marca Sunny Boy modelo SB8000US-240VAC y 13 paneles o modulos por String usando 3 de estos, lo que se traduce en 39 modulos por inversor, 117 en total marca Kyocera modelo KD210GH-2PU. Obteniendo con todo esto una producción de 24.57 KWp, supliendo así un 31.4% del consumo total del edificio.**

### **Cuarto de máquinas**

Se optó por adecuar el cuarto en la parte Este de la tercera planta, ubicado cerca el salón de consultas, se eligió ese lugar porque, este se encuentra protegido del medio ambiente es un lugar fresco, está más cerca al tablero de esa misma planta, y se cuenta con un área disponible sin uso alguno en el cuarto, dicho cuarto se presentara con sus detalles diseñado mostrados en los planos finales del edificio con sus Sistema Fotovoltaico.

### **Longitudes y calibre de los cables AC y DC según las distancia de los paneles al cuarto de máquinas y del de máquinas al tablero general AC del edificio.**

Las longitudes y calibres de los cables la calculamos por medio del SunnyDesing y con ayuda de los planos del edificio.

Para el lado DC del inversor la longitud necesaria es de 45 metros aproximadamente ya que los cables deben de bajar del techo hasta el tercer nivel del edificio la última estructura de paneles estará alejada unos 42 más las interconexiones nos llevan a esta medida o valor. El lado AC tendrá una distancia una longitud de 15 metros aproximadamente pasando desde un sub tablero general del tercer nivel hasta llegar a las líneas principales hacia el tablero general del edificio de académica. Todos estos detalles y demás información se presentaran en temas posteriores.

Dadas las longitudes se tiene lo siguiente

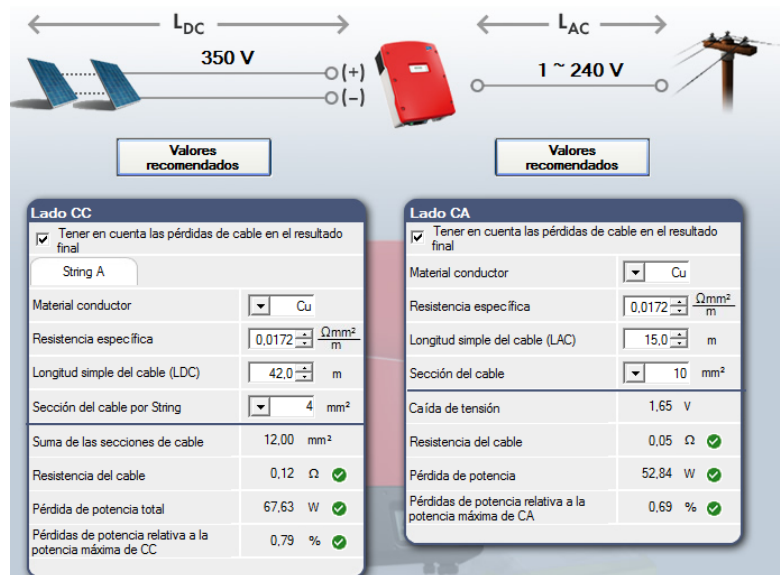


Fig. 2.61. Caculo de la sección del cable.

Según el Software la sección del cable de lado CD debe ser de 4 mm<sup>2</sup> y la sección AC debe ser de 10 mm<sup>2</sup>, buscando en la tabla de calibres por medio de la sección y tomando en cuenta las normas NEC tenemos que el calibre debe ser:

AWG 10 para la sección DC y para la sección de AC debe ser de AWG 8.

### Selección de la estructura de soporte de los paneles.

Se se seleccionaran 4 estructuras marca CONERGY modelo Solar Gigant, cada una de las estructuras tendra la capacidad de alojar 30 paneles, del cual una de las estructuras dejara un espacio de 3 paneles mas.

**CAPITULO III**  
**MANUALES DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

## **3.1 MANUAL DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.**

### **3.1.1 GENERALES.**

Los presentes manuales tienen como objetivo establecer el procedimiento que se debe seguir durante la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red, para que dicho sistema sea seguro, confiable y eficiente.

Esta guía describe los procedimientos que se deben seguir para la instalación de un Sistema Fotovoltaico compuesto por la red de módulos fotovoltaicos, las estructuras de montaje y el convertidor de tensión CC/AC o inversor, estableciendo que la instalación deberá ser realizada por un técnico electricista y con experiencia en instalaciones eléctricas domiciliarias e industriales.

### **3.1.2 CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD.**

#### **Módulos Fotovoltaicos.**

Los módulos solares producen electricidad al estar expuestos a la luz solar. Arreglos de muchos módulos pueden causar choques y quemaduras. Sólo personal autorizado y entrenado debería tener acceso a los módulos. Para reducir el riesgo de choques eléctricos o quemaduras, los módulos deben ser cubiertos con un material opaco durante su instalación. No se deben tocar los terminales vivos con las manos. Se deben usar herramientas aisladas para conexiones eléctricas.

Antes de instalar un sistema fotovoltaico debe ponerse en contacto con las autoridades locales para determinar si es necesario un permiso de instalación o una inspección.

El sistema debería ser instalado únicamente por personal calificado. El sistema involucra electricidad y puede ser peligroso si el personal no está familiarizado con los procedimientos de seguridad necesarios.

No se debe parar sobre el módulo.

Aunque los módulos son muy resistentes, el vidrio puede quebrarse (y el módulo no funcionará correctamente) si se cae o es golpeado por alguna herramienta u otro objeto.

La luz solar no debe concentrarse sobre el módulo.

El marco del módulo está hecho de aluminio anodizado y se puede corroer si el módulo es expuesto a ambientes húmedos y salados o si está en contacto con otros metales. (Corrosión por electrólisis). Si se requiere se pueden instalar arandelas de PVC o acero inoxidable entre el marco del módulo y la estructura de soporte para prevenir esta corrosión.

Los módulos deben estar sujetos a una estructura de soporte.

Los módulos están compuestos por una superficie de cristal, una hoja trasera de Tereftalato de polietileno (PET) y posee clasificación C de resistencia al fuego.

### **Estructura de soporte.**

Independientemente de la estática examinable, debe asegurarse antes de la instalación que el producto satisface con los requerimientos de estática que se deducen del lugar de instalación de acuerdo con lo dispuesto en la norma DIN 1055.

Debe observarse además las siguientes indicaciones generales de seguridad:

No puede retirarse ningún dispositivo de seguridad, ni tampoco puede ponerse ningún dispositivo de seguridad fuera de funcionamiento.

Las indicaciones de seguridad del aparato que sean ilegibles se deberán cambiar inmediatamente.

Se debe llevar la ropa de trabajo que prescriban las directivas y respetar la normativa vigente de seguridad en el trabajo.

### **Inversores.**

El SunnyBoy pesa hasta 148libras (67kg). Para evitar lesiones, debe asegurarse de usar técnicas apropiadas para levantar y garantizar la ayuda de alguien para ayudar en el desembalaje y la instalación del inversor.

Se debe tener cuidado de no perder los tornillos o las arandelas de seguridad, pues los seis tornillos y arandelas de seguridad son necesarias para garantizar que la tapa esté bien conectada a tierra y está completamente sellado para el caso. Maneje con cuidado la tapa, el daño, incluso menor, a la cubierta podría dar lugar a un cierre inadecuado entre la cubierta y la caja, permitiendo así que la humedad penetre y dañar los componentes electrónicos sensibles.

No debe instalarse el SunnyBoy durante los períodos de precipitación o la humedad alta (>95%). La humedad atrapada dentro del recinto puede causar corrosión y daños a los componentes electrónicos.

Siempre hay un cierto riesgo con los dispositivos eléctricos que un incendio pueda ocurrir, aunque se prestó la mayor atención para evitar esto durante el desarrollo.

No debe instalarse el inversor

- sobre materiales inflamables,
- en las zonas donde los materiales altamente inflamables,
- en zonas potencialmente explosivas
- 

No montar el Sunny-Boy sobre paneles de yeso (tabla-roca) o paneles de madera fina.

El inversor debe ser instalado en un lugar que es inaccesible a los niños.

El Sunny-Boy emite un leve ruido por vibración durante la operación. Esta vibración es normal y no tiene ningún efecto sobre el rendimiento, pero puede ser cuestionable si el inversor está montado en una pared de una sala de estar, en el exterior de una pared que está cerca de una sala de estar, o en ciertos tipos de materiales, tales como paneles de madera fina o chapa.

Para evitar una descarga eléctrica u otras lesiones, verificar las instalaciones existentes de electricidad o plomería en las paredes antes de perforar los agujeros de montaje para el Sunny-Boy.

Siempre apagar todos los interruptores y los interruptores en la instalación fotovoltaica antes de conectar ningún cable o desconectar los cables del Sunny-Boy

### **3.1.3. DESEMBALAJE E INSTALACIÓN.**

#### **Módulos Fotovoltaicos.**

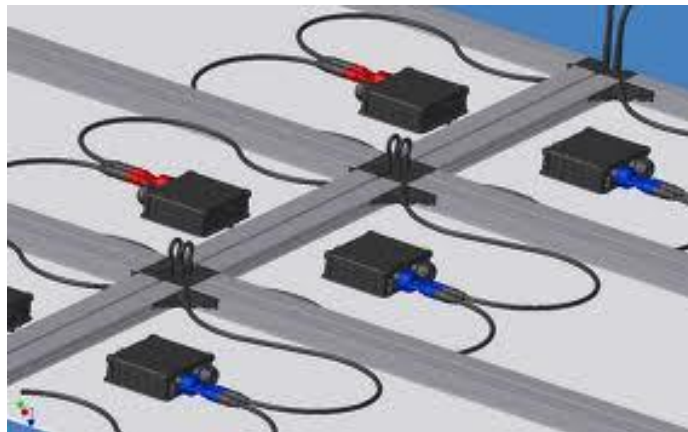
Se requiere una brecha mínima de 15 mm entre el panel y la superficie de montaje, para permitir el flujo de aire fresco. Un espacio mínimo de 3.2 mm siempre debe mantenerse entre los marcos de los módulos para permitir la dilatación térmica.

Los módulos vienen pre-cableados y listos para ser instalados en cualquier tipo de construcción. Cada módulo tiene dos cables trenzados de salida #10 AWG tipo USE-2/RHH/RHW-2 resistentes a la luz solar, cada uno termina con conectores Multi-Contact®. El terminal positivo (+) tiene un conector macho mientras que el negativo (-) tiene un conector hembra. El cableado del módulo es únicamente para conexiones en serie. Conexiones en serie y en paralelo pueden ser hechas con dos cables de salida #10 AWG tipo XLP, resistentes a la luz solar con terminales macho y hembra Multi-Contact®.



*Fig. 3.1. Conectores Multi-Contact.*

NOTA: Cuando haga conexiones con Multi-Contact, asegúrese que el arreglo de módulos está deshabilitado. NO HAGA CONEXIONES MIENTRAS ESTA EN CARGA.



*Fig. 3.2. Interconexión de paneles.*

Unir todos los marcos de los módulos en una conexión a tierra de acuerdo al artículo 250 del Código Eléctrico Nacional (NEC, por sus siglas en inglés). Una adecuada puesta a tierra se consigue conectando los marcos de los módulos y todas las partes metálicas de la estructura, contiguas entre sí, usando un conductor de tierra adecuado. El conductor de tierra debe ser de cobre, una aleación de cobre u otro material adecuado para uso como conductor eléctrico según el NEC. El conductor de tierra debe ser luego aterrizado usando un electrodo de conexión a tierra adecuado. Asegurar el contacto eléctrico positivo a través de la anodización en el marco del módulo de extrusión usando uno de los siguientes métodos. Conectar el conductor de tierra:

- (1) Para uno de los agujeros de 7 mm marcados como “conexión a tierra”, usando un perno de acero inoxidable de 1/4”, arandelas de acero inoxidable y tuerca de acero inoxidable. Enrollar el conductor alrededor del perno. Evitar el contacto directo del conductor de tierra de cobre con el marco de aluminio.

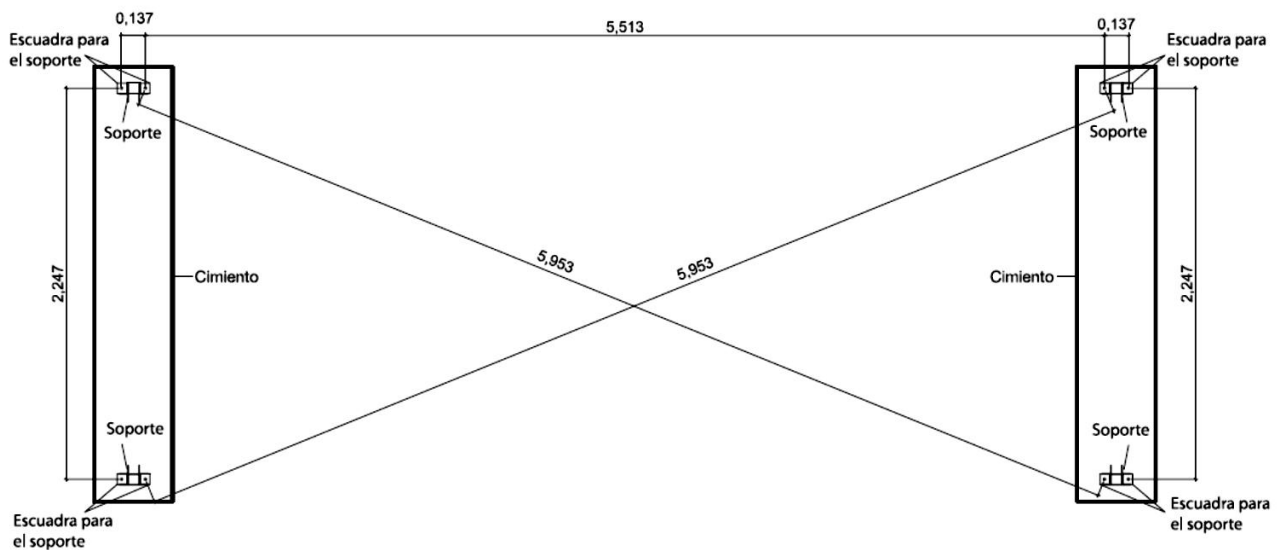
- (2) Para un terminal de tierra enterrado, al aire libre o directo, se debe utilizar tornillería de acero inoxidable 10-32 para unir el marco de los módulos al terminal de tierra. Una arandela de acero inoxidable, posicionada entre el terminal y la superficie anodizada del marco, debe ser utilizada para romper la capa anodizada de la extrusión del marco y conectar eléctricamente el terminal de tierra y el material conductor del marco de aluminio

Como regla general, se debe evitar el contacto directo de los conductores de tierra de cobre o aleaciones de cobre con el marco de aluminio de los módulos. Todo el equipo de conexión a tierra en contacto con cada marco de aluminio de los módulos y/o conductores de tierra de cobre o aleación de cobre, deben ser de acero inoxidable.

### **Estructura de soporte.**

El lugar de montaje debe ser plano. Se aconseja usar una cimentación en tiras de hormigón para la fijación del bastidor. Ver figura 3.3.

La cimentación debe adaptarse a las características específicas del lugar de instalación según lo especificado en las normas DIN 1045 y DIN 1055.



*Fig. 3.3. Cimentación de la estructura.*

Para el montaje previo y el acabado se necesita un espacio plano y limpio o una mesa de montaje con unas dimensiones de aprox. 9,5 m de largo y 3 m de ancho.

Se aconseja confeccionar un marco de madera o metal que sea aprox. 2-3 mm más ancho que un módulo, para ajustar el bastidor y orientar los cabríos.

Confeccionar asimismo una plantilla para marcar la posición de los cuatro taladros en la cimentación en tiras. De esta manera se garantiza que se cumplen exactamente la distancia de los taladros en la cimentación en tiras. (Figura 3.4)

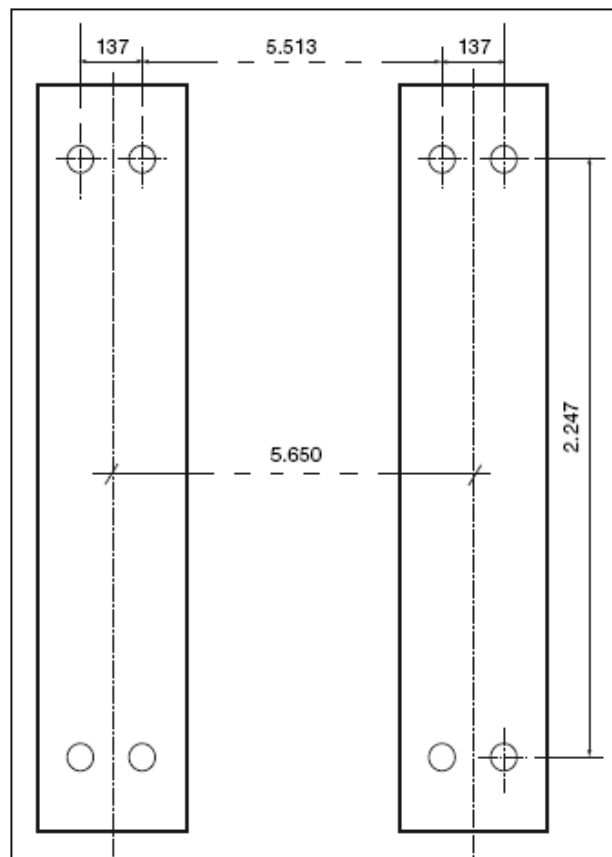
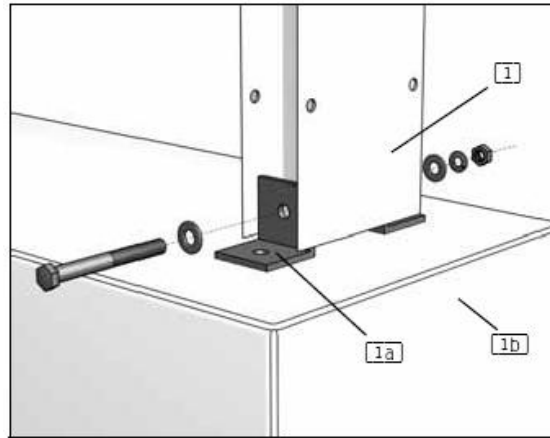


Fig. 3.4. Ubicación de los taladros en la cimentación.

Los perfiles del bastidor son de aluminio extrusionado, mientras que los componentes pequeños, los elementos de unión y los tubos redondos son de acero inoxidable y aluminio.

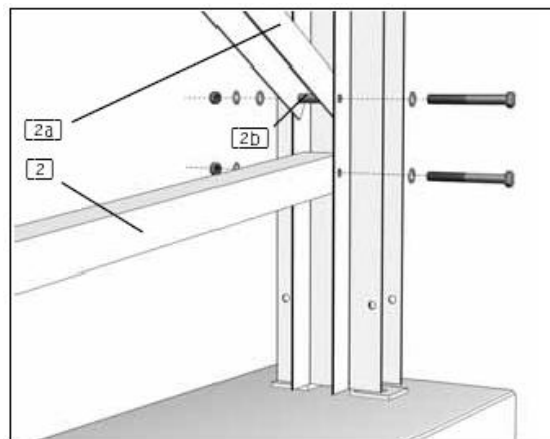
### Montaje de los apoyos:



*Fig. 3.5. Montaje de los apoyos del bastidor.*

1. Montar dos escuadras (1a) en cada soporte (1) usando tornillos M 12 x 100 de cabeza hexagonal
2. Orientar la plantilla de montaje (Figura 3.4) correctamente en la cimentación (1b) y marcar la posición de los taladros
3. Realizar los taladros para los pernos de anclaje M 12 (profundidad de taladro 90 mm)
4. Clavar en los taladros 2 pernos de anclaje por cada soporte
5. Destornillar las tuercas
6. Colocar los soportes (1) con las escuadras previamente montadas (1a) en los extremos sobresalientes de los pernos de anclaje y orientarlos correctamente
7. Fijar los soportes a los pernos de anclaje usando la arandela y la tuerca.
8. Repetir los pasos 1 a 7 para los soportes de la segunda cimentación en tiras.

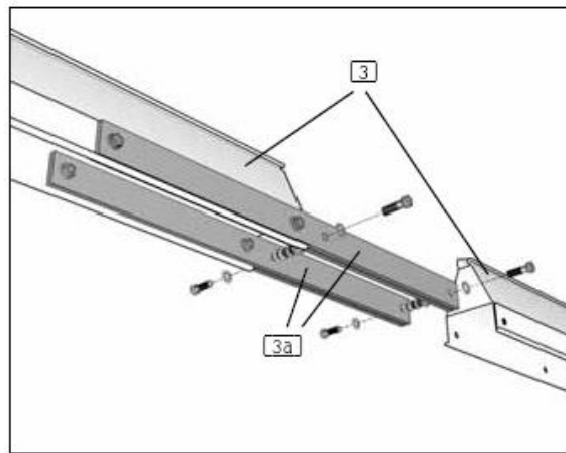
### Montaje de las barras transversales:



*Fig. 3.6. Montaje de las barras transversales.*

1. Ajustar la barra transversal inferior (2) en las perforaciones de ambos soportes de modo que el lado abierto de la barra esté dirigida hacia abajo
2. Insertar el tubo redondo (2b) en el perfil en U e insertar los tornillos de cabeza hexagonal con las arandelas
3. Colocar las arandelas; atornillar la tuerca y apretarla.
4. Ajustar la barra transversal superior (2a) en las perforaciones superiores de ambos soportes
5. Insertar el tubo redondo (2b) en el perfil en U e insertar los tornillos de cabeza hexagonal con las arandelas; artonillar la tuerca y apretarla.
6. Repetir los pasos 1 a 5 para las barras transversales situadas enfrente.

#### Finalización de las vigas transversales.



*Fig. 3.7. Finalización de las vigas transversales.*

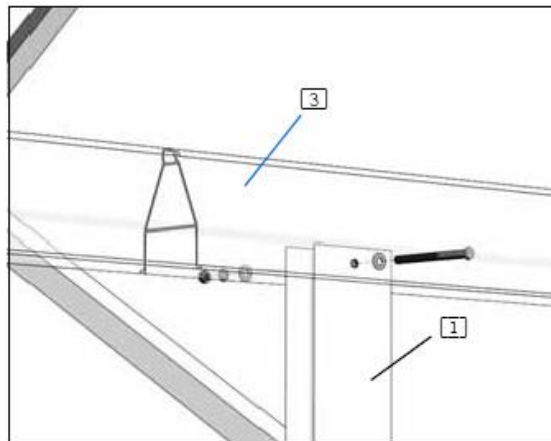
1. En el lugar de montaje, proceder a unir dos partes de las vigas transversales (3) inferiores colocando placas de unión (3a) en las alas, usando para ello los taladros preparados.

#### **Las placas de unión tienen diferentes formas.**

Las placas de unión situadas cerca de los extremos tienen los taladros centrados. Los taladros de las placas de unión interiores no están exactamente centrados, sino que están desplazados hacia abajo, ya que no hacen tope en el centro.

2. Poner arandelas a cuatro tornillos M 12 x 40 con cabeza hexagonal e introducirlos en las perforaciones preparadas
3. Colocar las arandelas; atornillar las tuercas y apretarlas.
4. Repetir los pasos 1 a 3 para las otras dos partes de las vigas transversales.

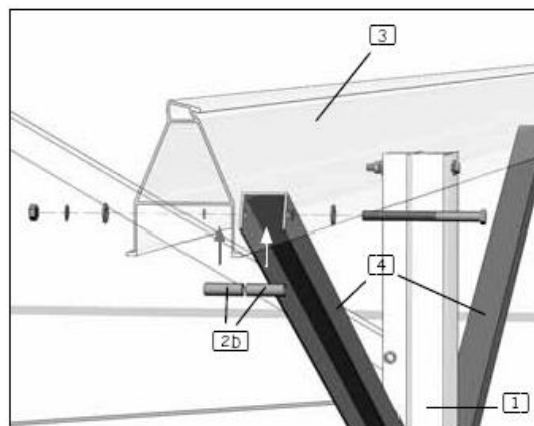
### Montaje de vigas transversales.



*Fig. 3.8. Montaje de vigas transversales.*

1. Colocar una de las vigas transversales completas (3) en ambos soportes cortos, o bien largos (1). Hacerlo de forma que las perforaciones quede una sobre otra.
2. Poner arandelas en los tornillos M 12 x 140 de cabeza hexagonal
3. Introducir los tornillos de cabeza hexagonal, colocar las arandelas, atornillar la tuerca y apretarla.

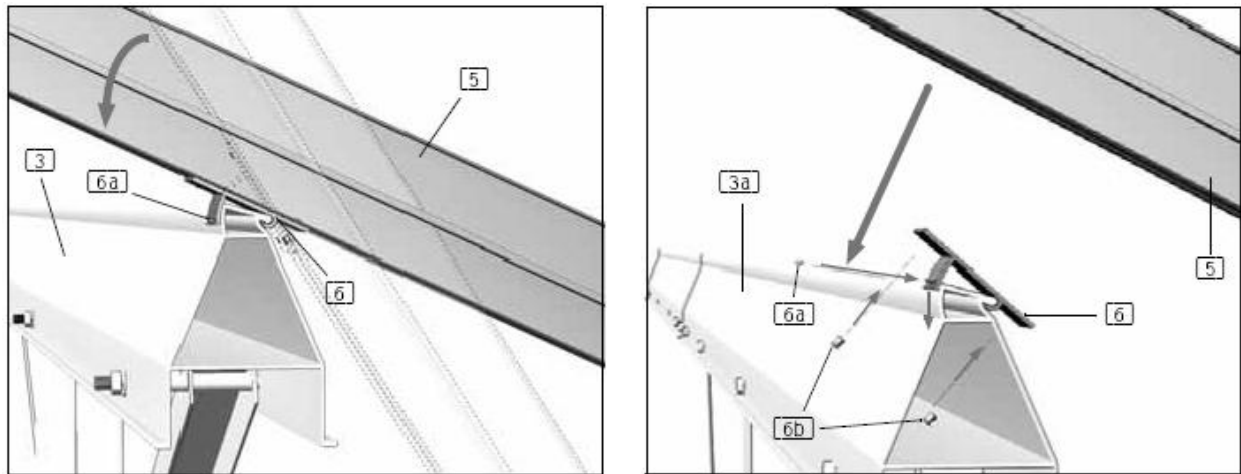
### Montaje de las vigas diagonales.



*Fig. 3.9. Montaje de las vigas diagonales.*

1. Colocar las cuatro vigas diagonales de atrás y las cuatro delanteras (4) en las perforaciones inferiores de los soportes del bastidor (1) que aún están libres (11 mm). Hacerlo de forma que el lado abierto del perfil en U quede orientado hacia abajo
2. Colocar 1 tubo redondo (2b) (15 x 1, 54 mm) en el perfil en U. Tener en cuenta que las vigas diagonales tienen perforaciones con diámetros diferentes (13mm en la parte superior, 11 mm en la parte inferior).
3. Poner arandelas en los tornillos M 10 x 80 de cabeza hexagonal e insertarlos; colocar las arandelas; atornillar las tuercas – no apretar las tuercas todavía
4. Levantar sucesivamente las vigas diagonales, encajarlas en la viga transversal (3) y colocar por cada una dos tubos redondos (2b) (15 x1, 54 mm) en el perfil en U y entre el perfil en U y el ala de la viga transversal.
5. Conectar las vigas diagonales (4) con las vigas transversales (perforaciones de 13 mm) con tornillos M 12 x 140 de cabeza hexagonal, y arandelas.

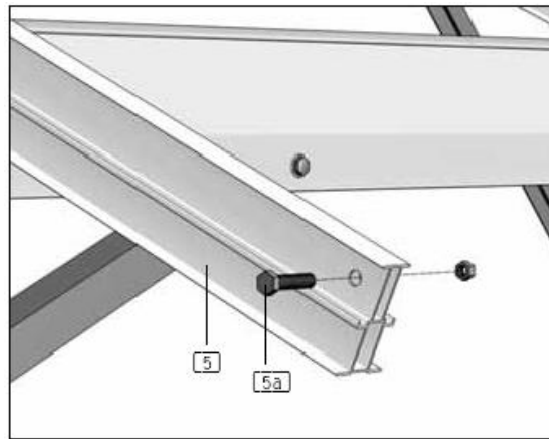
### Montaje de los cabríos.



*Fig. 3.10. Montaje de los cabríos.*

1. Sujetar los cabríos (5) en posición perpendicular y enquiciarlo con el elemento de unión premontado (6) en el borde exterior de la viga transversal inferior (3)
2. Bascular el cabrío, acercándolo a la viga transversal superior de forma que encaje a la altura del elemento de unión superior (seguir el sentido de la flecha)
3. Tomar un elemento de unión nuevo (6) que no haya sido montado aún e insertarlo en la viga transversal superior (3a) y deslizarlo debajo del cabrío que se encuentra apoyado abajo
4. Orientar el cabrío (5) y el elemento de unión de modo que el cabrío quede posicionado exactamente ortogonal a la viga transversal (3a) y que el elemento de unión quede exactamente debajo del cabrío
5. Marcar la posición de dos taladros para los remaches ciegos en el extremo superior del elemento de unión suelto
6. Marcar la posición de los taladros para los tornillos autoperforantes (6a) en la viga transversal inferior (3) y en la viga transversal superior (3a) o hacer directamente los taladros aprovechando los agujeros del elemento de unión
7. Taladrar los agujeros para los remaches ciegos. Taladrar los agujeros para los tornillos autoperforantes(6a).
8. Fijar ambos elementos de unión con tornillos autoperforantes (6a) en la viga transversal inferior, o bien superior.
9. Fijar con remaches ciegos (6b) el elemento de unión superior al cabrío (5) usando las perforaciones que se han preparado para tal efecto.

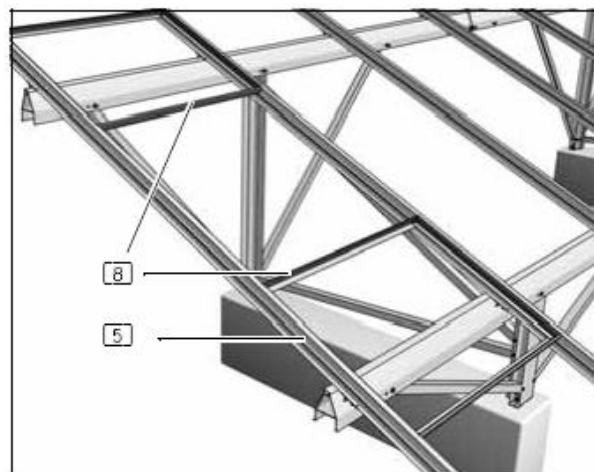
### Montaje de los topes inferiores.



*Fig. 3.11. Montaje de los topes inferiores*

1. Poner un tornillo (5a) (M 12 x 25) con cabeza hexagonal al final del cabrío (5) que hará de tope para el módulo
2. Fijar el tornillo del tope para los módulos con una tuerca M 12 sin arandela. Orientar la cabeza del tornillo de tope para los módulos y la tuerca de manera que al colocar más tarde un módulo éste repose sobre una de las caras de la cabeza del tornillo o de la tuerca.

### Fijación de los cabríos restantes.



*Fig. 3.12. Fijación de los cabríos restantes*

Emplear el marco auxiliar (8) que se preparó previamente para orientar y montar los cabríos restantes en las vigas transversales. El marco auxiliar es 2 mm más ancho que el módulo fotovoltaico. De esta forma se garantiza una distancia óptima entre los cabríos.

1. Insertar el marco auxiliar (8) en la guía en el extremo inferior del primer cabrío (5)
2. Poner el cabrío siguiente en la viga transversal superior e inferior e insertar el marco auxiliar en la guía
3. Marcar con un lapicero la posición del cabrío en la viga transversal inferior
4. Deslizar hacia arriba el marco auxiliar y marcar la posición del cabrío en la viga transversal.
5. Retirar el marco auxiliar y montar el cabrío.

#### Colocación de los módulos.

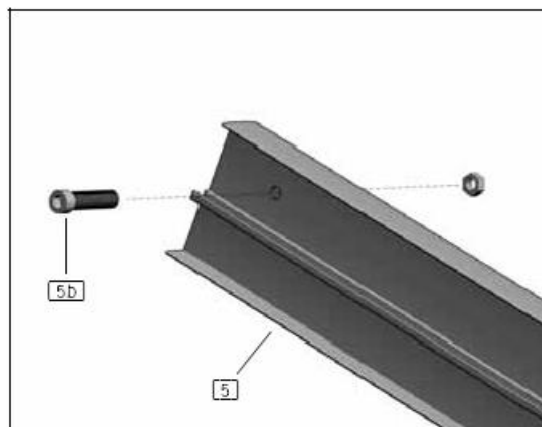


*Fig. 3.13. Colocación de los módulos fotovoltaicos*

1. Insertar los módulos desde arriba y con cuidado en las guías de los cabrios y deslizarlos hasta el tope. Si se colocó y orientó adecuadamente el primer cabrío y se usó consecuentemente el marco auxiliar en el montaje del resto de los cabrios, se debería poder insertar los módulos rápidamente y con facilidad.

#### Sujeción del módulo.

1. Usar un tornillo Allen (5b) M 8 x 25 en el extremo superior del cabrío (5) para fijar el módulo en su posición definitiva



*Fig. 3.14. Sujeción del módulo en su posición definitiva*

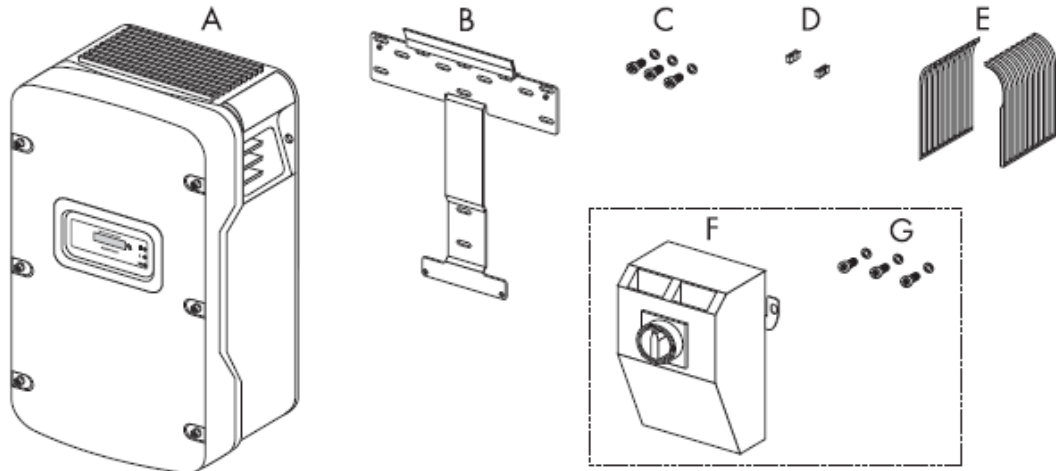
2. Fijar a su vez el tornillo con una tuerca M8
3. Repetir los pasos 1 y 2 para todos los cabríos

Una vez fijados los tornillos que sujetan a los módulos en su posición se puede dar por finalizado el montaje.

### **Inversor.**

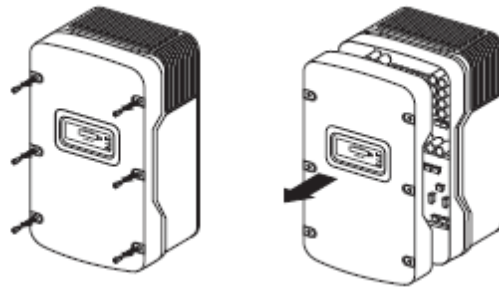
Todos los inversores Sunny-Boy son completamente probados e inspeccionados antes de ser embalados y enviados.

A pesar de que se envían en embalaje resistente y reciclable, pueden ocurrir daños durante el transporte. Es importante inspeccionar cuidadosamente el envase de envío antes de comenzar la instalación. Si el envase presenta algún daño que haga sospechar que el propio inversor esté dañado, o si se encuentra que el inversor presenta algún daño después de desempaquetarlo se debe informar de inmediato al distribuidor y/o a la empresa de transporte que entrega el Sunny-Boy. Si se hace necesario devolver el SunnyBoy, utilizar el embalaje original en que fue entregado.



*Fig. 3.15. Componentes del inversor*

- A) Un SunnyBoy.
- B) Un soporte de montaje en pared.
- C) Un tornillo y una arandela para cerrar la tapa del SunnyBoy (de repuesto); dos tornillos y dos arandelas para la fijación del SunnyBoy en el soporte de montaje en pared.
- D) Dos puentes de recambio (para la prueba del ventilador y para la configuración de la red).
- E) Dos cubiertas de las asas (izquierda y derecha)



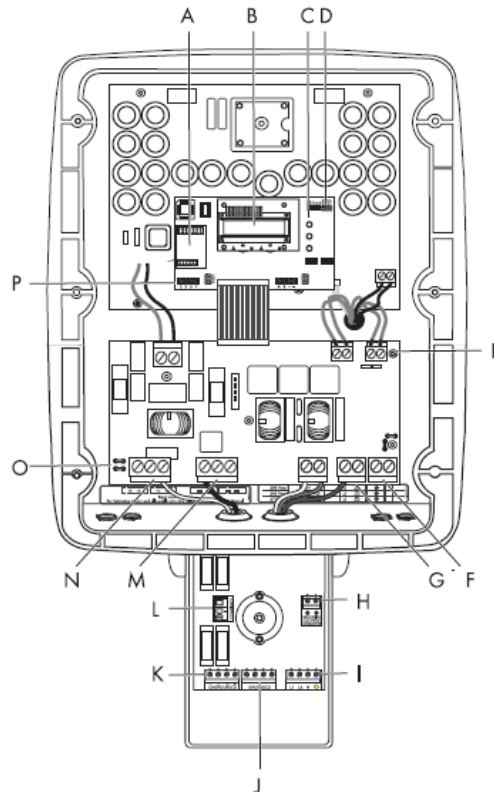
*Fig. 3.16. Cómo abrir el Sunny-Boy*

Retirar los seis tornillos y arandelas de seguridad de la tapa de la caja y tirar de la cubierta hacia adelante sin problemas.

Colocar la tapa, tornillos y arandelas de un lado en el que estará fuera del camino, mientras que a conectarlos cables y los cables para el Sunny-Boy.

Los seis tornillos y arandelas de seguridad son necesarios para garantizar que la tapa esté bien conectada a tierra y el equipo está completamente sellado. Manejar con cuidado la tapa, pues el daño, incluso menor, a la cubierta podría dar lugar a un cierre inadecuado entre la cubierta y la caja, permitiendo así que la humedad penetre y dañe los componentes electrónicos sensibles.

La siguiente figura ilustra la ubicación de los principales componentes internos del Sunny-Boy. Consultar esta ilustración como sea necesario para localizar los componentes en particular.



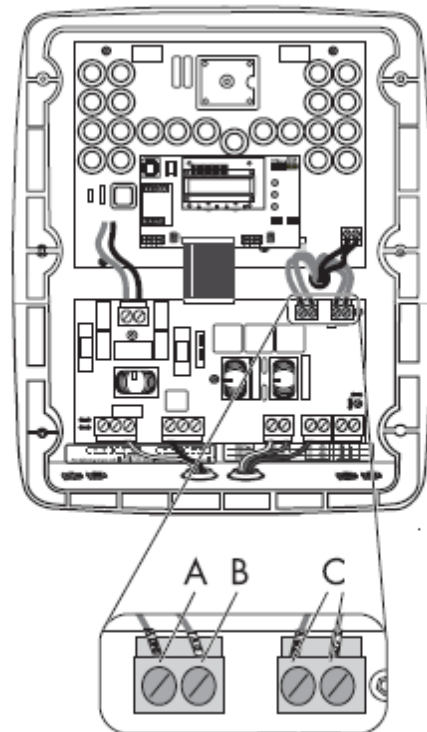
*Fig. 3.17. Componentes internos del Inversor.*

- A) Tomas de corriente opcional para comunicación Piggy Back (RS485 o inalámbrica)
- B) Pantalla
- C) LEDs de estado
- D) Puentes de configuración de Tensión.
- E) Bloques de configuración e tensión del Terminal Server
- F) Terminal de tierra (PE)
- G) Terminales de salida de línea de CA (N, L1y L2)
- H) Conductor del electrodo de conexión a tierra de CC + fotovoltaica.
- I) Terminales de salida de línea de CA (L1, L2, N y PE)
- J) Terminal PV TIERRA (entrada del campo FV)
- K) Terminal PV TIERRA FLOTANTE (entrada del campo FV)

- L) Terminal Combinado TIERRA FLOTANTE
- M) Terminal DC negativo (entrada del campo FV)
- N) Terminal DC positivo (entrada del campo FV)
- O) Conexión de puesta a tierra del blindaje del cable de comunicación
- P) Terminal de comunicación opcional(RS485)

El Sunny-Boy viene de fábrica pre-configurado para utilidad de interconexión a 240V AC. El Sunny-Boy puede ser configurado de nuevo para otras tensiones, siguiendo los pasos a continuación y en referencia a la figura 3.18.

Hay cuatro cables que vienen en la caja principal a través de un ojal. Cada cable tiene la etiqueta con su correspondiente tensión y se conecta a uno de los terminales de dos grandes bloques ubicados justo debajo de la arandela. Consultar la Figura 3.18 y seguir las instrucciones siguientes:



*Fig. 3.18. Terminales para configuración de voltaje.*

1. El ajuste de voltaje de entrada está determinado por el puente que está conectado al bloque terminal izquierdo (A).El Sunny-Boy viene de fábrica configurado para la conexión a un sistema de 240V. NO ES NECESARIO AJUSTAR.

2. Si el ajuste es necesario, elegir el cable con el voltaje correcto para su aplicación desde el bloque de terminales de la derecha (C) y conectarlo a la parte izquierda del terminal izquierdo del bloque. Apretar todos los cables a la izquierda del bloque de terminales.

Pares de apriete para el bloque terminal izquierdo de configuración de CA:

Bloque de terminales Gris (Weidmüller) 10 - 6 AWG: 18 in-lb (2 Nm)

Bloques de terminales Verde (Phoenix) 8 - 6 AWG: 40 in-lb (4.5 Nm) y 10 AWG: 22 in-lb (2.5 Nm)

3. No retirar el cable en el bloque de terminales izquierda etiquetada 0V (B). Permanece conectado con el lado derecho del bloque de terminales a la izquierda en todas las configuraciones.
4. Todos los cables utilizados para conectar el bloque de terminales a la derecha (C) deben ser apretados.

Pares de apriete para el bloque terminal derecho de CA de configuración (los cables no utilizados):

Grey Bloques terminales (Weidmüller) 11 in-lb (1.2 Nm)

Verde Bloques terminales (Phoenix) 15 in-lb (1.7 Nm)

Si el Sunny-Boy está configurado para el voltaje del transformador incorrecto (por ejemplo, el inversor está configurado para 240 V y luego se conecta a una red de 208 V), el Sunny-Boy mostrará el siguiente mensaje de error: “DISTURBANCE XFMR”

Si este mensaje de error se encuentra, se debe volver a comprobarla configuración de voltaje de entrada y confirmar que está configurado correctamente

El software del Sunny-Boy está diseñado para detectar automáticamente la tensión de red que se esté alimentando. Dependiendo del ángulo de fase entre tensión y L1 y L2-N-N, el inversor va a determinar si está conectado a una red de 208V, 240V o 277V. Si el Sunny-Boy está configurado para el voltaje del transformador incorrecto (por ejemplo, el inversor está configurado para 240V y luego se conecta a una red de 208 V), el Sunny-Boy le mostrará un mensaje de error.

La siguiente figura ilustra los tipos de uso del transformador. Debe recordarse que al conectar el Sunny-Boy, la relación de fase no es importante, pero la tensión debe ser compatible.

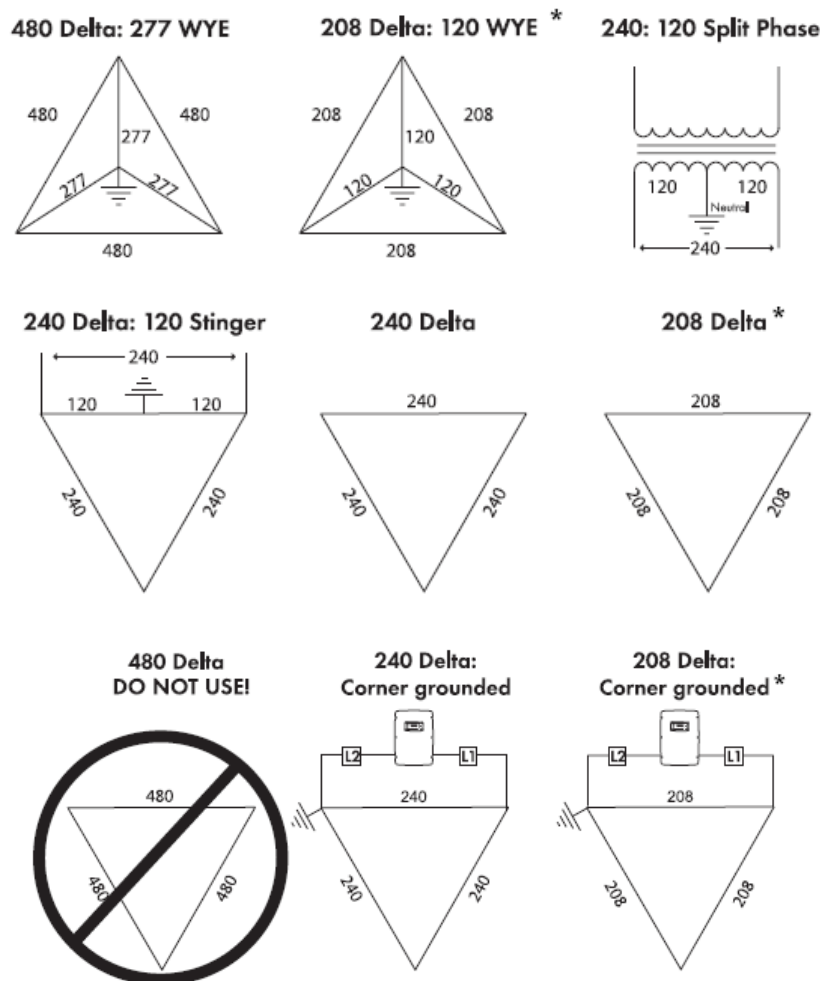
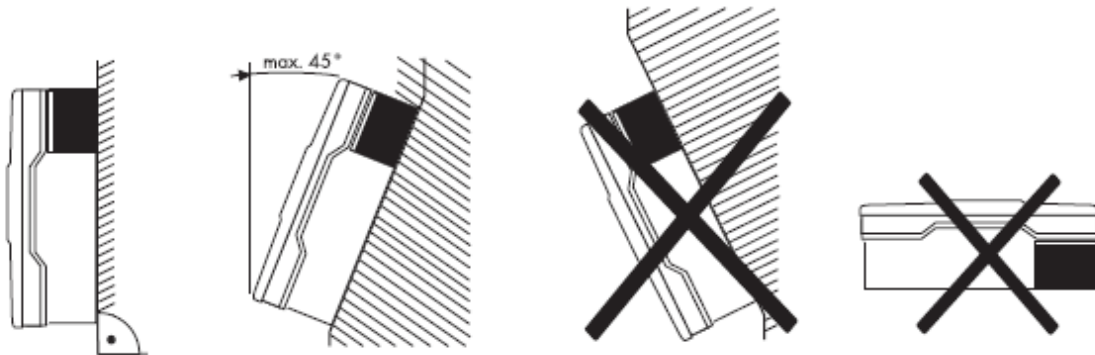


Fig. 3.19. Usos del Transformador.

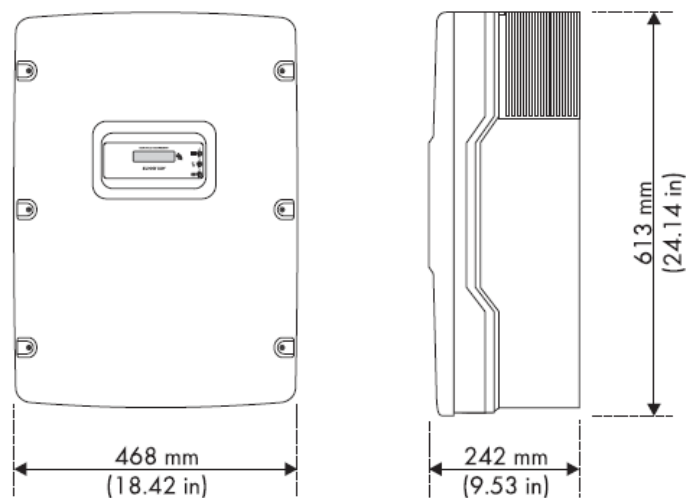
- No instalar el Sunny-Boy bajo la luz solar directa. El calentamiento externo por la exposición al sol puede causar un calentamiento interno excesivo. Esto puede dar lugar a una potencia de salida reducida para proteger los componentes internos de posibles daños.
- Instalar el Sunny-Boy en un lugar que mantenga una temperatura del aire ambiente menor a 113 °F (45 °C). Para mantener una temperatura adecuada de los componentes internos, el Sunny-Boy puede reducir la potencia si la temperatura ambiente supera los 113 °F (45 °C). (El enfriador de aire será la mayor esperanza de vida de cualquier dispositivo electrónico de potencia).

- El Sunny-Boy está construido en una carcasa de aluminio recubierta resistente al polvo, diseñada para instalaciones al aire libre. Sin embargo, siempre se debe tomar medidas para minimizar la exposición de los elementos. Lo mejor es minimizar la exposición a la lluvia, la nieve y el hielo, etc. No instalar el Sunny-Boy en un lugar expuesto a fuentes de agua tales como aspersores o bajantes.



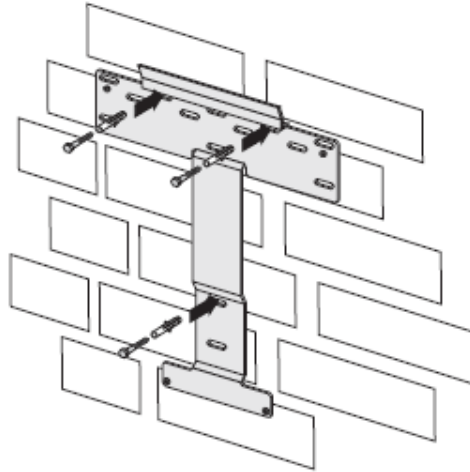
*Fig. 3.20. Posición del inversor.*

- Instalación vertical o inclinada hacia atrás como máximo  $45^\circ$ .
- No instalar el inversor con una inclinación hacia adelante.
- No instalar horizontalmente.
- Instalar en el nivel de los ojos para permitir que los modos de operación puedan ser leídos en todo momento.
- El Sunny-Boy debe ser montado de manera que tenga al menos ocho pulgadas de espacio libre alrededor del Sunny-Boy. Algunos murales al aire libre de por lo menos 3 pies arriba del suelo pueden ser destinados para el montaje.



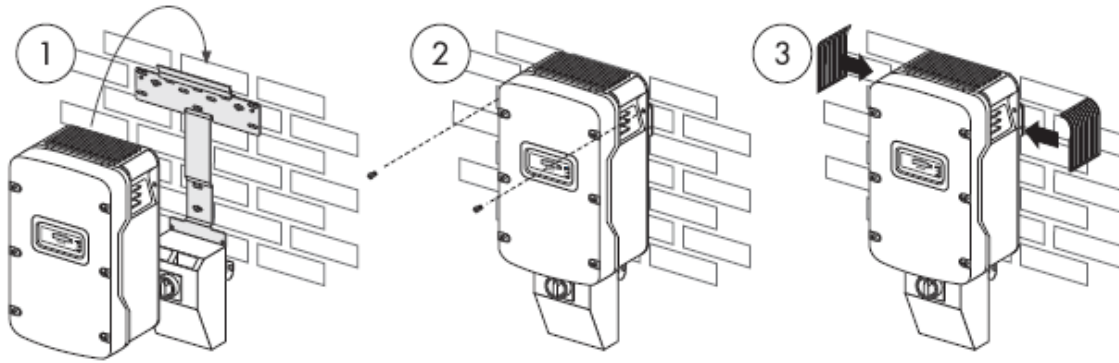
*Fig. 3.21. Dimensiones del inversor.*

El Sunny-Boy se suministra con un soporte en forma de “T” para la pared de montaje que es compatible con la mayoría de las paredes (ver figura 3.22). La parte horizontal del soporte cuenta con 12 hoyos. Debe asegurarse de que la pared que se elija para montar el Sunny-Boy es lo suficientemente resistente para soportar su peso (67kg/145libras) durante un largo período de tiempo y que el muro esté a plomo. El soporte también se puede montar en piedra, ladrillo o paredes sólidas. Utilizar el tipo adecuado de elementos de montaje para el material de la pared y asegurar que los pernos no son menores de ¼"



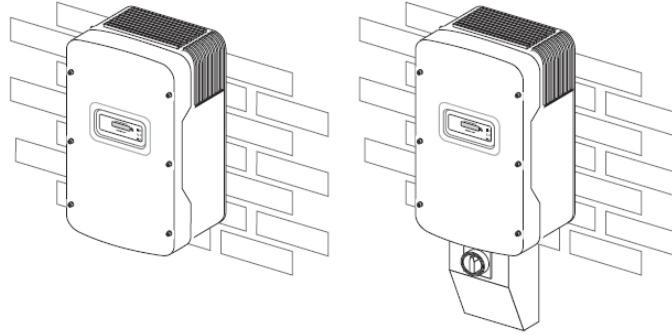
*Fig. 3.22. Estructura de montaje del inversor.*

1. Colocar el soporte de montaje en pared contra la pared donde se va a montar el Sunny-Boy. (Montar el Sunny-Boy de manera que la pantalla esté aproximadamente a nivel del ojo.) Colocar un nivel en el borde superior del soporte, y ajustar la posición del soporte hasta que esté nivelado. La parte inferior del soporte será la ubicación aproximada de la parte inferior del inversor.
2. Usando el soporte de montaje en pared como plantilla, marcar la pared a través de por lo menos tres agujeros en la parte horizontal o vertical del soporte.
3. Ajustar el soporte de lado temporalmente, y taladrar agujeros en las marcas que se hicieron en la pared.
4. Insertar los tornillos a través de los orificios del soporte de montaje en la pared y en los agujeros que se han perforado en la pared. Apretar los tornillos hasta que el soporte se sostenga firmemente contra la pared. No apretar demasiado los tornillos



*Fig. 3.23. Montaje del inversor.*

1. Levantar con cuidado el Sunny-Boy en el soporte de montaje en la pared. Enganchar el Sunny-Boy con la apertura caja en la placa trasera en el soporte de pared (vea #1 en la figura 3.23).
2. Inspeccionar el Sunny-Boy de ambos lados para asegurarse de que se encuentra centrada en el soporte de pared.
3. Conectar el Sunny-Boy con el soporte de montaje con los dos tornillos M6 y arandelas suministradas a través de agujeros próximos a las salidas de seguidores a ambos lados del Sunny-Boy (ver #2 en la figura 3.23). Los dientes de las arandelas deben mirar hacia la pared con el fin de garantizar la correcta conexión a tierra. Apretar los tornillos a una torsión de 44libras (5Nm).
4. Cubrir las salidas del ventilador con el mango (vea el # 3 en la figura 3.22) en el kit de accesorios. Ellos tienen la obligación de prevenir adecuadamente la entrada de insectos a la unidad.
5. Con cuidado, comprobar que el Sunny-Boy está firmemente montado en su lugar.
6. Cuando el Sunny-Boy se ha montado correctamente, debería ser similar a uno de los ejemplos en la figura a continuación.



*Fig. 3.24. Montaje correcto del inversor.*

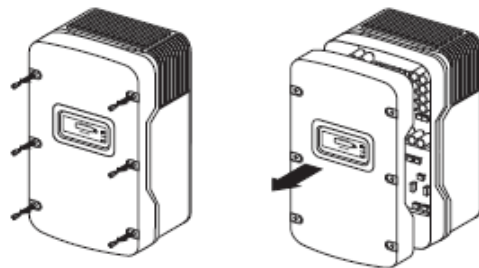
El Sunny-Boy debe estar conectado a la tierra de CA de la utilidad a través de la Terminal de tierra (PE).

Siempre conecte los cables al Sunny-Boy en la siguiente secuencia:

1. Desactivar todas las fuentes de energía mediante la apertura de todos los interruptores de CA y CC
2. Cablear el interruptor de CA en el interruptor de desconexión de CA.
3. Cablear el interruptor de desconexión de CA para el Sunny-Boy,
4. Conectar los cables de energía fotovoltaica para la desconexión de CC.
5. Conectar los cables de la desconexión de CC al Sunny-Boy,
6. Encender los interruptores de corriente continua y/o interruptores de encendido.
7. Encender los interruptores de corriente alterna y/o interruptores de encendido.

Para desconectar el Sunny-Boy, una vez apagado, desconectar primero todas las conexiones CA y luego se desconecta todos los DC. El sistema de aire acondicionado debe estar siempre desconectado antes que el sistema de CC.

Después de que el Sunny-Boy está desactivado, desconectar los cables en el orden inverso al desmontaje. Siempre debe esperar un mínimo de 5 minutos para que los potenciales almacenados en el Sunny-Boy se descarguen completamente antes de abrirla caja

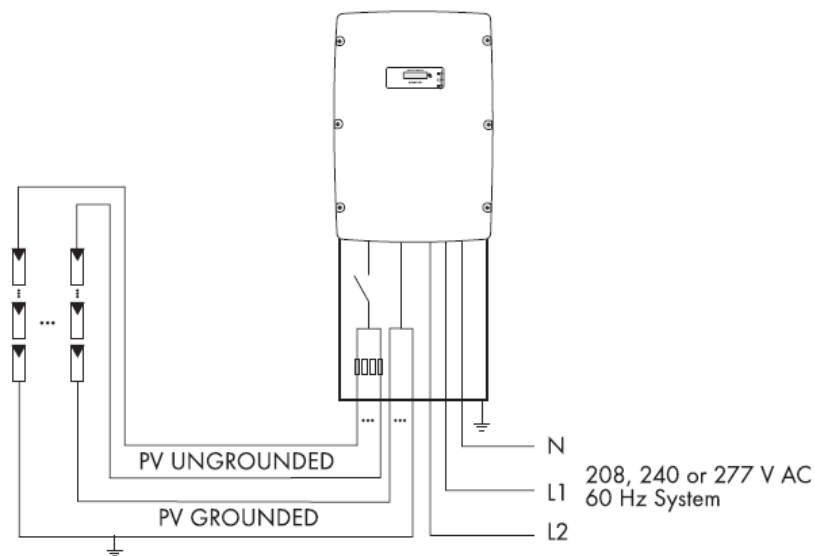


*Fig. 3.25. Apertura del inversor.*

Para abrir el inversor:

1. Retirar los seis tornillos de la tapa de la caja y tirar de la cubierta hacia adelante sin problemas.
2. Poner la tapa, los tornillos y las arandelas a un lado para que no se pierdan.

Utilizar alambre de cobre #6AWG (máximo), 90 °C (194°F), para todas las conexiones de cableado de CA para el Sunny-Boy. La caída de tensión y otras consideraciones pueden determinar que un mayor tamaño de los cables debe ser utilizado. Utilizar sólo cable trenzado sólido o trenzado de alambre fino.

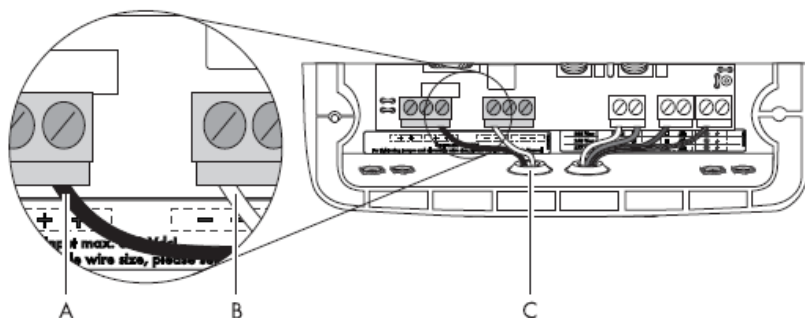


*Fig. 3.26. Diagrama de cableado de la instalación FV.*

Utilizar el siguiente procedimiento para conectar los cables de CC al Sunny-Boy:

1. Comprobar que el interruptor de CA está apagado.
2. Comprobar que la desconexión de CC está abierto en el exterior de desconexión de CC recinto.
3. Instalar un accesorio de conducción de  $\frac{3}{4}$ " al final del cableado de CC del Sunny-Boy. Fijar los accesorios adecuados en el interior del Sunny-Boy con la tuerca de seguridad adecuadas.
4. Instalar el conducto  $\frac{3}{4}$ " entre la caja de desconexión de CC y el cableado DC del Sunny-Boy.

5. Consultar la siguiente figura (3.27) para los pasos 6 a 8.



*Fig. 3.27. Conexión de cables CC.*

- A: Cable positivo conectado a DC
- B: Cable negativo conectado a DC
- C: Knockout DC

6. Tirar de los cables de CC a través del conducto en el interior del Sunny-Boy.
7. Conectar el cable positivo de CC al terminal marcado DC+ en el Sunny-Boy.
8. Conectar el cable negativo de CC a la terminal DC-en el Sunny-Boy.

El Sunny-Boy cuenta con disposiciones para un máximo de tres string (entradas) fotovoltaicas. Cada bloque tiene tres posiciones, y tres pares de cables de entrada de CC. Se pueden conectar en paralelo.

9. Conectar los cables positivos y negativos de CC a los terminales correspondientes en el recinto de desconexión de CC.
10. Conectar el cable de tierra DC del equipo a la terminal PE etiquetado en el Sunny-Boy.
11. Apretar todos los cables de la CA y CC bloques de terminales en el interior del Sunny-Boy.
12. Comprobar que todas las conexiones estén bien conectadas y apretadas.

Cuando se haya terminado de conectar los cables de salida de CA y los cables de entrada de CC, se debe volver a comprobar todas las conexiones para asegurarse de que todo está en el lugar correcto y que todas las conexiones y accesorios son seguros y están apretados correctamente.

Revisar todos los accesorios en la parte inferior del Sunny-Boy para garantizar que se proporcione un sello hermético.

Utilizar el siguiente procedimiento para sustituir la cubierta del Sunny-Boy:

1. Revisar los cables de enrutamiento para asegurar que los cables no pueden interferir con la adecuada estanqueidad de la cubierta y que no se ejerce presión sobre las conexiones cuando la cubierta se sustituye.
2. Localizar los seis tornillos y arandelas de presión que se quitaron al retirar la tapa del Sunny-Boy.
3. Verificar el sello en el interior de la cubierta para asegurarse de que está en buen estado y en la posición correcta.
4. Con cuidado, colocar la tapa en la parte frontal del Sunny-Boy para que los seis agujeros en la cubierta se alineen correctamente con los seis agujeros roscados en la tapa. Asegurarse de que al volver a instalar los seis tornillos, las arandelas de seguridad están instaladas correctamente. Los dientes de las arandelas deberían mirar hacia la tapa.
5. Mientras se sostiene la tapa en su lugar, insertar cuidadosamente los seis tornillos con arandelas de presión a través de los agujeros en la cubierta en los orificios roscados en la tapa y apretarlos manualmente.
6. Verificar que la tapa esté en la posición correcta y que la junta esté en su lugar entre la caja y la cubierta.
7. Apretar los tornillos de la cubierta a un par de 53 in-lb. (6Nm).

## **3.2 MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED.**

### **3.2.1. OPERACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE MONTAJE Y PANELES.**

Una vez instalados, estructuras de montaje y paneles solares, no necesitan indicaciones de operación pues no son manipulados. Únicamente se presentan las indicaciones de operación del inversor.

### 3.2.2. OPERACIÓN DEL INVERSOR.

Para poner en marcha el Sunny-Boy siga estas sencillas instrucciones:

1. Debe asegurarse de que cualquier cubierta colocada sobre el campo FV se retira.
2. Conectar la tensión de red para el SunnyBoy encendiendo el interruptor del circuito principal de CA en el panel de servicio principal.
3. Cambiar el exterior de desconexión de CC a la posición "on". Si no hay suficiente luz solar disponible, el Sunny-Boy entrará en el modo "Espere" y el LED verde comenzará a parpadear.
4. Si no se detectan fallas de CA, el modo "Espere" terminará después de 10 segundos y el LED verde dejará de parpadear, permanecerá encendido y el Sunny-Boy comenzará a funcionar con normalidad. Si una falla de CA es registrada por el Sunny-Boy, esperar 5 minutos antes de comenzar.

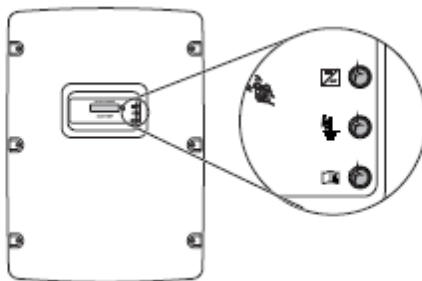
Si hay suficiente radiación solar y la consiguiente tensión fotovoltaica de entrada es mayor que 300VDC (365V DC para el Sunny-Boy 8000US), el Sunny-Boy iniciará automáticamente la alimentación de energía a la red de suministro eléctrico

Cada inversor Sunny-Boy está equipado con tres indicadores LED de estado. (Se muestra en la figura 3.28) Esto permite al usuario determinar el modo de funcionamiento del inversor de un vistazo. Las definiciones básicas de las luces indicadoras son los siguientes:

El LED verde indica un funcionamiento normal del inversor

El LED rojo indica el estado del fusible GFDI, que se encuentra en el interior del Sunny-Boy. Si este LED está encendido, el fusible GFDI se ha disparado o no está presente.

El LED amarillo indica que hay una falla de algún tipo, en el interior del inversor o en algún lugar de la instalación fotovoltaica. El inversor no funcionará hasta que la falla haya sido corregida.



*Fig. 3.28. Indicadores LED de estado.*

Los LED rojos y amarillos combinados indican que el inversor ha detectado una falla a tierra. El fallo de tierra debe encontrarse y borrarse manualmente y restablecer el inversor. El inversor no se reiniciará automáticamente después de detectar una falla a tierra. El fallo de tierra también puede borrar el fusible GFDI.

#### **Indicadores LED de funcionamiento:**

- ESPERA (Noche): Todos los LED están apagados. La tensión de entrada es demasiado baja para la operación.
- INICIALIZACIÓN: Todos los LED están encendidos. El inversor se está iniciando. El poder de la matriz es suficiente para iniciarla alimentación de control, pero todavía no lo suficientemente potente como para iniciar la operación normal. La transmisión de datos no es posible durante la inicialización.  
De vez en cuando, durante el tiempo en que la irradiación sea baja, los LED pueden encenderse todos a la vez y, a continuación comenzar de nuevo. Esto indica que el inversor está tratando de iniciar, pero la potencia disponible de la red fotovoltaica no es suficiente para un funcionamiento normal. Esto no es un fallo de funcionamiento
- A PARTIR. El LED verde parpadea 3 veces por segundo. El inversor tiene suficiente energía fotovoltaica para calibrar sus sistemas internos, pero no lo suficiente para comenzar la operación normal. Generalmente la calibración dura 10 segundos y luego el inversor continúa la normal operación.
- ESPERA. El LED verde parpadea una vez por segundo. El inversor ha determinado que no hay tensión suficiente para operar en el arreglo de módulos. Si el inversor no se conecta a la red eléctrica después de tres intentos, esperará 10 minutos antes del siguiente intento. En caso de una interrupción en la red, el Sunny-Boy espera 5 minutos antes de intentar conectarse de nuevo a la red.

- **FUNCIONAMIENTO NORMAL.** El LED verde permanece encendido. El Sunny-Boy ajusta el voltaje y la corriente del campo fotovoltaico para obtener la mayor potencia de salida.
- **REDUCCION DE POTENCIA.** El LED verde se apaga por un instante una vez por segundo. El Sunny-Boy está diseñado para funcionar a plena potencia nominal a la temperatura ambiente inferior a 45 °C. Si el inversor se mantiene más allá de 45 °C, se reduce la capacidad normal como sea necesario para mantener los componentes internos a una temperatura de seguridad. Una reducción de potencia innecesaria puede ser causada por el bloqueo de la entrada del ventilador. Por esta razón, la entrada del ventilador debe ser inspeccionado con frecuencia y limpiar cuando sea necesario.

### **Indicadores LED de falla.**

- **FALLA A TIERRA.** Los LED rojo y amarillo están encendidos. El inversor ha detectado una falla a tierra en la instalación fotovoltaica y se ha desconectado de la red. El fallo de tierra debe ser ubicado y reparado antes de que el inversor reanude el funcionamiento normal. El inversor no se reiniciará automáticamente.
- **FALLA DEL FUSIBLE GFDI.** El LED rojo está encendido. El fusible GFDI situado en el soporte del fusible en el circuito del inversor se ha disparado o no está presente. Este fusible se utiliza para proteger la instalación fotovoltaica en el caso de una falla a tierra en el arreglo. Solucionar problemas de falla a tierra de la matriz fotovoltaica antes de reemplazar el fusible
- **CONTROL DEL SISTEMA DE FALLAS.** El LED amarillo permanece encendido. El SunnyBoy ha detectado un fallo en los sistemas de control interno. Cuando el convertidor detecta un fallo de este tipo ya no puede conectarse a la red de suministro eléctrico. Para corregir esto, el inversor debe ser reparado por un técnico de servicio calificado.
- **FALLA EN EL ARREGLO DE MÓDULOS.** El LED amarillo está encendido durante 5 segundos, luego parpadea dos veces durante 3 segundos. El código se repite tres veces. Esta secuencia de código se repetirá siempre y cuando hay una condición de fallo de red.

Este código puede ser causado por cualquiera de las siguientes condiciones:

- Tensión de red de baja (<VacMin)
- Tensión de red de alta (Max>Vac)
- Frecuencia de red de baja (<factores Min)
- Frecuencia de la red de alta (Max>factores)
- Rápido cambio de frecuencia de la red o la tensión

Comprobar el estado de la red a los bloques de terminales de CA en el SunnyBoy. También inspeccionar la desconexión de CA entre el Sunny-Boy y el arreglo de módulos.

- **ALTO VOLTAJE DE ENTRADA CC.** El LED amarillo está encendido durante 5 segundos, permanece apagado durante 3 segundos y luego parpadea 4 veces. El código se repite tres veces. Si la condición sigue el código seguirá siendo enviado.

El inversor ha detectado un voltaje de entrada de CC que es demasiado alto para una operación segura.

Desconectar el conjunto fotovoltaico del SunnyBoy inmediatamente. Alto voltaje de entrada DC puede dañar permanentemente el inversor.

*Tabla 3.1. Parámetros de funcionamiento.*

nombre	unidad	Gama	Por defecto	Contraseña de Nivel	Descripción
<b>AntiIsland-Ampl*</b>	grados	0...10	0	Installer	La amplificación del proceso de lucha contra la Isla
<b>AntiIsland-Freq*</b>	mHz	0...2000	500	Installer	Tarifa de la repetición del proceso contra la Isla
<b>CO2-Factor</b>	lbs/KWh	0...2	1.7	Installer	El SunnyBoy evalúa el rendimiento y se indica la emisión aproximada de CO2 evitadas por el SunnyBoy. La cantidad de CO2 evitadas se calcula de acuerdo con el kWh producido (E-total), multiplicado por el factor definido en el parámetro "de CO2".
<b>Default</b>		USA/UL1741/2005, OFF_Grid, NON IEEE1547	USA/UL1741/2005	Installer	Se utiliza para ajustar la configuración de los parámetros específicos de país. Nota: Después de cambiar una de los parámetros marcados con "*", el parámetro "default" cambia a "ajustar" de forma automática.
<b>dFac-MAX*</b>	Hz/s	0.005 ... 4	0.5 (for country setting USA/UL1741/2005)	Installer	Máximo "tasa de cambio de frecuencia" antes de la protección anti-isla se compromete
<b>E_Total</b>	kWh	0 ... 200000	0	Installer	El rendimiento total de energía del inversor. Cambiar el valor puede ser necesario cuando un SunnyBoy se intercambia y se desea para que coincida con los datos previamente adquiridos.

Cont. Tabla 3.1. Parámetros de funcionamiento.

nombre	unidad	Gama	Por defecto	Contraseña de Nivel	Descripción
<b>Fac-delta-</b> *	Hz	0.2 ... 3	0,69 (para campestre EE.UU./UL1741/2005)	Installer	La frecuencia máxima de funcionamiento admisible por encima y por debajo de 60 Hz. El valor por defecto es óptima para instalaciones de <30kW.
<b>Fac-delta+</b> *	Hz	0 ... 4.5	0,49 (para campestre EE.UU. / UL1741 / 2005)	Installer	
<b>Fac-MinTrip Time</b> *	s	0.16 ... 300	0.16	Installer	Utilidad de la interconexión de frecuencia de viaje. El valor por defecto es óptima para instalaciones de <30kW.
<b>Operating Mode</b>		MPP-Operation, Turbine, V-const, Stop	MPP	Installer	Modos de funcionamiento del SunnyBoy: MPP-Operación: Establece el SunnyBoy en el punto de máxima potencia de seguimiento de modo V-const: el modo de voltaje constante(punto de ajuste se define en el "Vconst-SETVAL")de la turbina: Modo de funcionamiento para las plantas de energía eólica Stop: Desconexión de servicios públicos, ninguna operación
<b>T-Max-Fan</b>	°C	0 ... 100	90	Installer	Temperatura de la velocidad máxima de rotación del ventilador.
<b>t-Start</b>	s	5 ... 1600	10	Installer	El tiempo de espera del inversor de conexión a la red después de VPV de inicio es anterior. Este valor predeterminado es 5 minutos después de una falla de servicios públicos.
<b>T-Start-Fan</b>	°C	0 ... 100	70	Installer	Ventiladora su vez-de la temperatura, como mínimo, la velocidad de rotación.

Cont. Tabla 3.1. Parámetros de funcionamiento.

nombre	unidad	Gama	Por defecto	Contraseña de Nivel	Descripción
<b>t-Stop</b>	s	1 ... 1800	2	Installer	El tiempo que el SunnyBoy espera para desconectarse de la red cuando Pac cae por debajo de mínimo necesario VPV.
<b>T-Stop-Fan</b>	°C	0 ... 100	55	Installer	Fan turn-off temperature
<b>V-ConstSetval</b>	V	SB 5000US - 600 SB 7000US: 250 ... 600 SB 8000US: 300 ... 600		Installer	PV consigna de tensión para la operación de voltaje constante. Estos parámetros sólo son importantes en caso de que el parámetro "Modo de funcionamiento" se ajusta a "V-const".
<b>Vac-Min*</b>	%	0 ... 50	12	Installer	Los valores se utilizan para calcular el límite inferior de tensión alterna permitida. El valor por defecto es óptima para instalaciones de <30kW.El valor predeterminado 12 resultados en un valor de disparo de 88% tal como figura en los límites de viaje.
<b>Vac-Max*</b>	%	0 ... 20	10	Installer	Los valores se utilizan para calcular el límite superior de tensión alterna permitida. El valor por defecto es óptima para instalaciones de <30kW.El valor predeterminado 10 en un valor de disparo de 110% tal como figura en los límites de viaje.
<b>Vac-Min-Fast*</b>	%	0 ... 50	50	Installer	Los valores se utilizan para calcular el límite inferior de tensión alterna permisible para la desconexión rápida. El valor por defecto es óptima para instalaciones de <30 kW. El valor predeterminado 50 en un valor de disparo de 50% tal como figura en los límites de viaje
<b>Vac-Max-Fast*</b>	%	0 ... 20	20	Installer	Los valores se utilizan para calcular el límite superior de voltaje de CA permisible para la desconexión rápida. El valor por defecto es óptima para instalaciones de <30kW. El valor predeterminado 20 en un valor de disparo de 120% tal como figura en los límites de viaje.

Cont. Tabla 3.1. Parámetros de funcionamiento.

nombre	unidad	Gama	Por defecto	Contraseña de Nivel	Descripción
<b>Vac-Min-Recnet</b>	%	0 ... 50	11.7	Installer	Los valores se utilizan para calcular los límites inferiores y superiores para volver a conectará la red después de un fallo de red.
<b>Vac-Max-Recnet</b>	%	0 ... 20	5.83	Installer	
<b>Vpv-Start</b>	V	SB 5000US - SB 7000US: 250 ... 600 SB 8000US: 300 ... 600	SB 5000US - SB 7000US: 300 SB 8000US: 365	Installer	Mínimo voltaje de CC para el Sunny-Boy para conectarse a la red.

Si se tiene alguna dificultad con el funcionamiento de su convertidor, siga estos pasos en un esfuerzo por corregir el problema:

- Comprobar el código de parpadeo en la tapa del Sunny-Boy y comparar el código con los códigos de parpadeo mencionados.
- Verificar y registrar los mensajes de error en la pantalla LCD o de otro sistema de comunicación. Tomar las medidas necesarias para corregir el problema.
- Si es necesario, comprobar el voltaje de corriente continua y alterna en los terminales en el interior del inversor. Asegurarse de observar todas las precauciones de seguridad que aparecen en este manual cuando lo haga, o contratar a un profesional calificado.

Tabla 3.2. Mensajes de error.

Tipo de Error	Código de error	Descripción
<b>Perturbación</b>	Bfr-Srr	La comunicación entre los micro-controlador es está incurriendo en omisiones
<b>Advertencia</b>	Reducción de potencia	El inversor reduce la potencia de salida debido a la alta temperatura interna.
<b>Error</b>	EarthCurMax-B	BFR la Tierra actual entre VP + y GND está fuera del rango aceptable

Cont. Tabla 3.2.Mensajes de error

Tipo de Error	Código de error	Descripción
<b>Error</b>	EarthCurMax-S	SRR la Tierra actual entre VP + y GND está fuera del rango aceptable
<b>Perturbación</b>	EEPROM	Error de transición durante la lectura o la escritura de la EEPROM de datos, los datos no es esencial para un funcionamiento seguro-esta falla no afecta al rendimiento efecto.
<b>Error</b>	EEPROM p	Los datos EEPROM defectuosa dispositivo, se establece en permanente desactivar debido al hecho de que la pérdida de datos afecta a las funciones importantes del inversor. Póngase en contacto con SMA.
<b>Perturbación</b>	EeRestore	Error interno
<b>Perturbación</b>	Fac-Bfr, Fac-Srr	La frecuencia de la red de CA es superior a la gama permisible ("FB" o "Srr" es un mensaje interno y no es importante para el usuario.) El Sunny-Boy se supone que la red pública se ha reducido y se desconecta de la red a fin de evitar en isla. Si la frecuencia de la red está dentro del rango tolerable y que todavía observan la falta de mensaje "Fac-FB" o "Fac-Srr" pónganse en contacto con SMA.
<b>Advertencia</b>	GFDI fusible abierto	El GFDI-Fu se está abierto o despejado. Compruebe fotovoltaico de fallas a tierra antes de reemplazar el fusible.
<b>Perturbación</b>	Tiempo de espera de la red, Grid-Fault-S	El tipo de red no se pudo detectar (208/240/277V). En caso de que se está conectando a la red de 277V, comprobar si los cables para L1 y N están en la posición correcta.
<b>Perturbación</b>	Shut-Down	Interno sobre la corriente continua
<b>Perturbación</b>	Vac-Bfr, Vac-Srr	La tensión de red de CA es superior a la gama permisible. ("FB" o "Srr" un mensaje interno y no es importante para el usuario.) Vac también puede resultar de una red desconectada o un cable de CA desconectado. El Sunny-Boy se supone que la red pública se ha reducido y se desconecta de la red a fin de evitar en isla. Si la tensión de red está dentro del rango tolerable y que todavía observan la falta de mensaje "Vac-FB" o "la aspiradora-Srr" en contacto con SMA América.
<b>Perturbación</b>	VacL1-Bfr, VacL2-Bfr, VacL1-Srr, VacL2-Srr	El voltaje es demasiado alto o demasiado bajo en el tramo indicado.
<b>Perturbación</b>	VpvMax !PV Overvoltage! !Disconnect DC!	DC voltaje de entrada por encima del máximo valor tolerable. Desconecte DC inmediatamente!
<b>Perturbación</b>	Watchdog	De vigilancia para el control de la operación activa

Cont. Tabla 3.2.Mensajes de error

Tipo de Error	Código de error	Descripción
Perturbación	XFMR	Transformador se conecta a la red equivocada. Compruebe la conexión del transformador. En la esquina Delta red es de tierra asegurarse de que la tierra de la red está conectado a la terminal L2En desequilibrada 208 V y240 V redes de intercambio deVL1yL2 pueden eliminar este error.
Perturbación	XFMR_TEMP_F	Alta temperatura del transformador, el Sunny Boy deja de funcionar y los enfriadores trabajan con la máxima rapidez.
Advertencia	XFMR_TEMP_W	Alta temperatura el transformador se ha ido. El Sunny-Boy empieza a funcionar y muestra el error "XFMR_TEMP_W". Comprobar el funcionamiento de los ventiladores.

- **Protección contra islas:** En isla es una condición que puede ocurrir si la red de suministro eléctrico se desconecta mientras que el Sunny-Boy está en funcionamiento y las cargas están resonantes a 60Hz y coincide con la salida del Sunny-Boy perfectamente. Esta condición es muy poco probable y que nunca ha sido visto fuera de un laboratorio de control. Sin embargo, el Sunny-Boy incorpora una avanzada protección de algoritmos activos en isla para garantizar que el sistema no va a exportar energía en un equilibrio de carga de 60Hz de resonancia, mientras que la utilidad se desconecta.
- **Tierra PV de detección de fallas e interrupción:** El Sunny-Boy está equipado con un dispositivo de detección de fallas de tierra. Si una falla a tierra de corriente superior a 1amperio es detectado, el Sunny-Boy se apagará y mostrar la condición de fallo en la interfaz de usuario pantalla. Una vez que la falla a tierra se encuentra y corregida, el error de fallo de tierra tendrá que ser manualmente despejado y el inversor a continuación, se reanudará el funcionamiento normal.

### 3.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

#### 3.3.1. GENERALES.

Como cualquier instalación industrial, una planta fotovoltaica requiere de un mantenimiento constante para asegurar el correcto funcionamiento. El mantenimiento de este tipo de instalaciones es **bastante sencillo** de realizar ya que hay muy pocos sistemas.

Se puede combinar el mantenimiento con una monitorización remota por medio de las capacidades de comunicaciones que nos ofrecen los inversores, y que permiten, por ejemplo, el envío de alertas al móvil, o comunicaciones por Internet.

Para mantener el buen estado de la instalación se pueden seguir estos sencillos pasos:

Es recomendable hacer por lo menos 3 cheques periódicos en el sistema fotovoltaico por año, así se pueden detectar y corregir pequeños problemas, antes que lleven a una falla total en la operación del sistema, por esto se dice que el mantenimiento preventivo es el mejor mantenimiento.

Es indispensable revisar el sistema cuando está funcionando correctamente y no esperar a que la falla ocurra. Es importante aprender del equipo y saber qué se espera de él cuando está funcionando correctamente, de hecho se puede hacer la mayor parte de la revisión, con un multímetro y algo de sentido común.

Muchas fallas son evitables si se hacen inspecciones y se toman acciones correctivas antes que el problema cause fallas en la operación del sistema. Esto es más fácil aun siguiendo la rutina básica.

Revisar todas las conexiones del sistema

Hacer un reconocimiento en el sistema de cableado. Si el cableado ha estado expuesto al sol o a la corrosión durante algún tiempo, es posible que se puedan formar grietas en la cubierta de este, esto provocará pérdidas de energía. Aislar lo mejor posible todos los conectores de energía para evitar este tipo de fallas

Registrar todas las cajas de conexiones que estén correctamente selladas, incluyendo las del panel, controladores, etc., puntos de interconexiones, así mismo cerciorarse si existe corrosión o daños causados por el agua. Si se tienen componentes electrónicos montados dentro de un gabinete, asegurarse que tengan buena ventilación

Inspeccionar las piezas de la estructura soportante de los módulos. Al mover suavemente algún módulo de arreglo, debe verse si existe alguna pieza floja o suelta que pueda causar problemas

Revisar la operación de los interruptores y fusibles, asegurarse que el movimiento del interruptor sea sólido, debe verse si existe corrosión tanto en los contactos como en los fusibles.

### **Módulos Fotovoltaicos.**

Los módulos fotovoltaicos están diseñados para una larga vida útil y requieren en realidad muy poco mantenimiento. Bajo las condiciones climáticas normales, la lluvia es suficiente para limpiar la superficie de cristal del módulo. Si la acumulación de suciedad se hace excesiva, se debe limpiar la superficie de cristal únicamente con una tela suave, usando detergente y agua.

Podar sistemáticamente los árboles que puedan provocar sombra en el panel solar fotovoltaico. No se debe poner objetos cercanos que puedan dar sombra, como los tanques de agua y las antenas. En el caso de los árboles se debe prever su poda cuando sea necesario.

### **Estructuras de Soporte.**

Verificar que la estructura de soporte esté en buenas condiciones. En caso de que esta no se encuentre protegida contra el intemperismo (es decir, que no sea de aluminio, acero inoxidable o galvanizado), dar tratamiento con pintura antióxido.

### **Inversor.**

El Sunny-Boy está diseñado para proporcionar muchos años de servicio sin problemas. Realizar un mantenimiento regular ayudará a asegurar la larga vida y alta eficiencia de su sistema

Limpiar con una aspiradora los ventiladores. Desconectar las tensiones y esperar 5 minutos antes de hacerlo.

Hay cubiertas de las carcasas a ambos lados del Sunny-Boy. El Sunny-Boy aspira el aire por debajo a través del ventilador y lo expulsa a los lados superiores. Para óptima disipación del calor en el dispositivo, se debe limpiar ambas manillas que cubre.

**CAPITULO IV**  
**EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE LA INSTALACIÓN.**

#### 4.1 DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL.

Antes de poder dar inicio a la realización de cualquier proyecto es necesario realizar un estudio de viabilidad, sobretodo en el ámbito financiero que se convierte luego en las razones para que un inversionista se decida a arriesgar su capital, esperando un retorno con alguna tasa de interés atractiva que les genere ganancias sustanciales.

Los elementos que serán necesarios para analizar financiera y económicamente la instalación de generadores eléctricos por medio de paneles solares son:

- Costo de equipos: comprende el valor monetario del equipo principal (paneles e inversores) incluyendo el valor de fletes, gastos aduanales y otros que pudieran generarse por la introducción de los mismos al territorio nacional.
- Costo de accesorios: protecciones, cableado, tuberías.
- Costo de obra civil: estructuras de empotramiento, adecuación de áreas de instalación, construcción de cuarto de máquinas.
- Costo de mantenimiento: mano de obra y materiales usados en la ejecución de los planes de mantenimiento de acuerdo al tiempo de uso.
- Vida útil: tiempo de vida estimada de paneles e inversores, de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
- Ahorro en la facturación de energía eléctrica. Cálculo de costo de energía eléctrica consumida y el ahorro que se obtendrá con este tipo de energía.

##### Costo de equipos.

Equipos a utilizar en cada uno de los edificios:

1. Administración Académica:  
Módulos: 108 módulos KYOCERA KD205GH-2PU  
Inversores: 3 inversores SB7000US-240VAC
2. Biblioteca:  
Módulos: 90 módulos TRINA SOLAR TSM-240DC05  
Inversores: 3 inversores SB7000US-240VAC
3. Aulas:  
Módulos: 72 módulos KYOCERA KD205GH-2PU  
Inversores: 3 inversores SB5000US-240VAC
4. Escuela Ingeniería Industrial y Sistemas.  
Módulos: 117 KYOCERA KD210GH-2PU  
Inversores: 3 inversores SB8000US-240VAC

Costos aproximados de equipos:

*Tabla 4.1. Costo de equipos.*

<b>EQUIPO</b>	<b>COSTO UNITARIO</b>	<b>IVA</b>	<b>PRECIO</b>
<b>KYOCERA KD205GH-2PU</b>	\$ 1,200.00	\$ 156.00	\$ 1,356.00
<b>KYOCERA KD210GH-2PU</b>	\$ 1,230.00	\$ 159.90	\$ 1,389.90
<b>TRINA SOLAR TSM-240DC05</b>	\$ 1,405.00	\$ 182.65	\$ 1,587.65
<b>SB7000S-240VA</b>	\$ 5,500.00	\$ 715.00	\$ 6,215.00
<b>SB5000US-240VAC</b>	\$ 7,700.00	\$1,001.00	\$ 8,701.00
<b>SB8000US-240VAC</b>	\$ 8,800.00	\$1,144.00	\$ 9,944.00

Costo de equipos por edificio:

*Tabla 4.2. Costo de equipo Administración Académica.*

<b>ADMINISTRACION ACADEMICA</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>108</b>	KYOCERA KD205GH-2PU	\$ 1,356.00	\$ 146,448.00
<b>3</b>	SB7000US-240VA	\$ 6,215.00	\$ 18,645.00
			<b>\$ 165,093.00</b>

*Tabla 4.3. Costo de equipo Biblioteca*

<b>BIBLIOTECA</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>90</b>	TRINA SOLAR TSM-240DC05	\$ 1,587.65	\$ 142,888.50
<b>3</b>	SB7000US-240VA	\$ 6,215.00	\$ 18,645.00
			<b>\$ 161,533.50</b>

*Tabla 4.4. Costo de equipo "C" Aulas.*

<b>EDIFICIO "C" DE AULAS</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
<b>72</b>	KYOCERA KD205GH-2PU	\$ 1,356.00	\$ 97,632.00
<b>3</b>	SB7000US-240VA	\$ 5,500.00	\$ 16,500.00
			<b>\$ 114,132.00</b>

Tabla 4.5. Costo de equipo Escuela de Ingeniería Industrial

<b>ESCUELA INGENIERIA INDUSTRIAL Y SISTEMAS</b>			
<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNITARIO</b>	<b>TOTAL</b>
117	KYOCERA KD210GH-2PU	\$ 1,389.90	\$ 162,618.30
3	SB8000US-240VAC	\$ 8,800.00	\$ 26,400.00
			<b>\$ 189,018.30</b>

Costo de accesorios:

Los accesorios que se utilizarán en la instalación se detallan:

Tabla 4.6. Costo de accesorios Administración Académica

<b>Administración Académica</b>				
<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>	<b>Total</b>
1395	m	Cable AWG #6	\$ 2.3080	\$ 3,219.69
32	m	Tubería conduit ¾"	\$ 3.8063	\$ 121.80
13.6	m	Tubería conduit 1"	\$ 5.9117	\$ 80.40
11.25	m	Tubería conduit 1 ½"	\$ 8.9091	\$ 100.23
13	m	Tubería conduit 2"	\$	\$154.27
			11.8670	
6	U	Codo conduit ¾"	\$ 3.0094	\$ 18.06
1	U	Codo conduit 1"	\$ 4.2226	\$ 4.22
6	U	Te conduit ¾"	\$ 3.4733	\$ 20.84
1	U	Te conduit 1 ½"	\$ 8.3263	\$ 8.33
1	U	Te conduit 2"	\$	\$ 13.44
			13.4410	
1	U	Reductor conduit 2" a 1 ½"	\$ 1.1253	\$ 1.13
2	U	Reductor conduit 1 ½" a 1"	\$ 1.3042	\$ 2.61
1	U	Reductor conduit 2" a 1"	\$ 1.4216	\$ 1.42
3	U	Autómata 30 A	\$	\$ 62.28
			20.7618	
9	U	Fusible 12 A	\$	\$ 92.78
			10.3086	
9	U	Porta fusible	\$ 33.25	\$ 299.25
				<b>\$ 4,200.75</b>

Tabla 4.7. Costo de accesorios Biblioteca.

<b>Biblioteca</b>				
<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>	<b>Total</b>
405	m	Cable AWG #12	\$ 0.5789	\$ 234.45
240	m	Cable AWG #4	\$ 3.7434	\$ 898.40
61.78	m	Tubería conduit ½”	\$ 2.8944	\$ 178.81
60	M	Tubería conduit 1 ¼”	\$ 7.5968	\$ 455.81
10	U	Te conduit ½”	\$ 2.2243	\$ 22.24
6	U	Codo conduit ½”	\$ 2.3433	\$ 14.06
6	U	Codo conduit 1 ¼”	\$ 6.2447	\$ 62.45
4	U	Te conduit 1 ¼”	\$ 8.3501	\$ 33.40
3	U	Autómata 30 A	\$ 20.7618	\$ 62.28
9	U	Fusible 12 A	\$ 10.3086	\$ 92.78
9	U	Porta fusible	\$ 33.25	\$ 299.25
				<b>\$ 2,362.93</b>

Tabla 4.8. Costo de Accesorios “C” Aulas.

<b>“C”</b>				
<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>	<b>Total</b>
480	m	Cable AWG #6	\$ 2.3080	\$ 1,107.85
41.99	m	Tubería conduit 1 ½”	\$ 8.9091	\$ 374.10
5	u	Codo conduit 1 ½”	\$ 7.5889	\$ 37.94
3	U	Autómata 30 A	\$ 24.7618	\$ 62.28
6	U	Fusible 12 A	\$ 10.3086	\$ 61.85
6	U	Porta fusible	\$ 33.25	\$ 299.25
				<b>\$ 1,943.27</b>

Tabla 4.9. Costo de accesorios Escuela de Ingeniería Industrial.

<b>Escuela Industrial</b>				
<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>	<b>Total</b>
1134	m	Cable AWG #10	\$ 0.9138	\$ 1,036.28
180	M	Cable AWG #8	\$ 1.4647	\$ 263.65
42.33	M	Tubería conduit 1”	\$ 5.9117	\$ 250.24
10.44	M	Tubería conduit 1 ¼”	\$ 7.5968	\$ 79.31
9.01	M	Tubería conduit 1 ½”	\$ 8.9091	\$ 80.27
42.12	M	Tubería conduit ¾”	\$ 3.8063	\$ 160.32
4	U	Codo conduit 1”	\$ 4.2226	\$ 16.89

*Cont. Tabla 4.9. Costo de accesorios Escuela de Ingeniería Industrial.*

<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo</b>	<b>Total</b>
<b>6</b>	U	Te conduit 1"	\$ 4.1631	\$ 24.98
<b>1</b>	U	Te conduit 1 ¼"	\$ 8.3501	\$ 8.35
<b>1</b>	U	Reductor 1 ¼" a 1"	\$ 1.2315	\$ 1.23
<b>1</b>	U	Reductor 1 ½" a 1 ¼"	\$ 1.1518	\$ 1.15
<b>1</b>	U	Reductor 1 ½" a 1"	\$ 1.3042	\$ 1.30
<b>3</b>	U	Autómata 30 A	\$ 24.7618	\$ 62.28
<b>9</b>	U	Fusible 12 A	\$ 10.3086	\$ 92.78
<b>9</b>	U	Porta fusible	\$ 33.25	\$ 299.25
				<b>\$ 2,378.28</b>

#### Costo de obra civil:

Se considerará obra civil aquellos trabajos de construcción o remodelación de espacios que lleven a adecuar el área útil o a aumentarla o a proporcionar los cimientos y bases específicas para montar la instalación fotovoltaica en los edificios.

No todas las edificaciones requieren obras civiles, la más significativa es la que se necesitaría hacer en el edificio de Escuela Ingeniería Industrial, donde se propone crear la estructura de vigas adecuada para la carga que se instalará o sustituir el techo actual por un plafón de hormigón que proporcione el cimiento necesario y más conveniente para la instalación.

Otro costo importante dentro de este rubro es la construcción de los cuartos de máquinas, los cuales serán instalados a la intemperie o en un espacio sin uso dentro de los edificios, de cualquier modo es importante la construcción del espacio adecuado para instalar y proteger los inversores y algún tipo de instrumento o equipo de medición que se proyecte instalar para monitoreo o investigación.

Para este proyecto no se considerará dentro de los cálculos el costo de obra civil pues se partirá del supuesto que todos los edificios cuentan con la adecuación del espacio físico y las condiciones necesarias para soportar las estructuras.

#### Costo de mantenimiento:

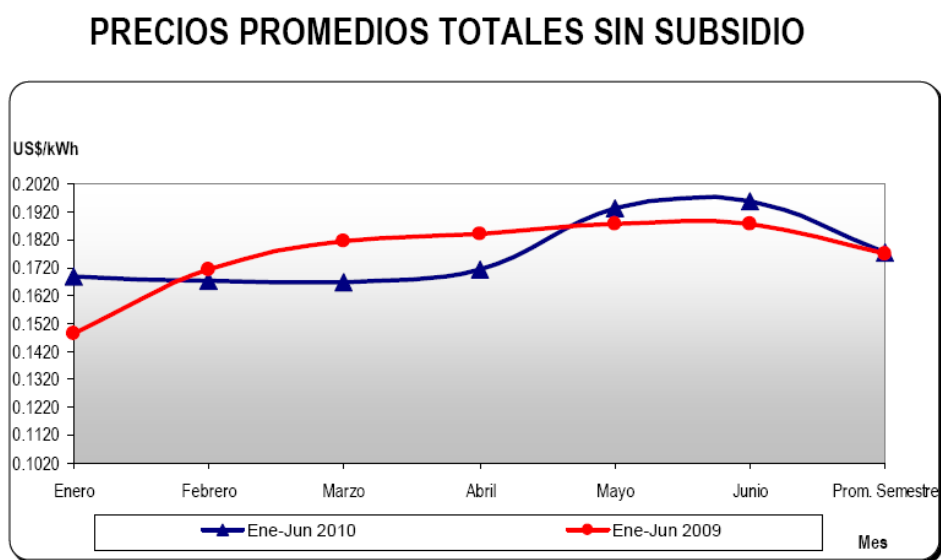
Los planes de mantenimiento se presentan en los manuales de cada equipo, y para desarrollarse deberá invertirse en mano de obra del personal que realice el servicio y en algún insumo como limpiador, wipper, limpiador de contactos y otros que se consideren necesarios pero que no implican un mayor costo debido al escaso mantenimiento que este tipo de instalaciones requiere.

### Vida útil:

Este parámetro se tomará de las especificaciones del fabricante de los equipos, que sugieren una vida útil de 25 años.

## 4.2 DETERMINACIÓN DEL INGRESO.

Este parámetro se considerará constante durante la duración de la vida útil de la instalación únicamente para efectos de cálculo de indicadores financieros, aunque en la realidad, las tarifas de energía eléctrica son variadas y muestran tendencias leves al alza, tal como se muestra en el siguiente gráfico<sup>10</sup>:



*Fig. 4.1. Comparación de tarifas promedio 2009-2010*

La variación en las tarifas puede deberse a varios factores que no pueden predecirse de manera precisa, por ejemplo la variación en la disponibilidad de los recursos energéticos, el precio a nivel mundial de los combustibles fósiles y sus derivados, la oferta y demanda de energía eléctrica, y otros factores que necesitarían amplias investigaciones para poder determinar una tendencia.

El pliego tarifario<sup>11</sup> vigente a partir del 12 de enero de 2011 para la distribuidora “Del Sur” es el siguiente:

<sup>10</sup> Avance Boletín de Estadísticas Eléctricas 2010. SIGET.

<sup>11</sup> Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

Tabla 4.10. Pliego tarifario distribuidora “Del Sur”

<b>PEQUEÑAS DEMANDAS 0&gt;KW&gt;10</b>		
<b>BAJA TENSION</b>		
<i>Tarifa residencial para consumos menores o iguales a 99KWh/mes</i>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,767096
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,137321
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,046312
<i>Tarifa residencial para consumos mayores a 99KWh/mes</i>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Bloque 1: Primeros 99 KW/mes</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,813531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,134877
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,023168
<b>Bloque 2: Consumos entre 100KWh/mes y 199KWh/mes</b>		
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,133579
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,040409
<b>Bloque 3: Consumos mayores o iguales a 200KWh/mes</b>		
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,132614
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,046854
<b>Uso general</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,813531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,135402
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,027427

Cont. Tabla 4.10. Pliego tarifario distribuidora “Del Sur”

<b>Alumbrado público</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,813531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,118682
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,03492
<b>MEDIANAS DEMANDAS 10&gt;KW&gt;50</b>		
<b>BAJA TENSIÓN CON MEDICION DE POTENCIA</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,813531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,137969
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	12,214765
<b>MEDIA TENSION CON MEDICION DE POTENCIA</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,853531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Cargo variable</b>	US\$/KWh	0,125997
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	3,365278
<b>BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,853531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Energía en Punta</b>	US\$/KWh	0,146732
<b>Energía en Resto</b>	US\$/KWh	0,143999
<b>Energía en Valle</b>	US\$/KWh	0,100154
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	12,214765
<b>MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,853531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Energía en Punta</b>	US\$/KWh	0,134905
<b>Energía en Resto</b>	US\$/KWh	0,132393
<b>Energía en Valle</b>	US\$/KWh	0,092082
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	3,365278

Cont. Tabla 4.10. Pliego tarifario distribuidora “Del Sur”

<b>GRANDES DEMANDAS &gt;50KW</b>		
<b>BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		10,402138
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Energía en Punta</b>	US\$/KWh	0,146732
<b>Energía en Resto</b>	US\$/KWh	0,143999
<b>Energía en Valle</b>	US\$/KWh	0,100154
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	12,214765
<b>MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	10,402138
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Energía en Punta</b>	US\$/KWh	0,134905
<b>Energía en Resto</b>	US\$/KWh	0,132393
<b>Energía en Valle</b>	US\$/KWh	0,092082
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	3,365278

La tarifa aplicada a la Universidad de El Salvador por el tipo de servicio que recibe es:

Tabla 4.11. Tarifa aplicada a la Universidad de El Salvador.

<b>BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>		
<b>Cargo de comercialización</b>		
<b>Cargo fijo</b>	US\$/Usuario-m	0,853531
<b>Cargo de energía</b>		
<b>Energía en Punta</b>	US\$/KWh	0,146732
<b>Energía en Resto</b>	US\$/KWh	0,143999
<b>Energía en Valle</b>	US\$/KWh	0,100154
<b>Cargo de distribución</b>		
<b>Potencia</b>	US\$/KWh	12,214765

Los horarios a los que aplica esta tarifa son:

Punta: 5:00 pm – 10:00 pm

Valle: 10:00 pm – 5:00 am

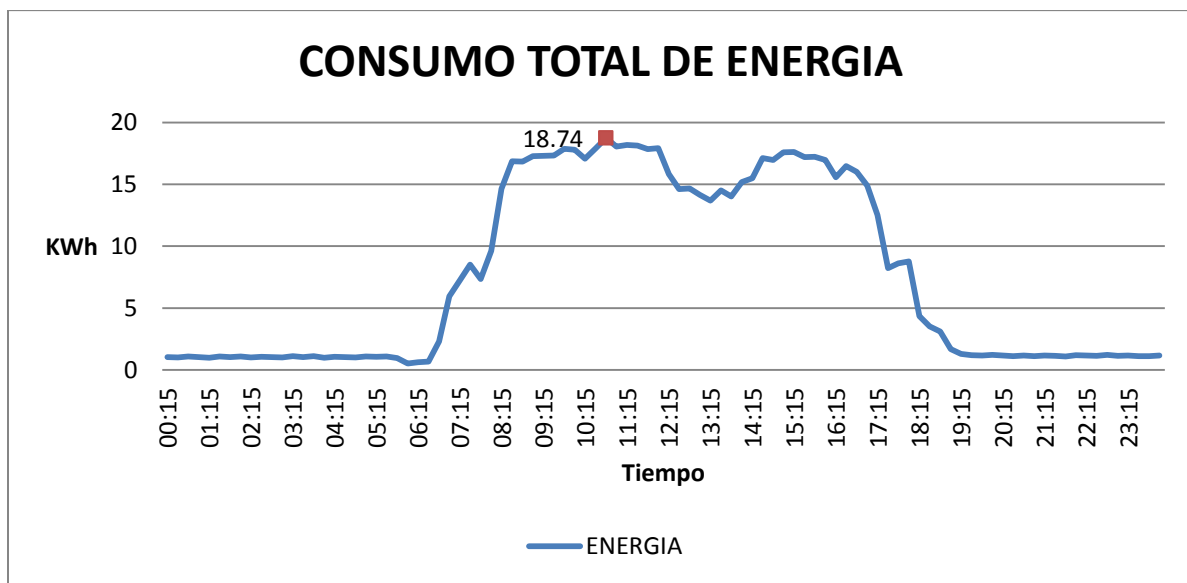
Resto: 5:00 am – 5:00 pm

Se tomará este pliego como válido para todos los años de vida útil de la instalación, aun sabiendo que son actualizados periódicamente y que sufren ajustes generalmente hacia el alza. Para encontrar el valor de facturación de energía se retoman los valores de energía medidos en el tablero general sin incluirle la energía consumida por los aires acondicionados. Se tomará en cuenta el día en que se registró mayor consumo de energía y de este valor se deducirá el consumo de energía de los aires acondicionados, que no han sido incluidos en el dimensionamiento de la instalación.

### **Ahorro Edificio de Administración Académica**

El día de mayor consumo para este edificio se presentó el 12/04/2010 en tableros generales y el 20/04/2010 y 26/04/2010 para los subtableros de aire acondicionado.

La gráfica 4.2 muestra de mejor manera el comportamiento de la demanda durante el día de mayor consumo:



*Fig.4.2. Consumo total de energía Administración Académica*

A este valor se le restará el valor del día de mayor consumo que presenta el siguiente comportamiento:

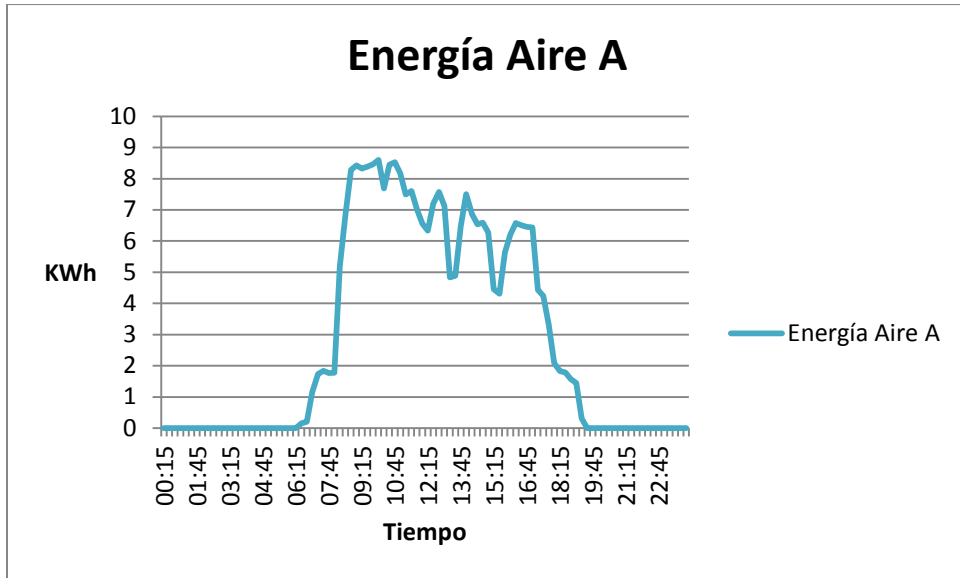


Fig. 4.3. Consumo tablero de aire acondicionado Administración Académica.

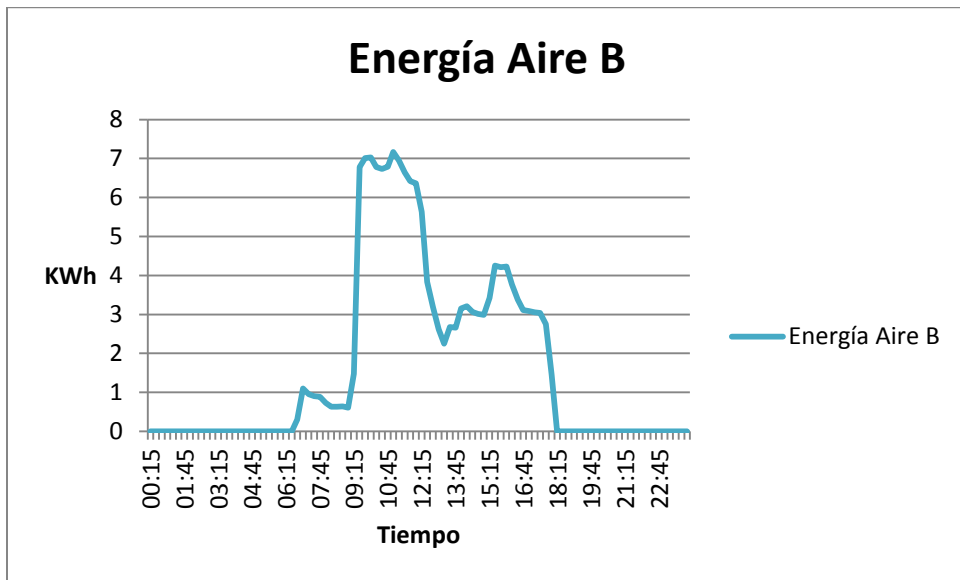


Fig.4. 4. Consumo tablero de aire acondicionado Administración Académica.

El consumo real de luminarias y tomas es por tanto:

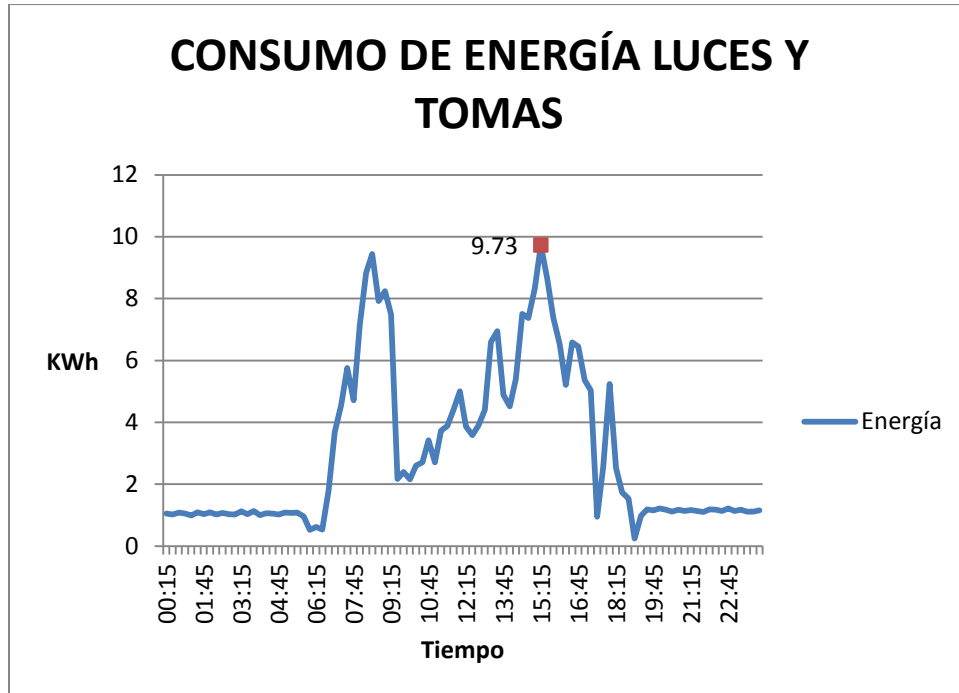


Fig. 4.5. Consumo de luminarias y tomas Administración Académica.

Donde el mayor valor se muestra como 9.73 KWh, se tomará este como el valor de potencia para el cargo de distribución.

**Cargo de energía:**

Los valores de energía demandada para:

Punta: 38.94 Kwh

Valle: 29.19 KWh

Resto: 228.50 KWh

Estos son valores diarios, por lo que se debe multiplicar por los 30 días del mes para obtener el consumo mensual.

Energía mensual en punta:

$$38.94 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 1168.2 \text{ KWh}$$

Energía mensual en valle:

$$29.19 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 875.7 \text{ KWh}$$

Energía mensual en resto:

$$228.50 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 6855 \text{ KWh}$$

Multiplicando la demanda por la tarifa asignada:

	<b>Tarifa</b>	<b>Consumo</b>	<b>Total</b>
Energía en punta	\$ 0.146732	1168.2	\$ 171.412
Energía en resto	\$ 0.143999	875.7	\$ 126.1
Energía en valle	\$ 0.100154	6855	\$ 686.556
			<b>\$ 984.068</b>

**Cargo de distribución:**

<b>tarifa</b>	<b>potencia</b>	<b>total</b>
\$ 12.21	9.73 KW	\$ 118.85

Total de factura mensual:

*Tabla 4.12. Facturación total Administración Académica.*

<b>cargo de comercialización</b>	<b>de \$ 0.853531</b>
<b>cargo de energía</b>	\$ 984.068
<b>cargo de distribución</b>	\$ 118.85
	<b>\$ 1103.772</b>

La instalación diseñada para el edificio de Administración Académica proporciona 97.10 KWh diarios, dentro del horario de 6:24 a.m. y 6:24 p.m., aproximadamente en el horario de energía en resto por lo que el ahorro se verá reflejado con esta tarifa de la siguiente manera:

Producción mensual con el Sistema Fotovoltaico:

$$97.10 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 2913 \text{ KWh}$$

Costo:

$$2913 \text{ KWh} * \$ 0.143999 = \$ 419.44$$

El ahorro que se vería reflejado en la factura mensual de energía eléctrica es de **\$419.44**

### **Ahorro Edificio de Biblioteca**

El día de mayor consumo para este edificio se presentó el 16/04/2010 en tableros generales y el 21/04/2010 para el subtablero de aire acondicionado.

La gráfica 4.6 muestra de mejor manera el comportamiento de la demanda durante el día de mayor consumo:

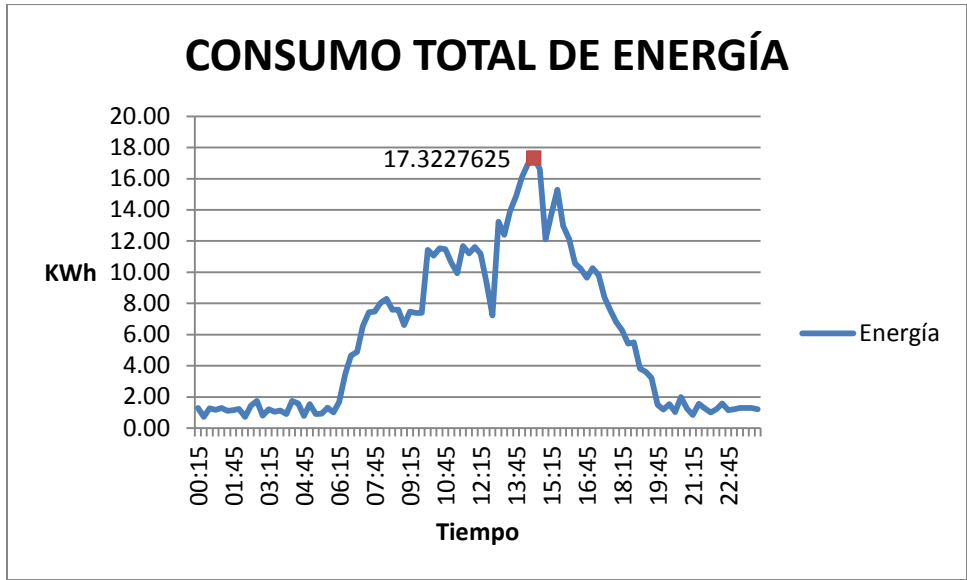


Fig. 4.6. Consumo total de energía Biblioteca.

A este valor se le restará el valor del día de mayor consumo que presenta el siguiente comportamiento:

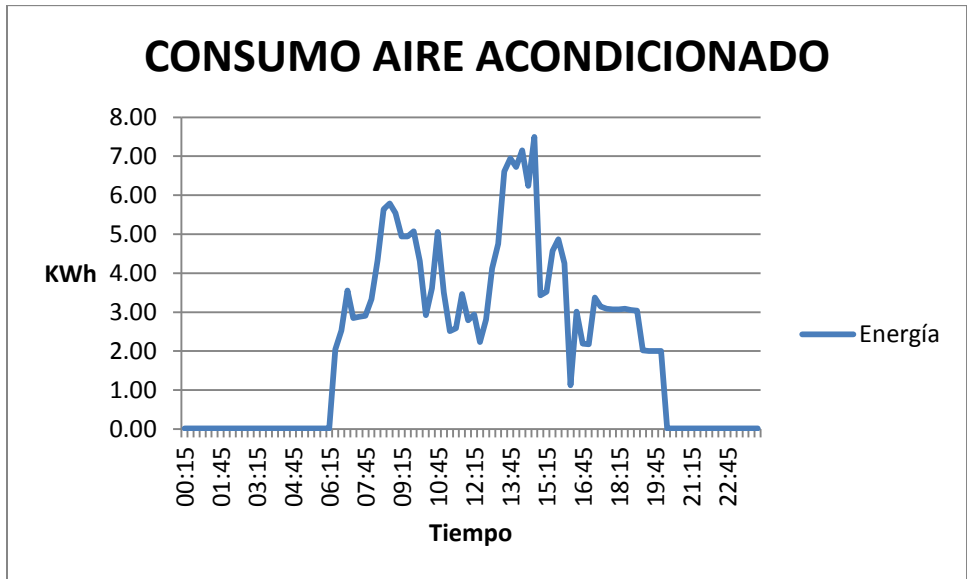


Fig. 4.7. Consumo de aire acondicionado Biblioteca.

El consumo real de luminarias y tomas es por tanto:

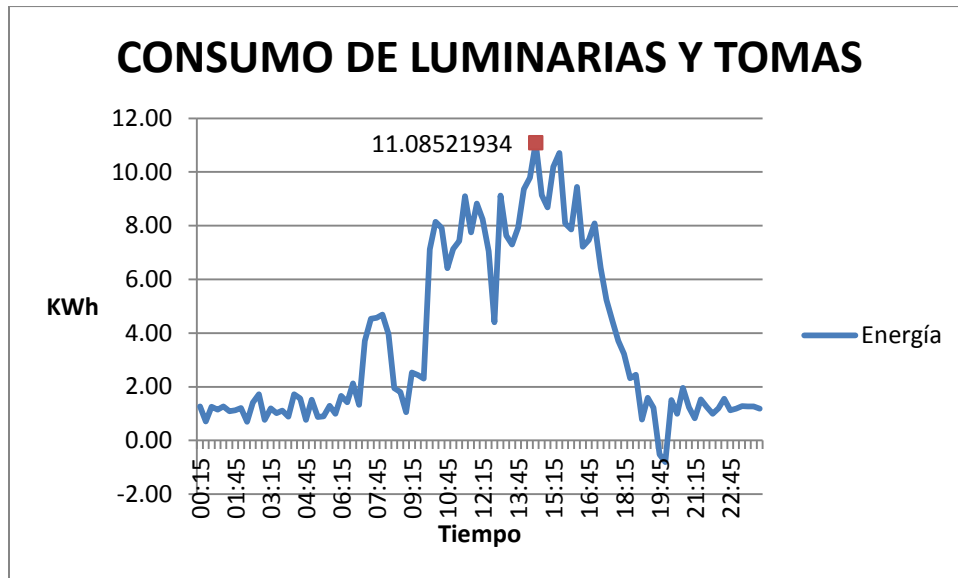


Fig. 4.8. Consumo luminarias y tomas Biblioteca.

Donde el mayor valor se muestra como 11.09 KWh, se tomará este como el valor de potencia para el cargo de distribución.

**Cargo de energía:**

Los valores de energía demandada para:

- Punta: 47.50 Kwh
- Valle: 33.02 KWh
- Resto: 276.21 KWh

Estos son valores diarios, por lo que se debe multiplicar por los 30 días del mes para obtener el consumo mensual.

Energía mensual en punta:

$$47.50 \text{ KWh} * 30 \text{ dias} = 1,425.00 \text{ KWh}$$

Energía mensual en valle:

$$33.02 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 990.60 \text{ KWh}$$

Energía mensual en resto:

$$276.21 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 8,286.30 \text{ KWh}$$

Multiplicando la demanda por la tarifa asignada:

	<b>Tarifa</b>	<b>Consumo</b>	<b>Total</b>
Energía en punta	\$ 0.146732	1,425.00	\$ 209.09
Energía en resto	\$ 0.143999	990.60	\$ 142.65
Energía en valle	\$ 0.100154	8,286.30	\$ 829.91
			<b>\$ 1,181.65</b>

**Cargo de distribución:**

<b>tarifa</b>	<b>potencia</b>	<b>total</b>
\$ 12.21	11.09	\$ 135.41

*Tabla 4.13. Facturación total Biblioteca*

<b>cargo de comercialización</b>	\$ 0.853531
<b>cargo de energía</b>	\$ 1,181.65
<b>cargo de distribución</b>	\$ 135.41
	<b>\$ 1,317.91</b>

La instalación diseñada para el edificio de Administración Académica proporciona 97.10 KWh diarios, dentro del horario de 6:24 a.m. y 6:24 p.m., aproximadamente en el horario de energía en resto por lo que el ahorro se verá reflejado con esta tarifa de la siguiente manera:

Producción mensual con el Sistema Fotovoltaico:

$$86.98 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 2609.4 \text{ KWh}$$

Costo:

$$2609.4 \text{ KWh} * \$ 0.143999 = \$ 375.75$$

El ahorro que se vería reflejado en la factura mensual de energía eléctrica es de **\$375.75**

### **Ahorro Edificio “C” de Aulas**

El día de mayor consumo para este edificio se presentó el 22/03/2010 en tableros generales, este edificio no tiene instalado equipos de aire acondicionado, por lo que el consumo de energía medido en el tablero general es el parámetro de diseño.

La gráfica 4.9 muestra de mejor manera el comportamiento de la demanda durante el día de mayor consumo:

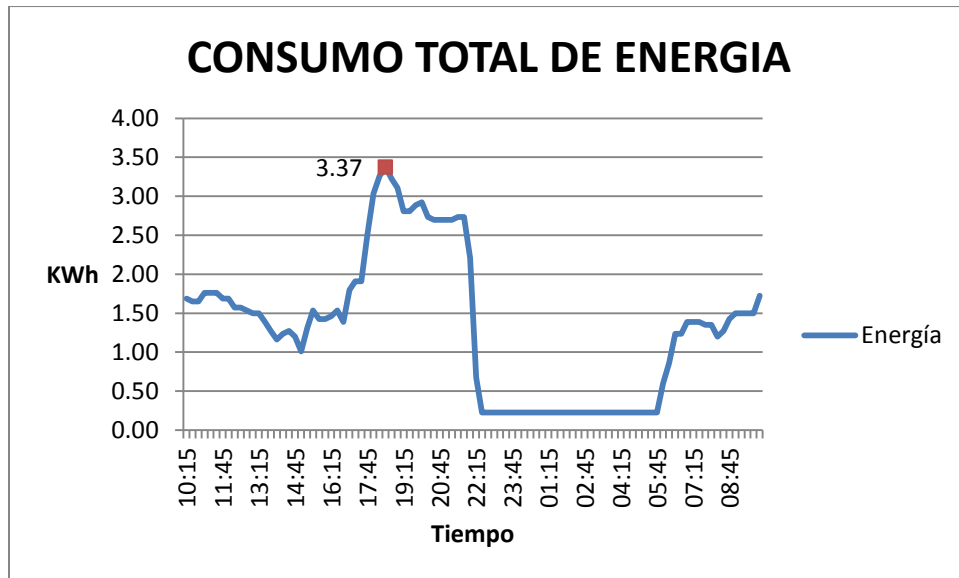


Fig.4. 9. Consumo de energía "C" Aulas.

Debido a que el mayor valor registrado de consumo de energía se presentó durante el primer día de muestreo se tomará el día comenzando con el horario de la primera medición (10:15 a.m.) completando las 24 horas a las 10:00 am del día siguiente.

El mayor valor medido para este día es 3.37 KWh, se tomará este como el valor de potencia para el cargo de distribución.

**Cargo de energía:**

Los valores de energía demandada para:

Punta: 54.55 Kwh

Valle: 8.73 KWh

Resto: 63.24 KWh

Estos son valores diarios, por lo que se debe multiplicar por los 30 días del mes para obtener el consumo mensual.

Energía mensual en punta:

$$54.55 \text{ KWh} * 30 \text{ dias} = 1636.50 \text{ KWh}$$

Energía mensual en valle:

$$8.73 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 261.9 \text{ KWh}$$

Energía mensual en resto:

$$63.24 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 1897.20 \text{ KWh}$$

Multiplicando la demanda por la tarifa asignada:

	<b>Tarifa</b>	<b>Consumo</b>	<b>Total</b>
Energía en punta	\$ 0.146732	1,636.50	\$ 240.13
Energía en resto	\$ 0.143999	261.90	\$ 37.71
Energía en valle	\$ 0.100154	1897.20	\$ 190.01
			<b>\$ 467.85</b>

**Cargo de distribución:**

<b>tarifa</b>		<b>potencia</b>	<b>total</b>
\$	12.21	3.37	\$ 41.15

Total de factura mensual:

*Tabla 4.14. Facturación total Edificio "C" Aulas*

<b>cargo de comercialización</b>	\$ 0.853531
<b>cargo de energía</b>	\$ 467.85
<b>cargo de distribución</b>	\$ 41.15
	<b>\$ 509.85</b>

La instalación diseñada para el edificio "C" de Aulas proporciona 41.42 KWh diarios, dentro del horario de 6:24 a.m. y 6:24 p.m., aproximadamente en el horario de energía en resto por lo que el ahorro se verá reflejado con esta tarifa de la siguiente manera:

Producción mensual con el Sistema Fotovoltaico:

$$41.42 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 1242.6 \text{ KWh}$$

Costo:

$$1242.60 \text{ KWh} * \$ 0.143999 = \$ 178.93$$

El ahorro que se verá reflejado en la factura mensual de energía eléctrica es de **\$178.96**

**Ahorro Edificio de Escuela de Ingeniería Industrial e Ingeniería en Sistemas Informáticos.**

El día de mayor consumo para este edificio se presentó el 12/03/2010 en tableros generales y el 06/04/2010 y 09/04/2010 para los subtableros de aire acondicionado.

La gráfica 4.10 muestra de mejor manera el comportamiento de la demanda durante el día de mayor consumo:

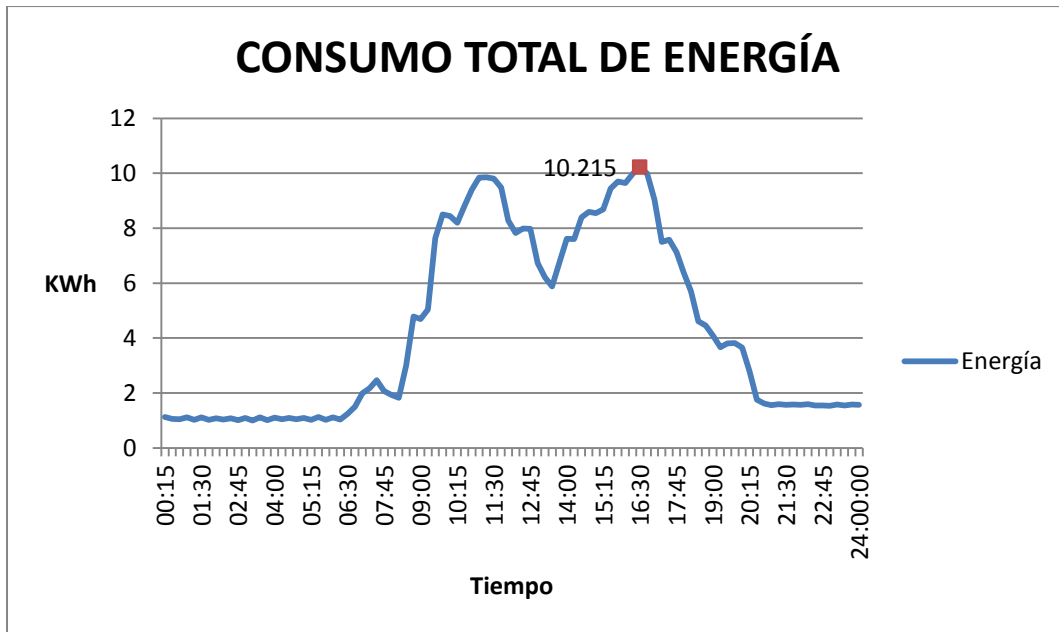


Fig. 4.10. Consumo total de energía Escuela Ingeniería Industrial.

A este valor se le restará el valor del día de mayor consumo que presenta el siguiente comportamiento:

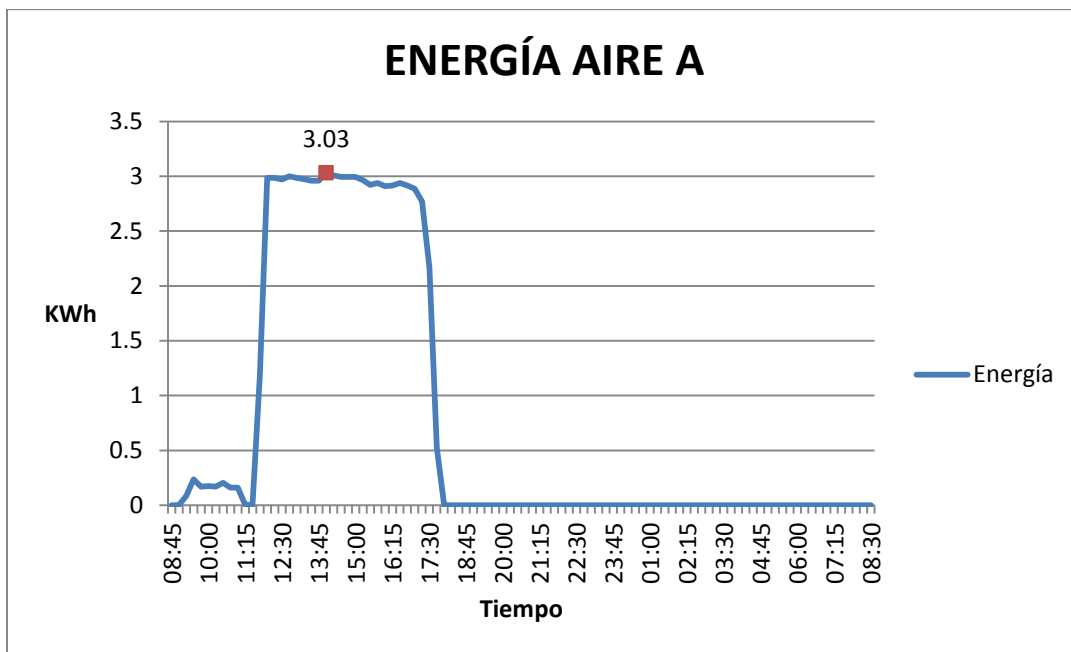


Fig. 4.11. Consumo aire acondicionado Escuela Ingeniería Industrial.

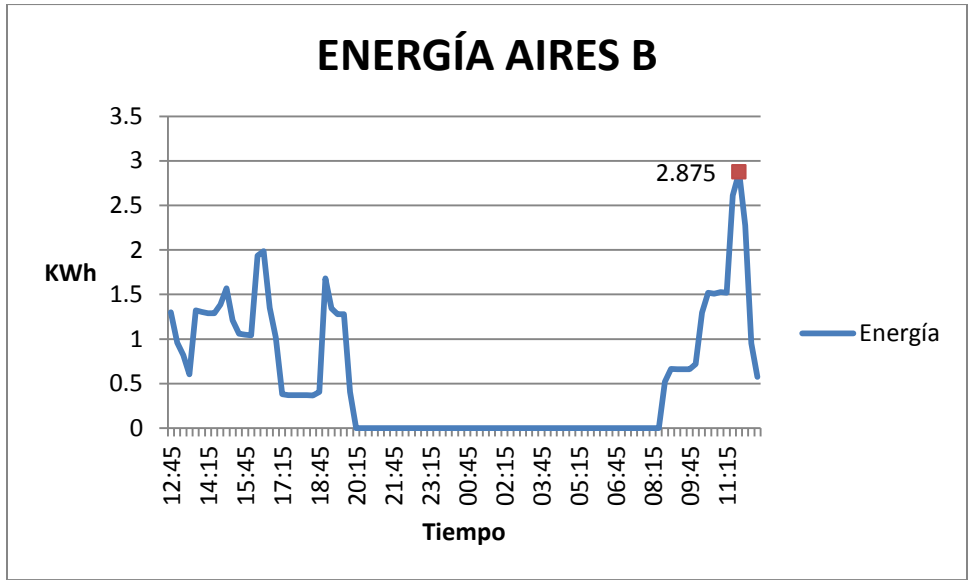


Fig. 4.12. Consumo aire acondicionado Escuela Ingeniería Industrial.

El consumo real de luminarias y tomas es por tanto:

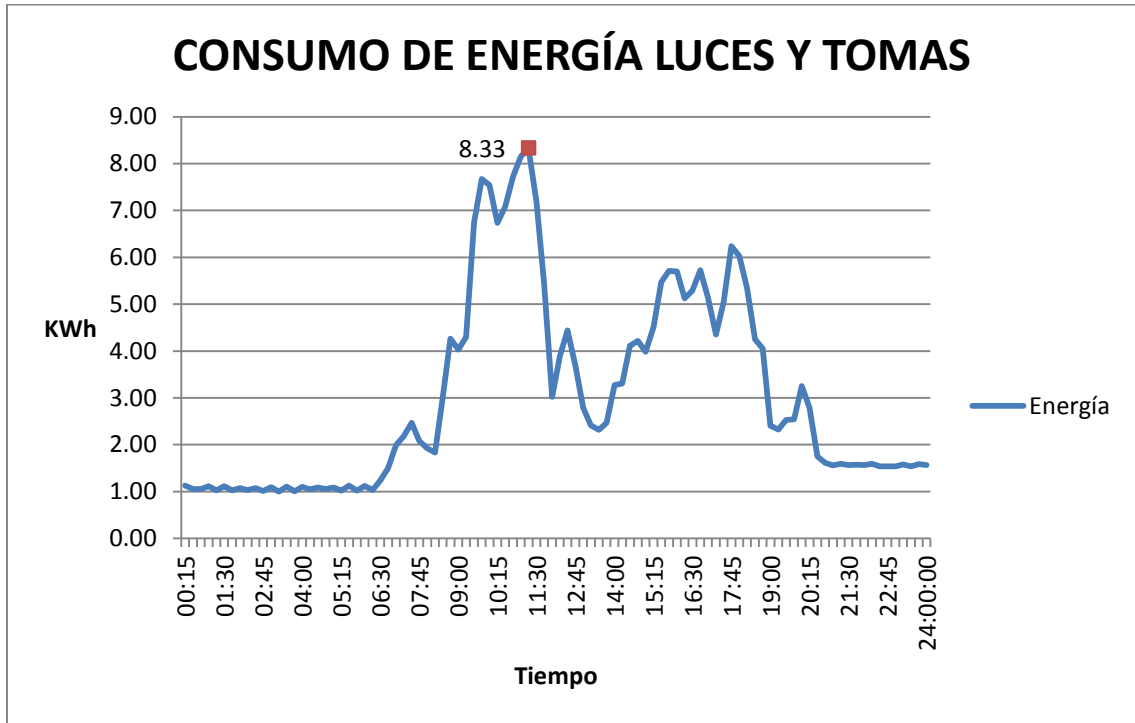


Fig.4.13. Consumo de luminarias y tomas Escuela de Ingeniería Industrial.

Donde el mayor valor se muestra como 8.33 KWh, se tomará este como el valor de potencia para el cargo de distribución.

**Cargo de energía:**

Los valores de energía demandada para:

Punta: 65.94 Kwh

Valle: 34.24 KWh

Resto: 191.24 KWh

Estos son valores diarios, por lo que se debe multiplicar por los 30 días del mes para obtener el consumo mensual.

Energía mensual en punta:

$$65.94 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 1,978.20 \text{ KWh}$$

Energía mensual en valle:

$$34.24 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 1,027.20 \text{ KWh}$$

Energía mensual en resto:

$$191.24 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 5,737.20 \text{ KWh}$$

Multiplicando la demanda por la tarifa asignada:

	<b>Tarifa</b>	<b>Consumo</b>	<b>Total</b>
Energía en punta	\$ 0.146732	1978.2	\$ 290.27
Energía en resto	\$ 0.143999	5737.2	\$ 826.15
Energía en valle	\$ 0.100154	1027.2	\$ 102.88
			<b>\$ 1,219.30</b>

**Cargo de distribución:**

	<b>tarifa</b>	<b>potencia</b>	<b>total</b>
	\$ 12.21	8.33	\$ 101.71

Total de factura mensual:

*Tabla 4.15. Facturación total Escuela Industrial.*

<b>cargo de comercialización</b>	<b>\$ 0.853531</b>
<b>cargo de energía</b>	<b>\$ 1219.30</b>
<b>cargo de distribución</b>	<b>\$ 101.71</b>
	<b>\$ 1,321.86</b>

La instalación diseñada para el edificio de Administración Académica proporciona 99.41 KWh diarios, dentro del horario de 6:24 a.m. y 6:24 p.m., aproximadamente en el horario de energía en resto por lo que el ahorro se verá reflejado con esta tarifa de la siguiente manera:

Producción mensual con el Sistema Fotovoltaico:

$$99.41 \text{ KWh} * 30 \text{ días} = 2982.30 \text{ KWh}$$

Costo:

$$2982.30 \text{ KWh} * \$ 0.143999 = \$ 429.45$$

El ahorro que se vería reflejado en la factura mensual de energía eléctrica es de **\$429.45**

### 4.3 EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

Para poder presentar los indicadores económicos y financieros que ayuden a evaluar el proyecto se definirá en primer lugar todos los valores monetarios que están involucrados en el proyecto :

- Administración Académica.

<b>Ítem</b>	<b>Valor</b>
Costo de Equipos	\$ 165,093.00
Costo de Accesorios	\$ 4,200.75
Vida útil	25 años
Ahorro en factura	\$ 5,033.28 (anual)

- Biblioteca.

<b>Ítem</b>	<b>Valor</b>
Costo de Equipos	\$ 161,533.50
Costo de Accesorios	\$ 2,362.93
Vida útil	25 años
Ahorro en factura	\$ 4,509.00 (anual)

- Aulas "C".

<b>Ítem</b>	<b>Valor</b>
Costo de Equipos	\$ 114,132.00
Costo de Accesorios	\$ 1,943.27
Vida útil	25 años
Ahorro en factura	\$ 2,147.52 (anual)

- Escuela Ingeniería Industrial.

Ítem	Valor
Costo de Equipos	\$ 189,018.30
Costo de Accesorios	\$ 2,378.28
Vida útil	25 años
Ahorro en factura	\$ 5,153.40 (anual)

Los métodos que se utilizarán para evaluar el proyecto son:

**VALOR PRESENTE NETO:** procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los *flujos de caja* futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

$$VPN = -I + \frac{Ahorro1}{(i + 1)^1} + \frac{Ahorro2}{(i + 1)^2} + \dots \frac{AhorroN}{(i + 1)^N}$$

**TASA INTERNA DE RETORNO:** Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VPN = 0$$

**RELACION BENEFICIO-COSTO:** La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada unidad monetaria que se sacrifica en el proyecto. Teniendo en consideración los valores presentes calculados para el establecimiento del VPN y la inversión inicial.

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN}{Inversión Inicial}$$

Para invertir en el proyecto es necesario que se den a conocer las posibilidades de éxito o fracaso al invertir en el mismo, lo que se verifica a través de la Tasa Mínima Aceptable del proyecto (TMAR).

La TMAR se calcula:

TMAR = Tasa de inflación + Premio al riesgo

La tasa de inflación a Enero del 2011, según el Banco Central de Reserva es de 2.32%

El premio al riesgo se tomará de la mejor tasa de interés para operaciones pasivas, de acuerdo al Banco Agrícola Comercial, siendo esta de 5.75%

TMAR = 2.32 % + 5.75 %

TMAR = 8.07 %

### Evaluación Administración Académica.

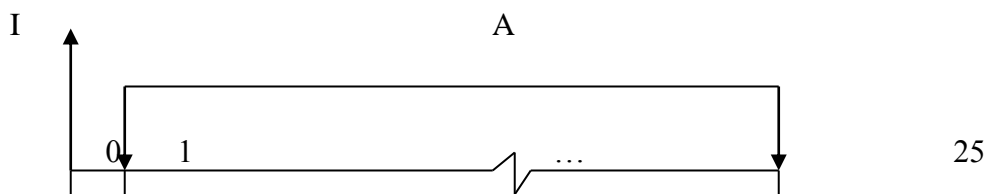


Fig. 4.14. Diagrama de flujo Administración Académica

$$VPN = -169,293.75 + \frac{5033.28}{(i+1)^1} + \frac{5033.28}{(i+1)^2} + \dots + \frac{5033.28}{(i+1)^{25}}$$

$$VPN = -169,293.75 + 50,906.17$$

$$VPN = -118,387.58$$

Según este indicador, el proyecto no es favorable, pues la rentabilidad está por debajo de la tasa de rechazo.

Encontrando la tasa interna de retorno:

$$0 = -169,293.75 + \frac{5033.28}{(i+1)^1} + \frac{5033.28}{(i+1)^2} + \dots + \frac{5033.28}{(i+1)^{25}}$$

La tasa interna de retorno es -2%, que comparada con la TMAR que es de 8.07 % se encuentra muy por debajo de esta. Lo que implicaría rechazar el proyecto

El beneficio-costo para este proyecto es:

$$\frac{B}{C} = \frac{118,387.58}{169,293.75}$$

$B/C = 0.699$ ; es decir que por cada dólar que se ha invertido en el proyecto, se está perdiendo aproximadamente \$0.30

Entonces el tiempo de recuperación de la inversión es de:

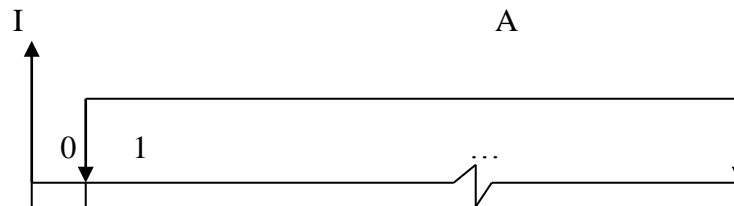
$$TRI = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Utilidad Promedio}}$$

$$TRI = \frac{\$169,293.75}{\$5033.28}$$

$TRI = 33.63$  años

Para recuperar la inversión se necesitan 33 años y 7 meses.

### Evaluación Biblioteca.



25

Fig. 4.15. Diagrama de flujo Biblioteca

$$VPN = -163,896.43 + \frac{4509}{(i+1)^1} + \frac{4509}{(i+1)^2} + \dots + \frac{4509}{(i+1)^{25}}$$

$$VPN = -163,896.43 + 47,846.15$$

$$VPN = -116,050.28$$

Según este indicador, el proyecto no es favorable, pues la rentabilidad está por debajo de la tasa de rechazo.

Encontrando la tasa interna de retorno:

$$0 = -116,050.28 + \frac{4509}{(i+1)^1} + \frac{4509}{(i+1)^2} + \dots + \frac{4509}{(i+1)^{25}}$$

La tasa interna de retorno es -3%, que comparada con la TMAR que es de 8.07 % se encuentra muy por debajo de esta. Lo que implicaría rechazar el proyecto



La tasa interna de retorno es -3%, que comparada con la TMAR que es de 8.07 % se encuentra muy por debajo de esta. Lo que implicaría rechazar el proyecto  
Beneficio-costo:

$$\frac{B}{C} = \frac{93,287.39}{116,075.27}$$

B/C = 0.804; perdiendo \$0.20 aproximadamente por cada dólar invertido.  
Entonces el tiempo de recuperación de la inversión es de:

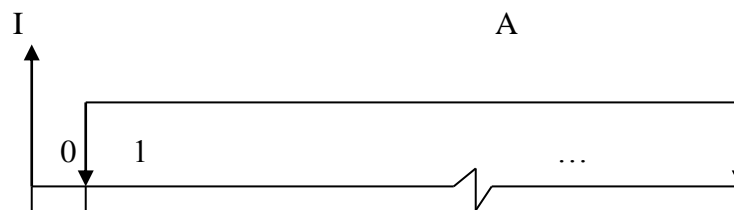
$$TRI = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Utilidad Promedio}}$$

$$TRI = \frac{\$116,075.27}{\$2,147.52}$$

TRI = 54.05 años

Para recuperar la inversión se necesitan 54 años.

#### Evaluación Escuela Ingeniería Industrial.



25

Fig. 4.17. Diagrama de flujo Escuela de Ingeniería Industrial.

$$VPN = -191,396.58 + \frac{5153.40}{(i+1)^1} + \frac{5153.40}{(i+1)^2} + \dots + \frac{5153.40}{(i+1)^{25}}$$

$$VPN = -191,396.58 + 54,684.04$$

$$VPN = -136,712.54$$

Según este indicador, el proyecto no es favorable, pues la rentabilidad está por debajo de la tasa de rechazo.

Encontrando la tasa interna de retorno:

$$0 = -191,396.58 + \frac{5153.40}{(i+1)^1} + \frac{5153.40}{(i+1)^2} + \dots + \frac{5153.40}{(i+1)^{25}}$$

La tasa interna de retorno es -3%, que comparada con la TMAR que es de 8.07 % se encuentra muy por debajo de esta. Lo que implicaría rechazar el proyecto Beneficio-costo:

$$\frac{B}{C} = \frac{136,712.54}{191,396.58}$$

B/C = 0.714; perdiendo aproximadamente \$0.29 por cada dólar invertido. Entonces el tiempo de recuperación de la inversión es de:

$$TRI = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Utilidad Promedio}}$$

$$TRI = \frac{\$191,396.58}{\$5,153.40}$$

TRI = 37.14 años

Para recuperar la inversión se necesitan 37 años y 1 mes.

Haciendo una comparación de todos los puntos evaluados en los edificios se tiene:

*Tabla 4.16. Comparación de indicadores económicos por edificio.*

	<b>Administración Académica</b>	<b>Biblioteca</b>	<b>"C" Aulas</b>	<b>Escuela Industrial</b>
<b>Inversión inicial</b>	\$ 169,293.75	\$ 163,896.43	\$ 116,075.27	\$ 191,396.58
<b>Ahorro anual</b>	\$ 5,033.28	\$ 4,509.00	\$ 2,147.52	\$ 5,153.40
<b>Valor Presente Neto</b>	\$ (118,387.58)	\$ (116,050.28)	\$ (93,287.39)	\$ (136,712.54)
<b>Tasa Interna de Retorno</b>	-2%	-3%	-3%	-3%
<b>Beneficio/Costo</b>	\$ 0.699	\$ 0.708	\$ 0.804	\$ 0.714
<b>Tiempo de Recuperación</b>	33.63 años	36.35 años	54.05 años	37.14 años

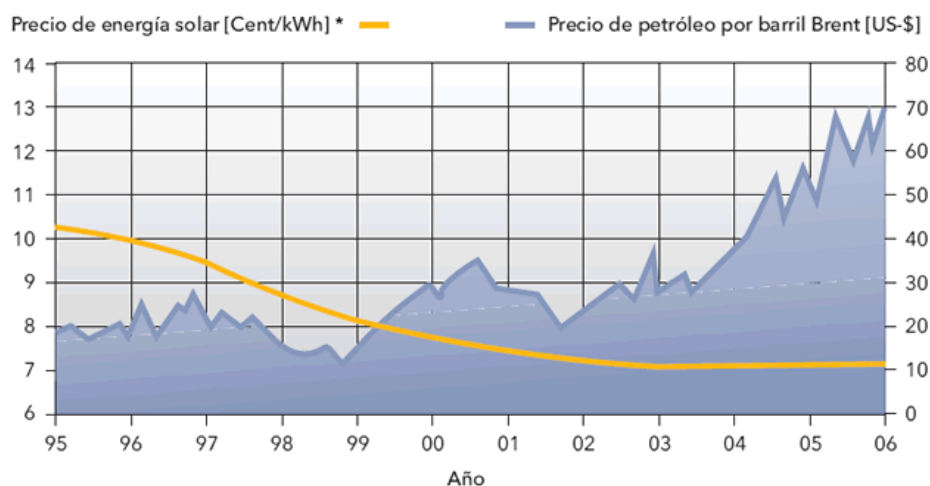
El edificio que presenta la menor inversión inicial es el edificio "C" de aulas así como también la mejor relación Beneficio/Costo, lo que significa que genera menos pérdidas. Aunque es el edificio en donde la inversión se recupera más lentamente debido a que, en comparación a los demás edificios, se obtiene el ahorro más pequeño.

## CONCLUSIONES.

Dado todos los indicadores económicos expuestos, en los que se observa claramente los números negativos, la implementación del proyecto en este momento generaría únicamente pérdidas de capital para el inversionista. Si se busca únicamente el beneficio económico éste no es un proyecto factible y no debería desarrollarse.

El desarrollo y mejoras que se están llevando a cabo en la tecnología fotovoltaica, permitirá a futuro una mayor eficiencia y menor costo en los equipos. Nuevos descubrimientos, experimentos recientes y propuestas innovadoras para aprovechar de manera más eficiente la luz solar, tan abundante en la naturaleza, hacen que el crecimiento de este tipo de instalaciones se vea acrecentado y optimizado, disminuyendo con esto el costo de los paneles y haciendo más baja la inversión inicial del proyecto.

En comparación al costo de los combustibles fósiles, que van en aumento, el precio de la energía eléctrica generada por medios solares se ve disminuido en el tiempo, con una tendencia a la estabilidad. Esto indica que las tarifas energéticas se verán aumentadas, cambio que no tendrá efecto en la producción o en los costos de inversión de la instalación fotovoltaica, generando por consiguiente un mayor ahorro en la factura eléctrica, mejorando los indicadores económicos.



*Fig. C.1. Comparación de precios de energía.*

A pesar que en los 4 edificios se ha logrado realizar un diseño de la instalación que permita cubrir el 30% (o valores cercanos) del consumo general de energía que se había propuesto, las expectativas económicas y financieras no logran cubrirse.

Se debe buscar vías alternas para el ahorro de energía, o el uso de otros métodos de manera paralela a las instalaciones Fotovoltaicas, que hagan más efectivo el proyecto.

## RECOMENDACIONES

Con el afán de mejorar los indicadores económicos, y dado que no se puede reducir el costo de capital, se debe realizar un estudio energético completo de cada uno de los edificios para determinar formas de ahorro de energía eléctrica. Entre las acciones que pueden implementarse está el uso de luminarias electrónicas o focos ahorradores, luminarias LED y campañas de concientización de la población estudiantil para el buen uso de la electricidad.

Readecuar las instalaciones de manera que sean aprovechados los recursos naturales, como la luz y el flujo de aire. Evitar bloquear las entradas de luz o aire con muebles, o mantener las ventanas cerradas. Permitir la circulación natural de aire para evacuar las masas de aire caliente que aumenten la temperatura del edificio. Sustituir los materiales de construcción que puedan sustituirse por otros que logren aprovechar las temperaturas o la luz solar para reducir el consumo de energía eléctrica de la red.

Concientizar al usuario para que incluya en su vida cotidiana las prácticas de ahorro energético. Manteniendo luces apagadas cuando no se utilicen, racionalizando el uso de aparatos eléctricos cuando no sean necesarios y reduciendo el consumo de energía eléctrica en general.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Curso de Proyectista Instalador de Energía Solar (Fototérmica y Fotovoltaica).  
CENSOLAR  
Tomo 5. Sistemas de Conversión Eléctrica.  
2005
2. Determinación del Potencial Solar y Eólico en El Salvador.  
Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”(UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN)  
2005
3. ENERGÍA SOLAR. Una solución limpia y fiable de producción de energía.  
Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.  
2009
4. SolarDat  
Carta Solar Cilíndrica  
<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>
5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED DE EL SALVADOR.  
Instituto de Investigaciones. Universidad Politécnica de El Salvador.  
2005.
6. AVANCE BOLETIN DE ESTADÍSTICAS ELÉCTRICAS.  
Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones  
2010.

## FUENTES

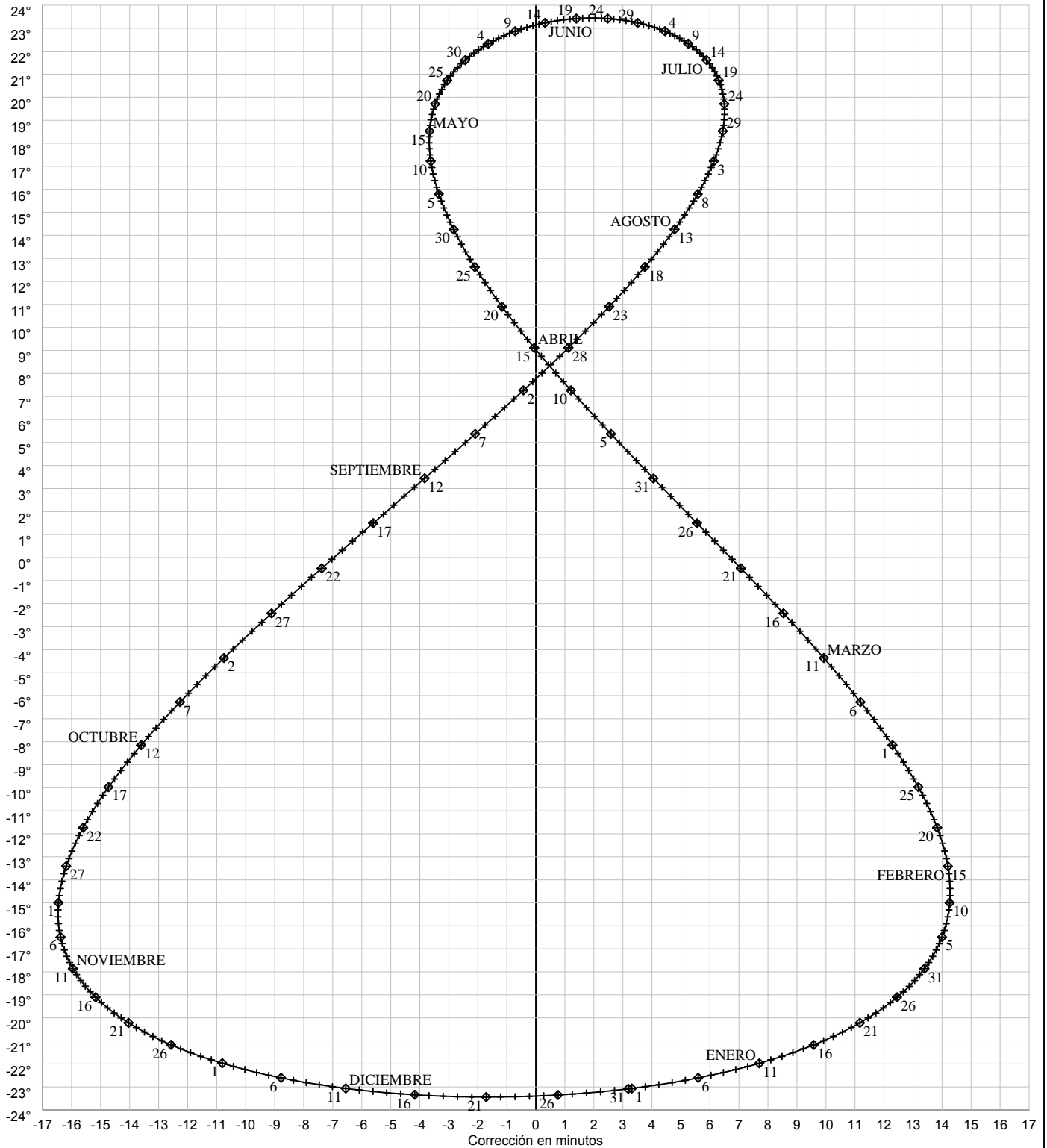
1. Ing. Roberto Bonilla.  
SUMINISTROS ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS.  
San Salvador, El Salvador
2. Ing. Jorge Alberto Zetino  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
FIA-UES
3. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES.  
Universidad Politécnica de El Salvador.
4. DEPARTAMENTO DE FÍSICA  
Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de El Salvador.  
2005
5. SMN-CIAGRO / SIG-SNET  
Diciembre 2004.  
El Salvador.
6. OPEGASA INGENIERÍA  
Madrid, España
7. UNIDAD DE DESARROLLO FISICO  
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

**ANEXOS.**

# Anexo 1

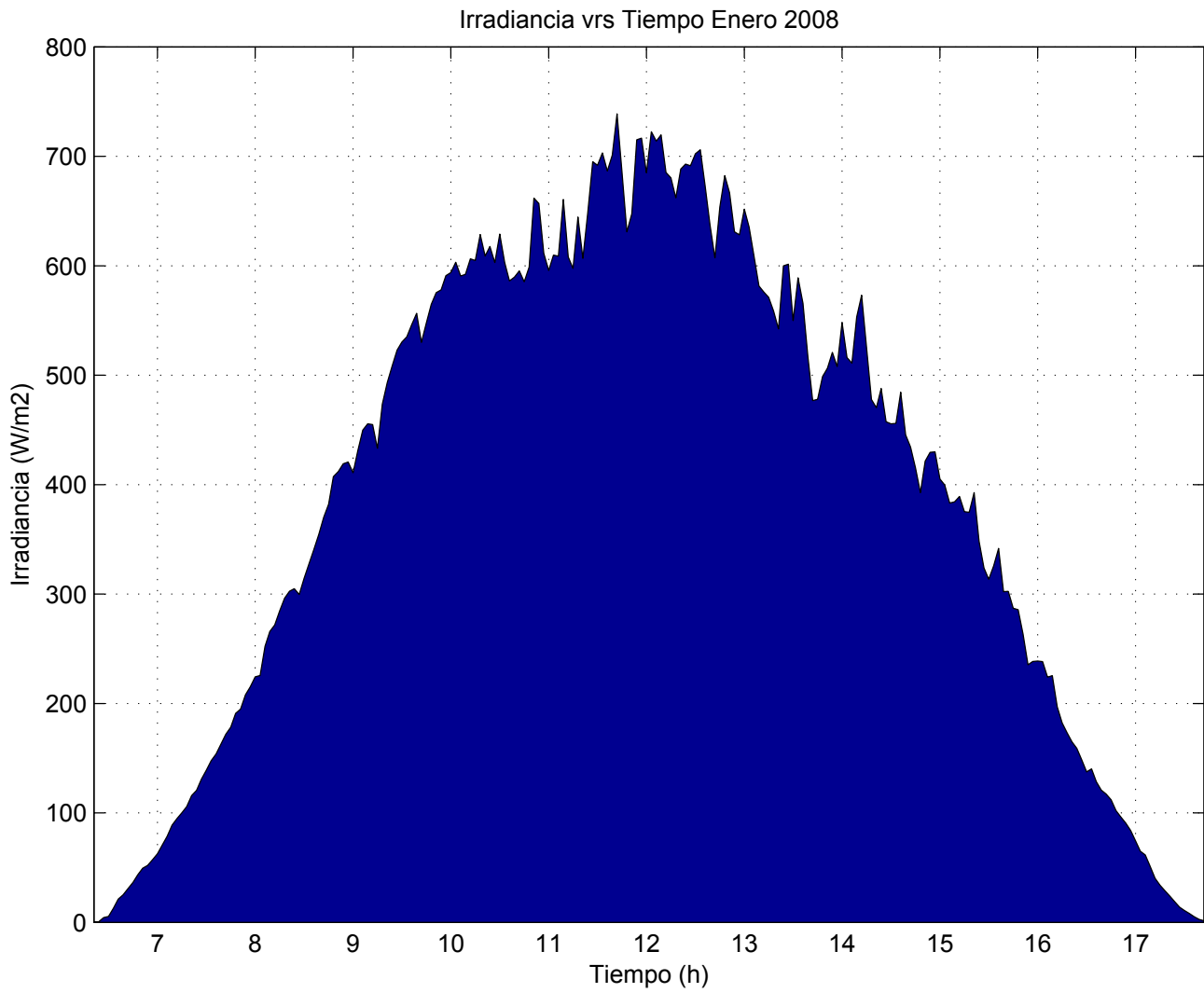
## GRÁFICA DE LA ECUACIÓN DEL TIEMPO (2000)

Declinación del Sol

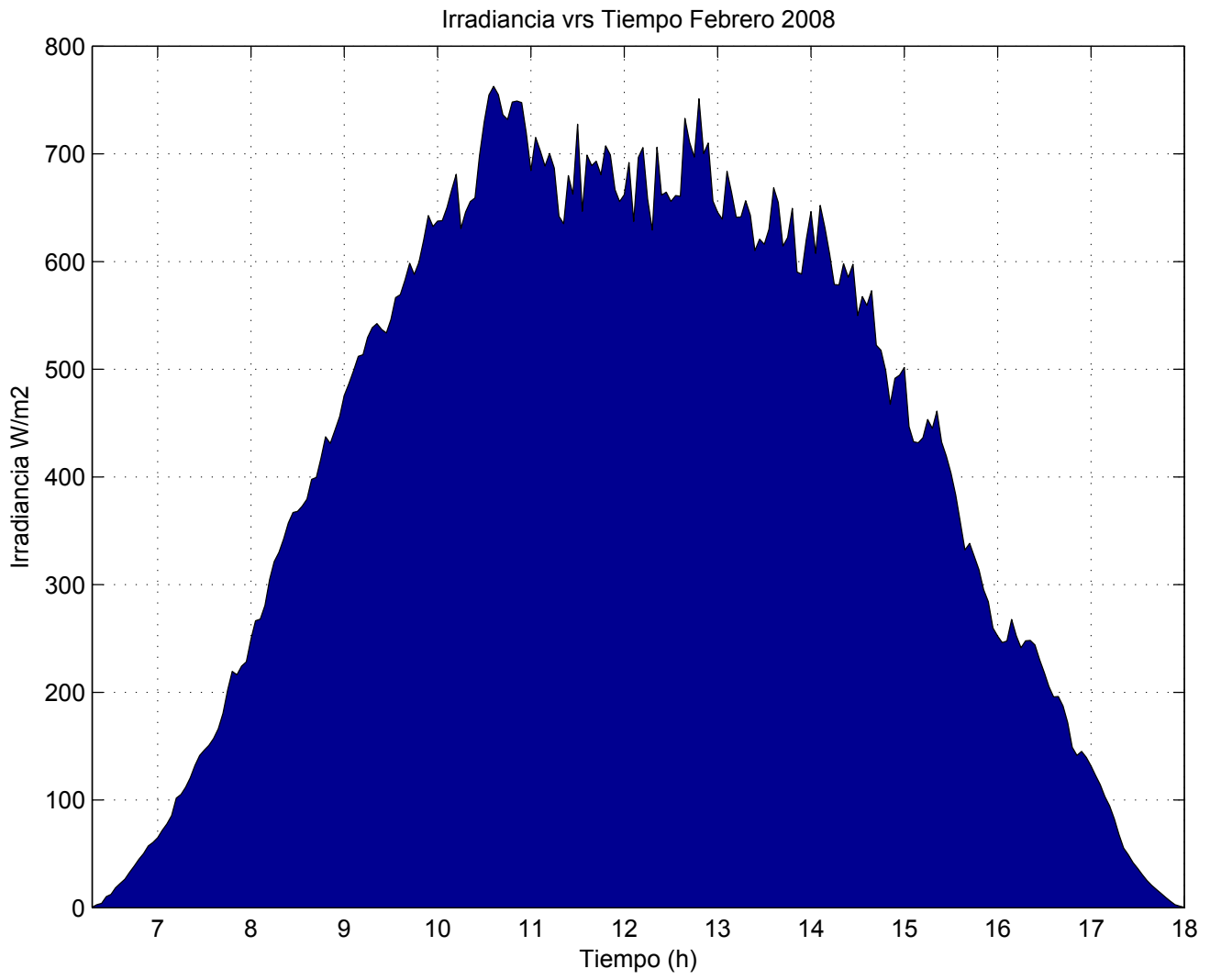


# Anexo 2

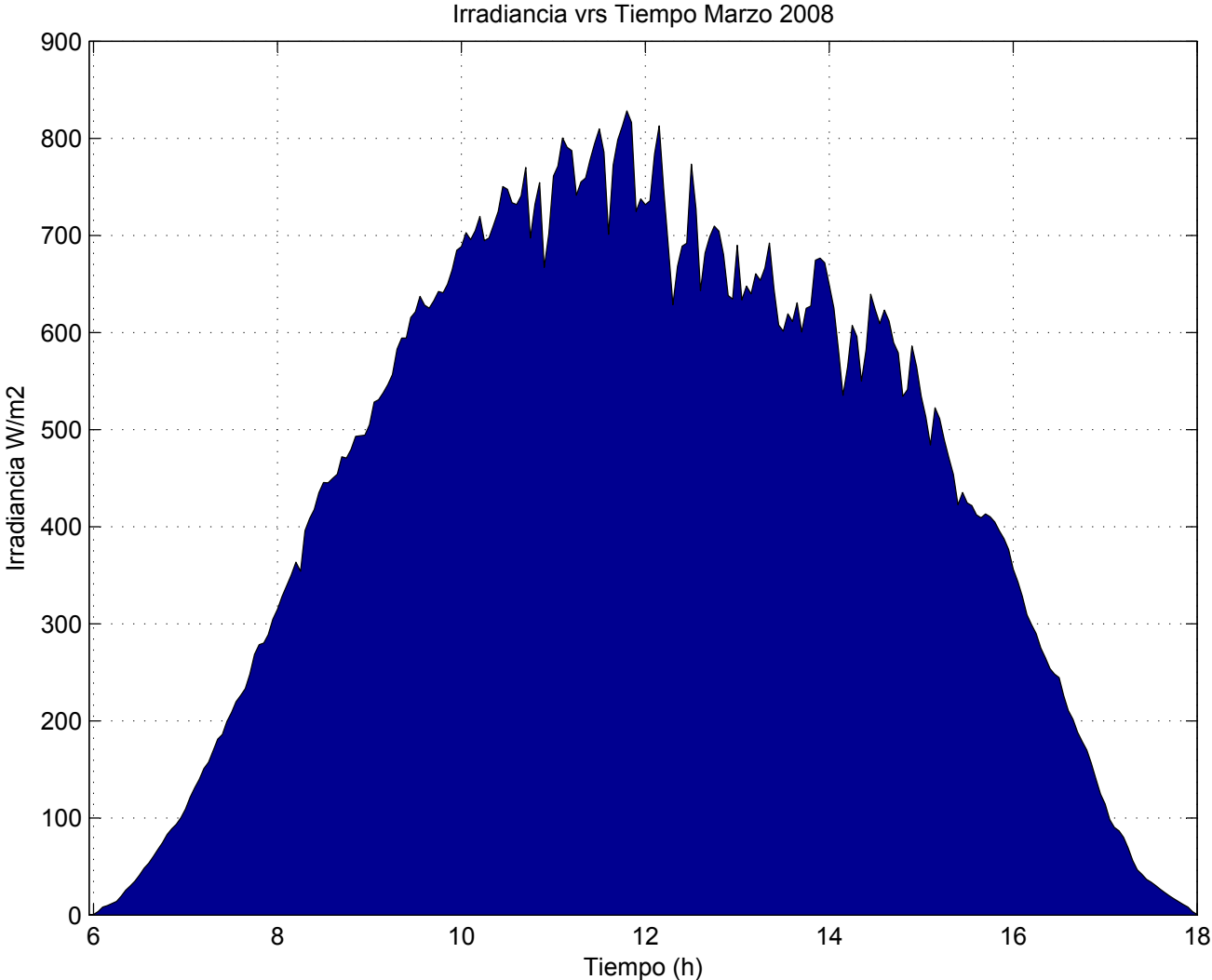
Insolacion Enero 2008  
Universidad Politecnica  
4.4718 KW.hr/m<sup>2</sup>



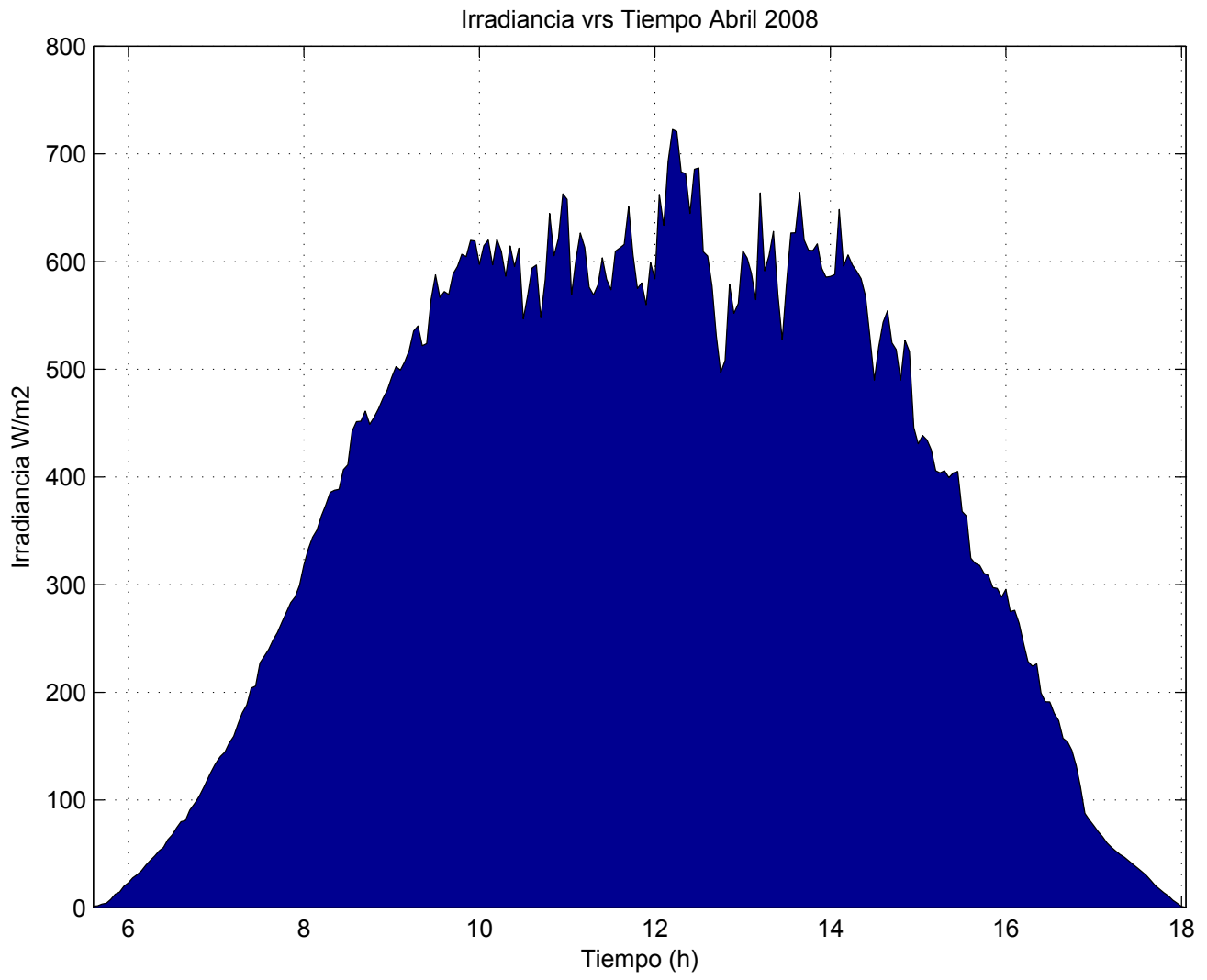
Insolacion Febrero 2008  
Universidad Politecnica  
4.9965 KW.hr/m<sup>2</sup>



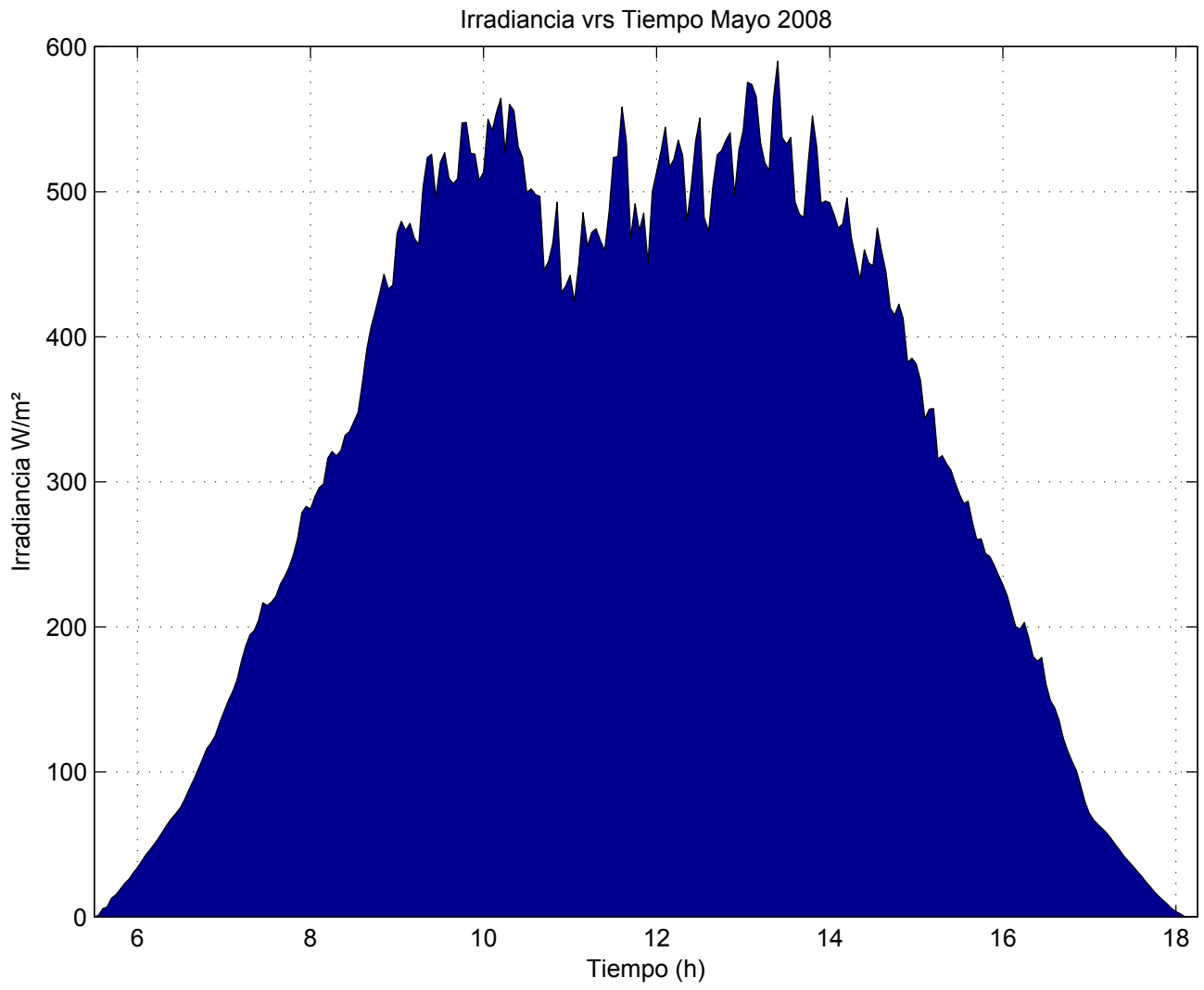
Insolacion Marzo 2008  
Universidad Politecnica  
5.4314 KW.hr/m<sup>2</sup>



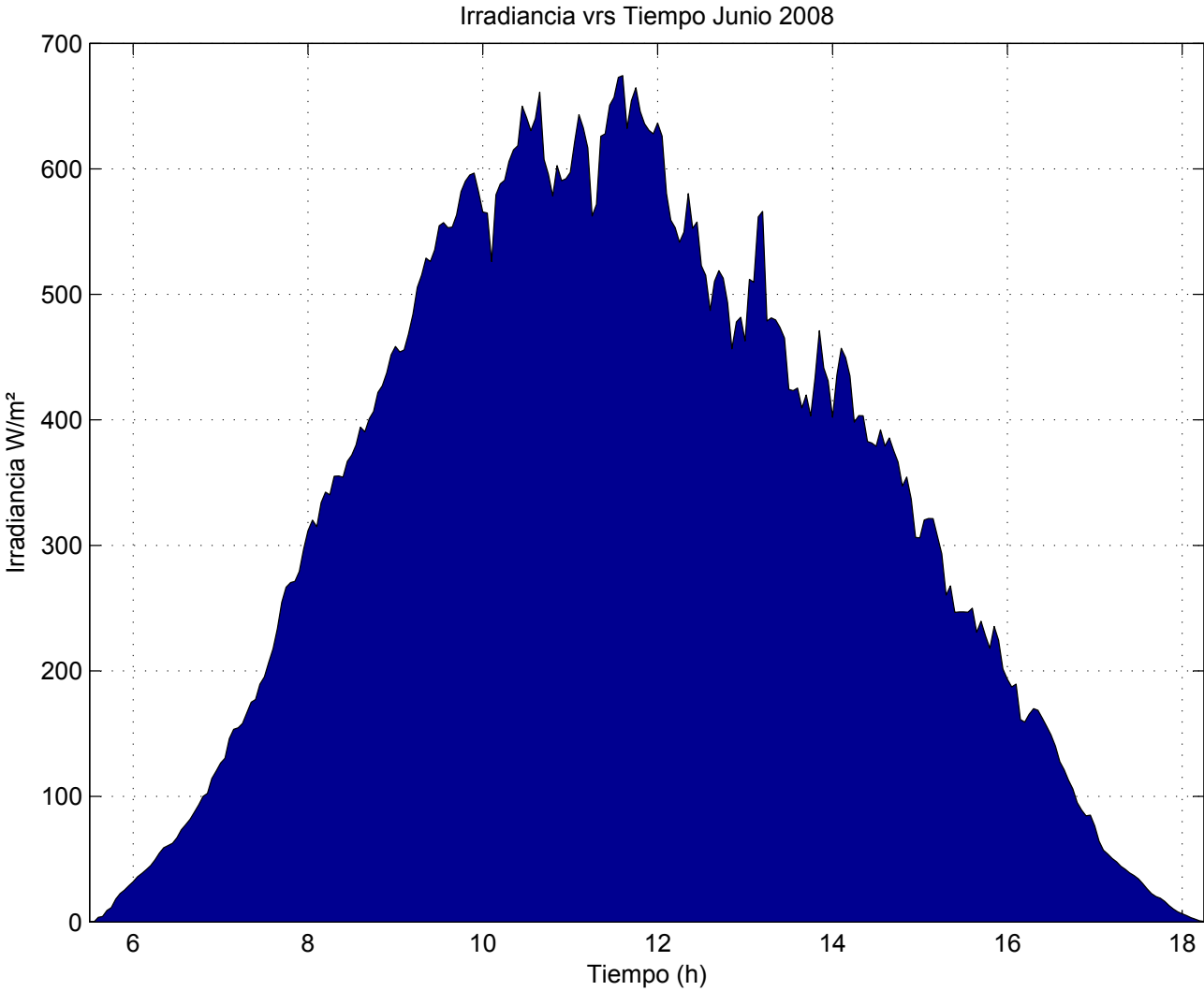
Insolacion Abril 2008  
Universidad Politecnica  
4.8267 KW.hr/m<sup>2</sup>



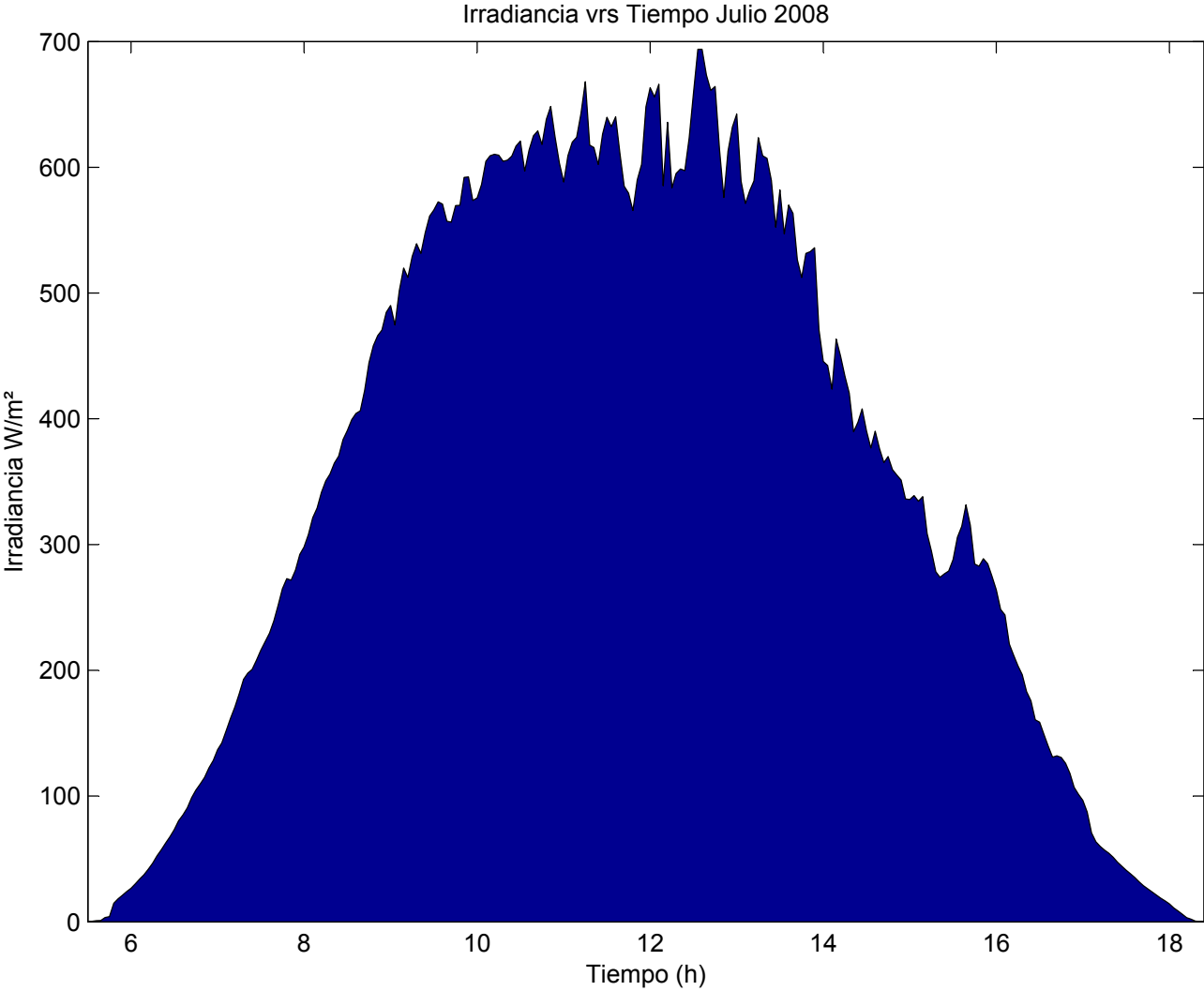
Insolacion Mayo 2008  
Universidad Politecnica  
4.142 KW.hr/m<sup>2</sup>



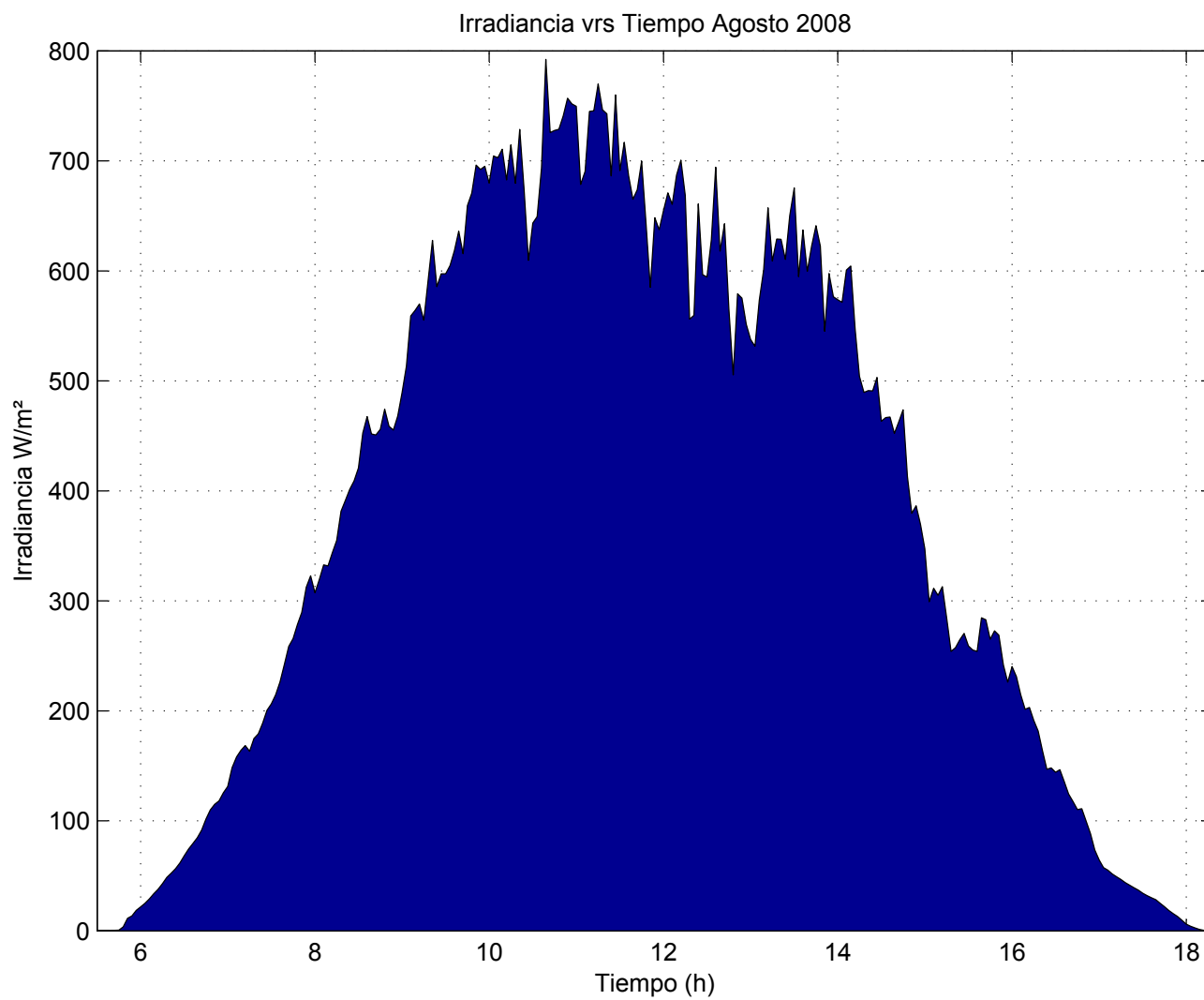
Insolacion Junio2008  
Universidad Politecnica  
4.2472 KW.hr/m<sup>2</sup>



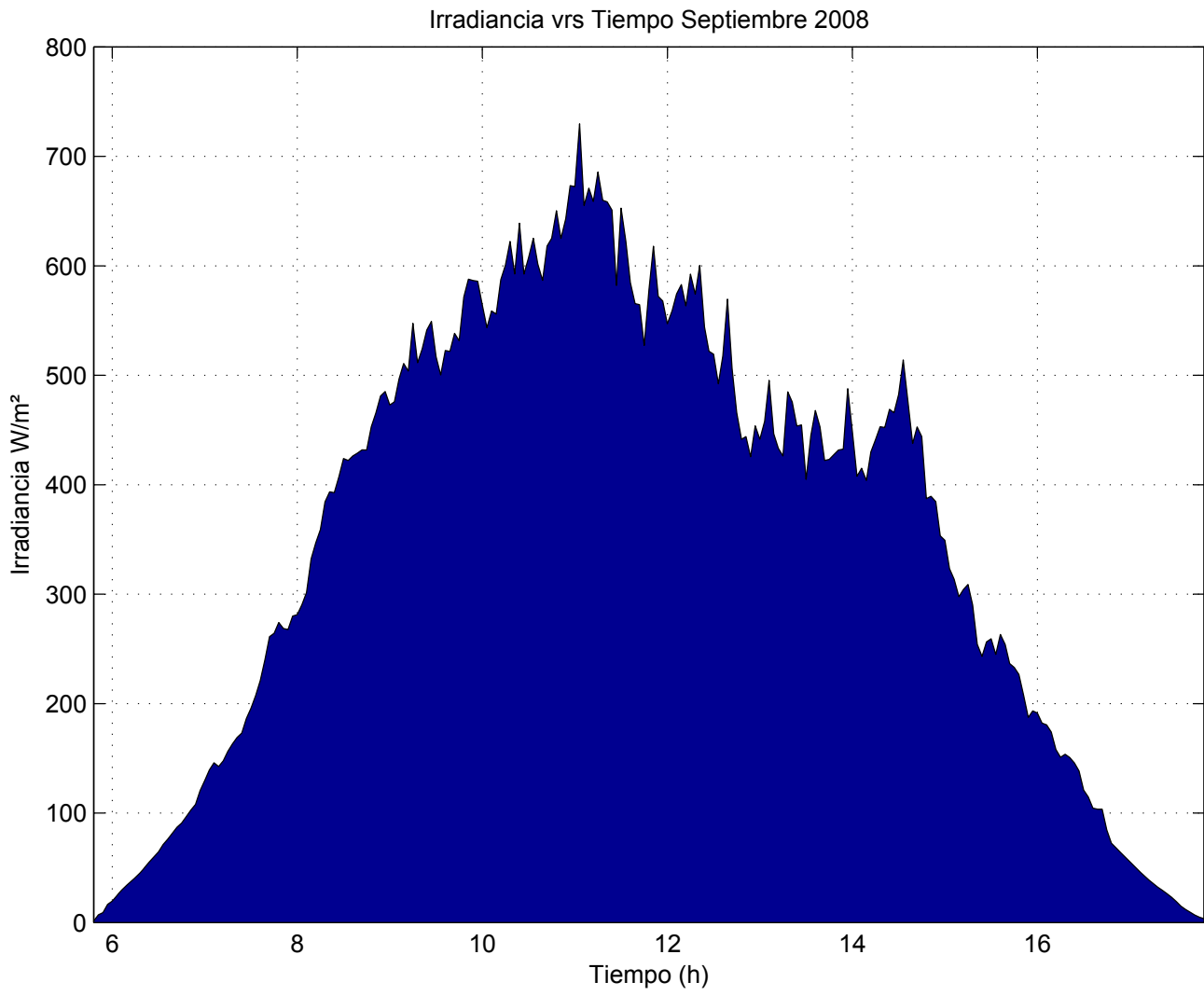
Insolacion Julio2008  
Universidad Politecnica  
4.5723 KW.hr/m<sup>2</sup>



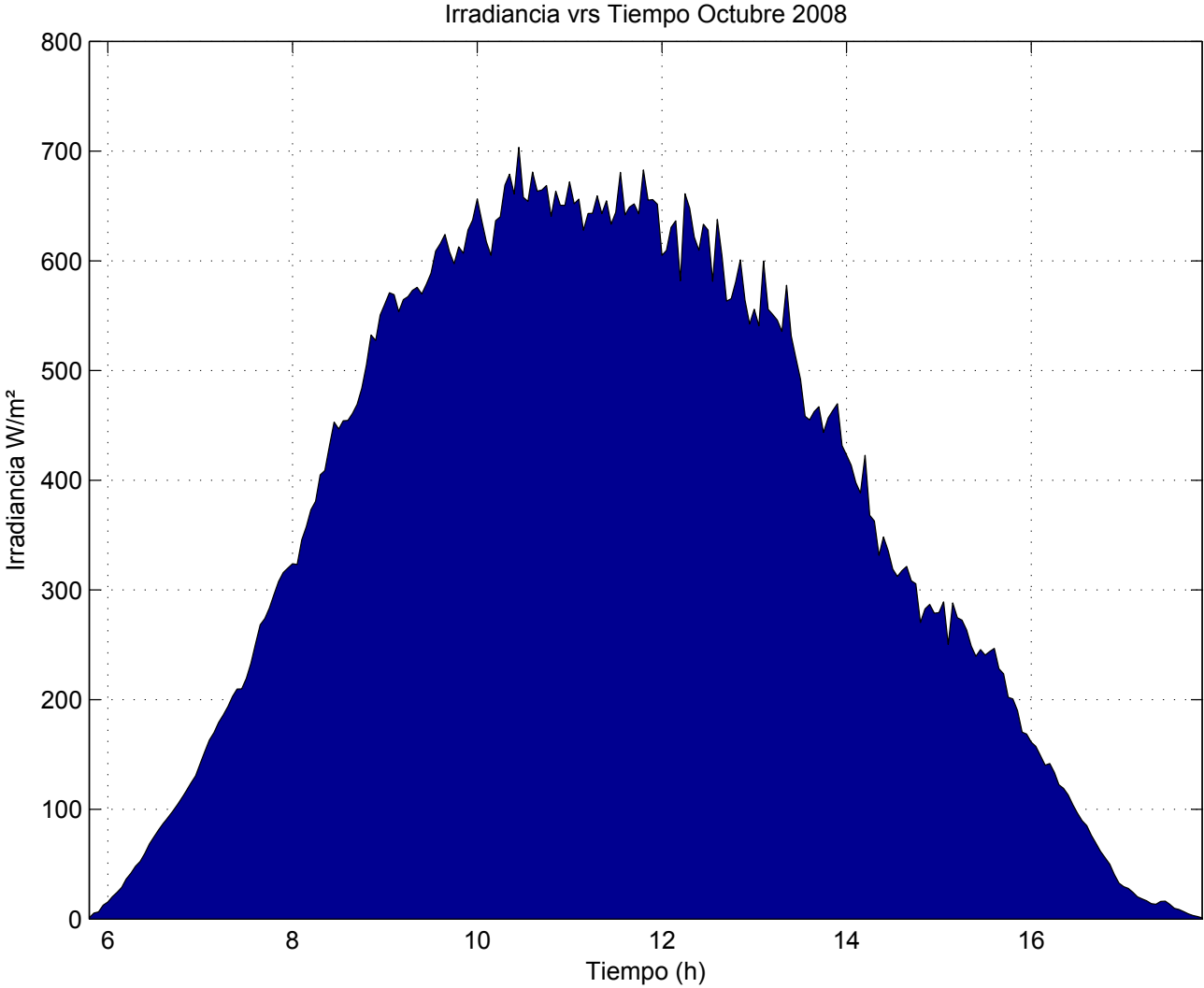
Insolacion Agosto2008  
Universidad Politecnica  
4.2438 KW.hr/m<sup>2</sup>



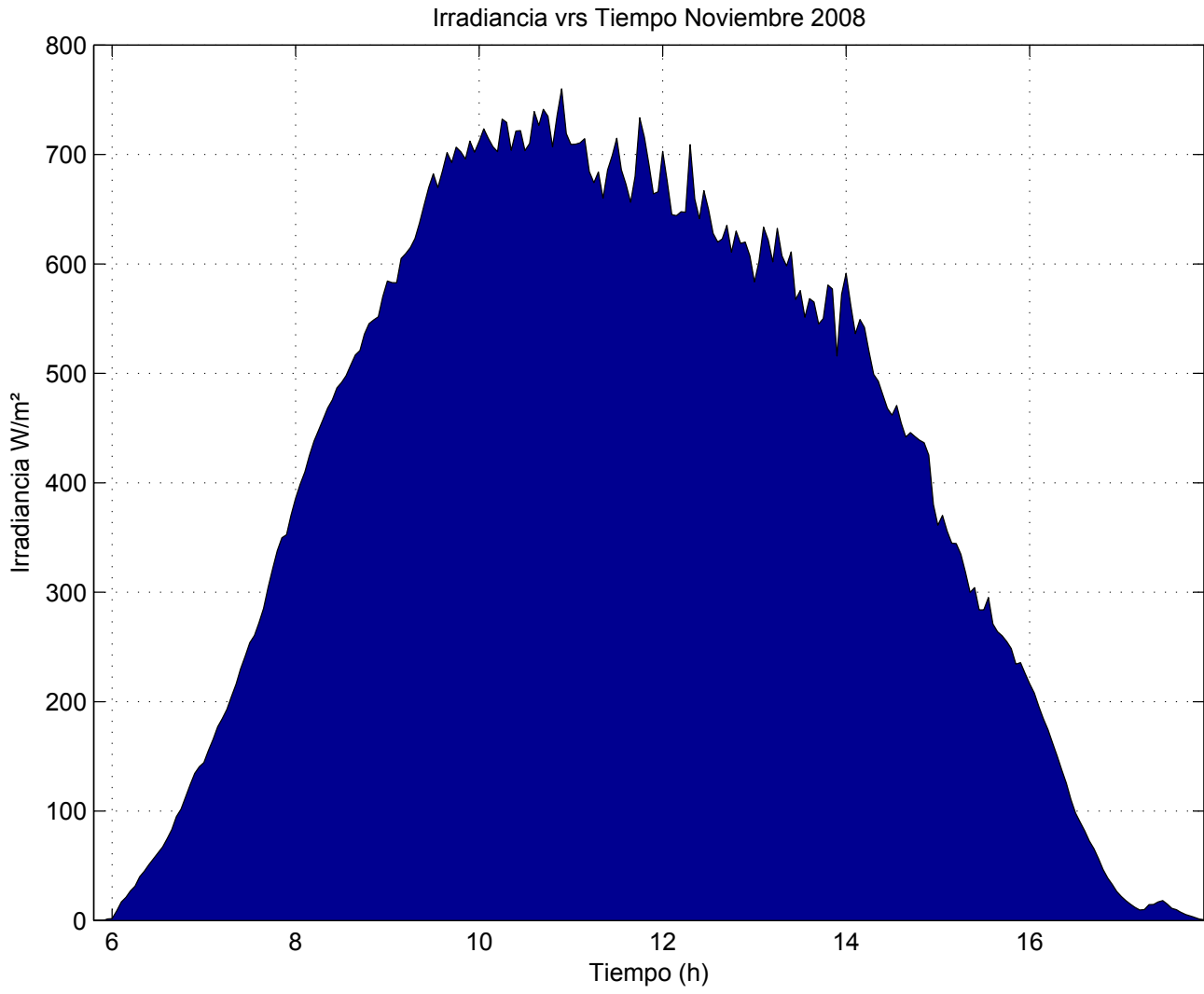
Insolacion Septiembre2008  
Universidad Politecnica  
4.8793 KW.hr/m<sup>2</sup>



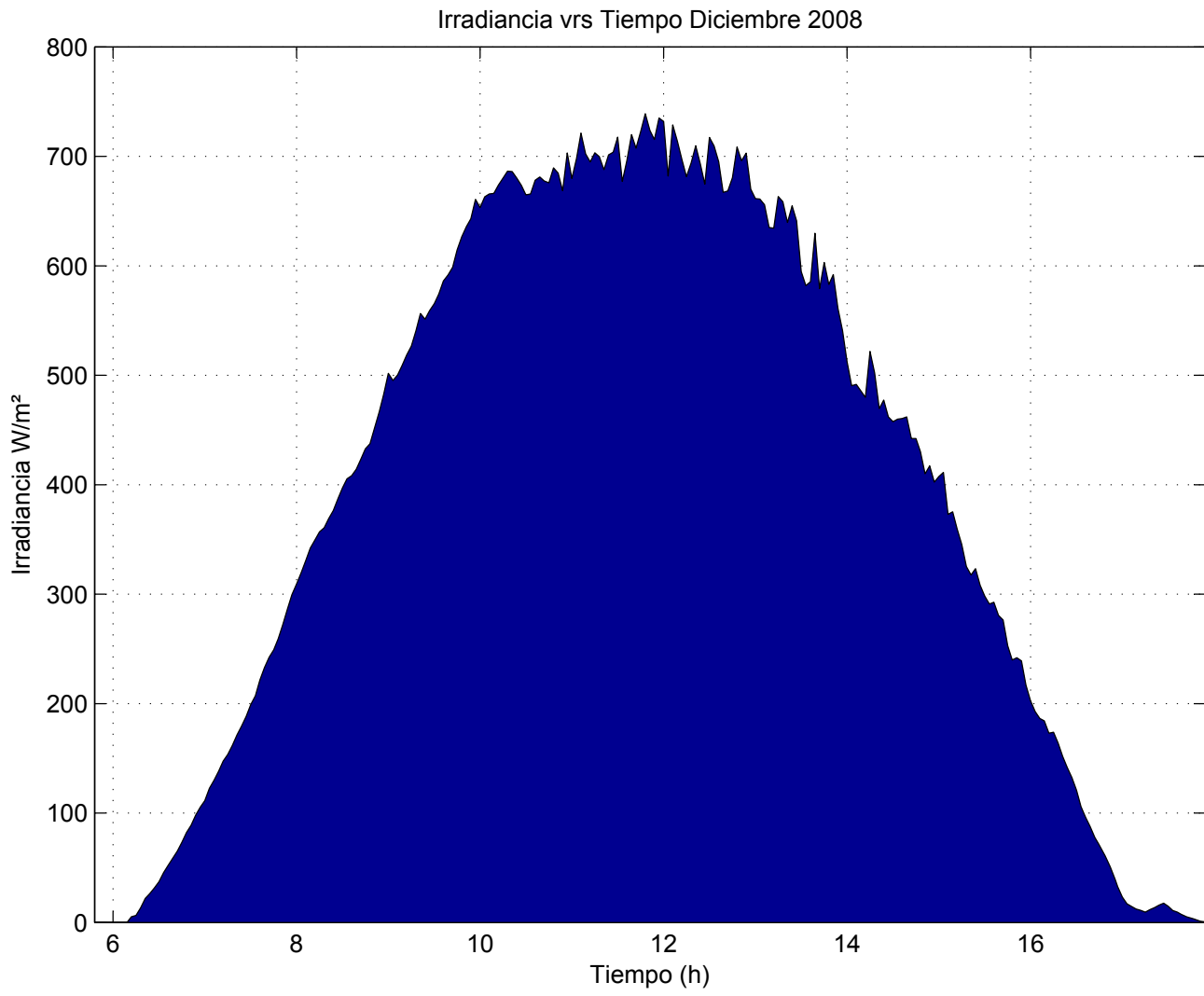
Insolacion Octubre 2008  
Universidad Politecnica  
4.4335 KW.hr/m<sup>2</sup>

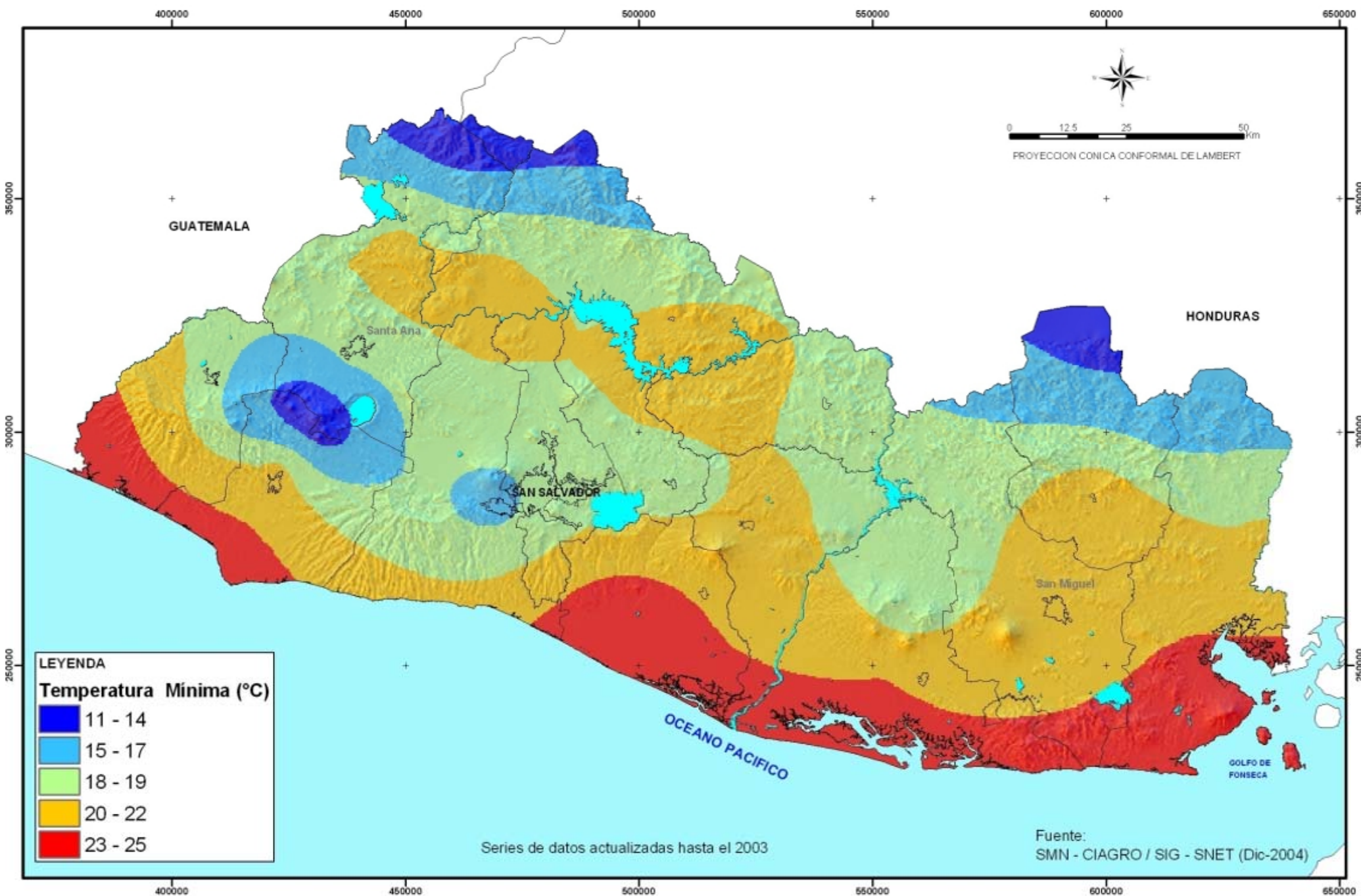


Insolacion Noviembre 2008  
Universidad Politecnica  
4.9963 KW.hr/m<sup>2</sup>

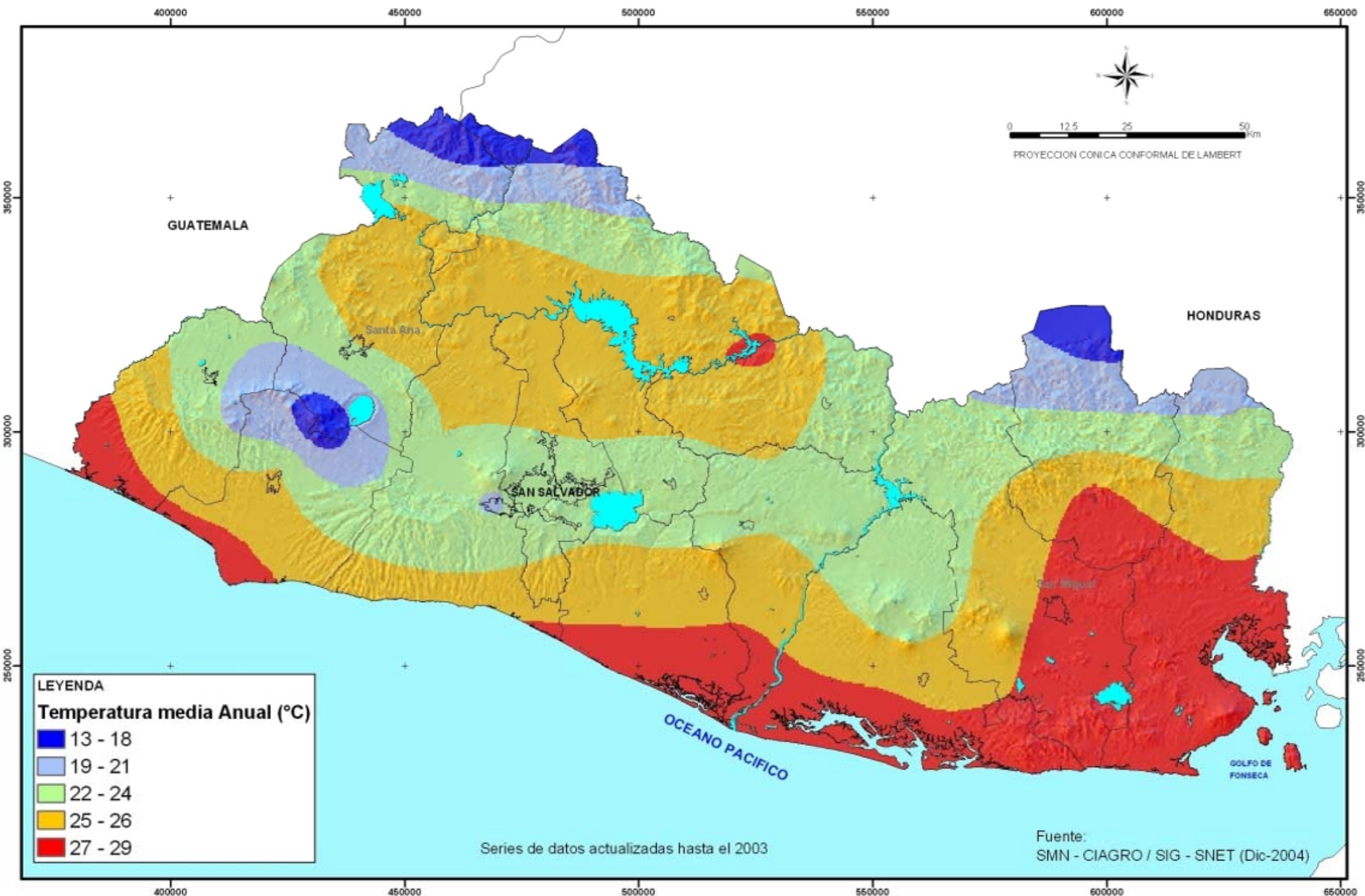


Insolacion Diciembre 2008  
Universidad Politecnica  
4.8008 KW.hr/m<sup>2</sup>

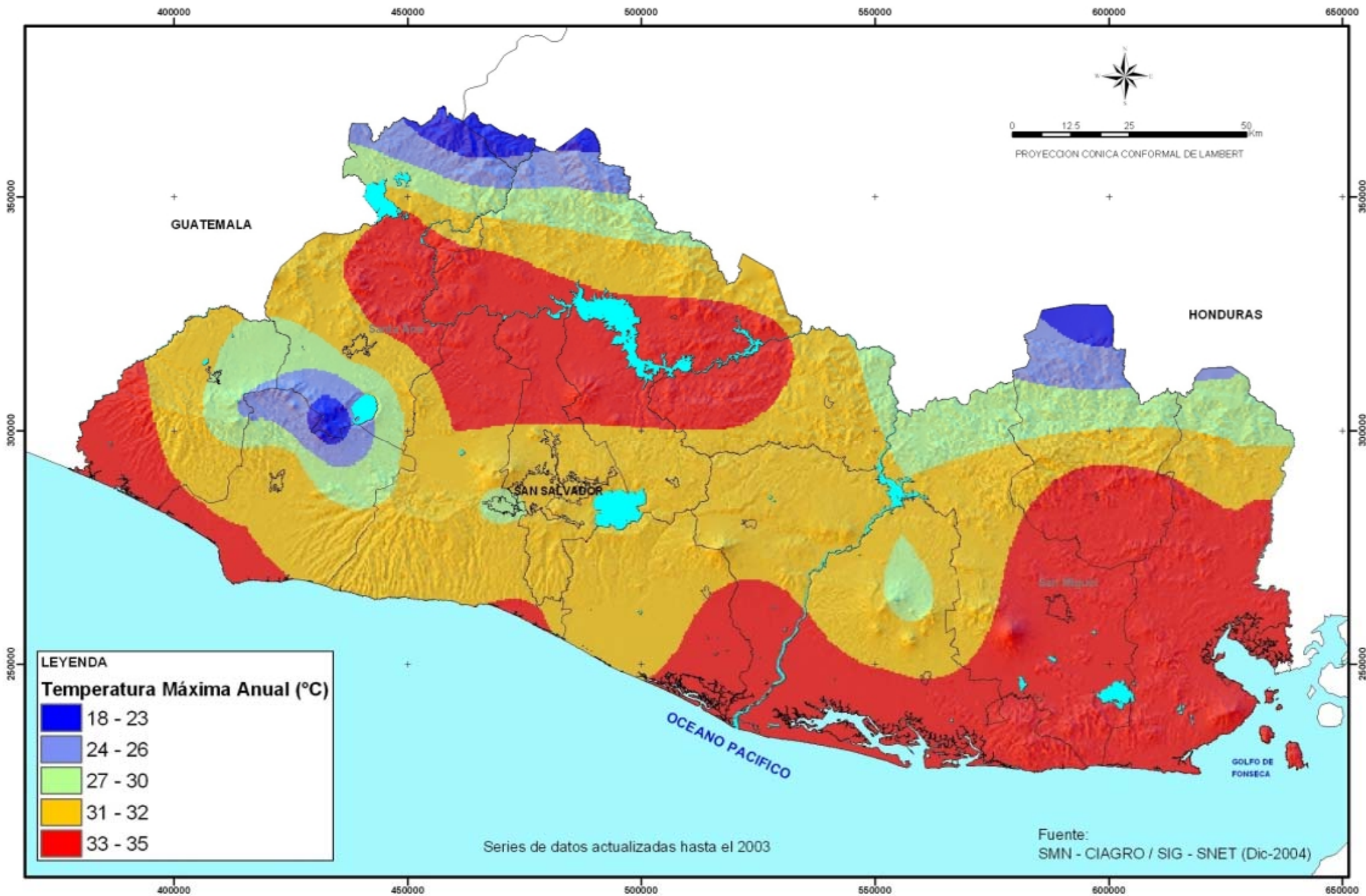




# Mapa de Temperatura media anual (°C) en El Salvador

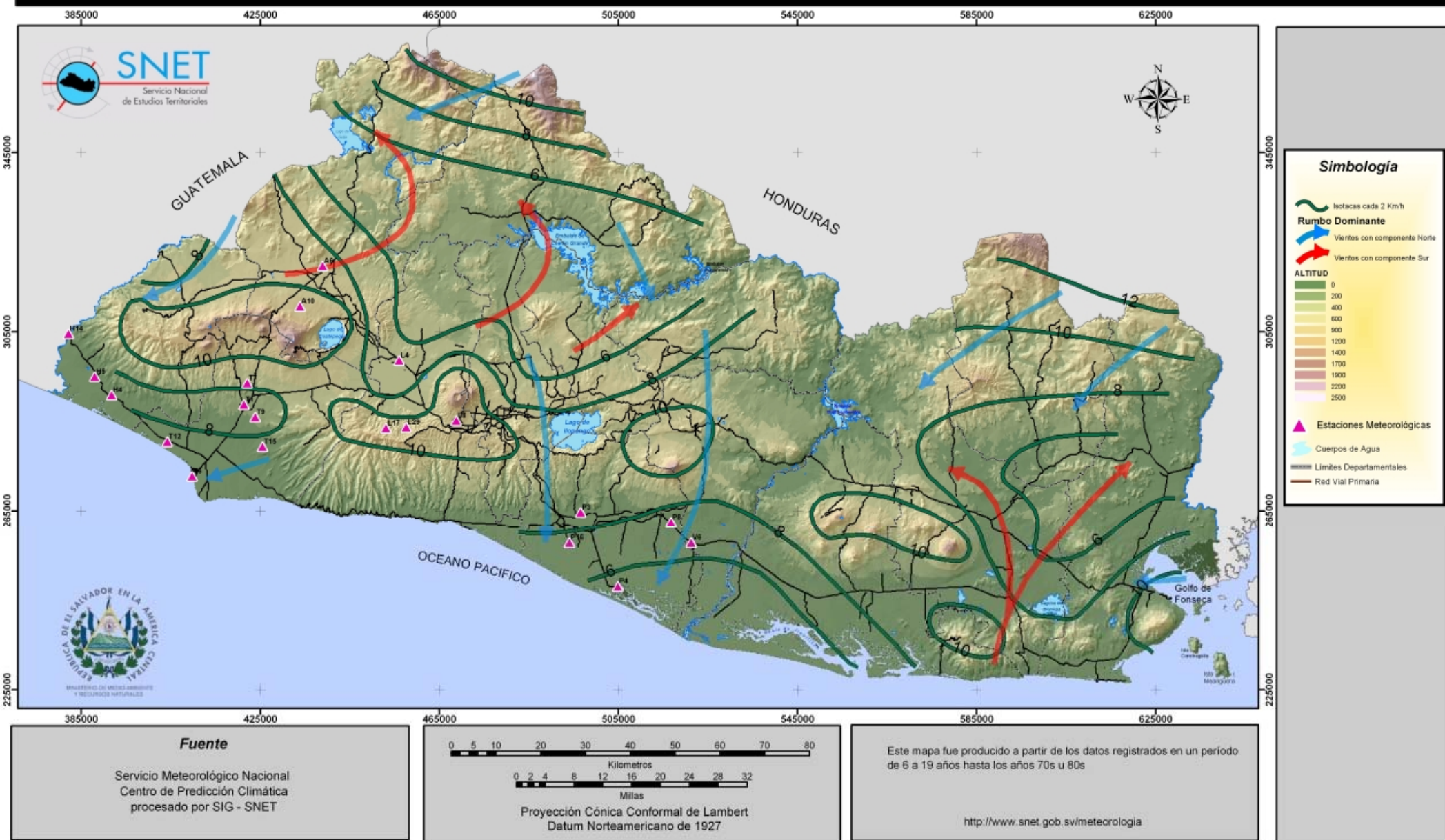


# Mapa de Temperatura Máxima Anual (°C) en El Salvador



# Anexo 4

## Velocidad Media (Km/h) y Rumbo Dominante anual del viento en El Salvador



# Anexo 5

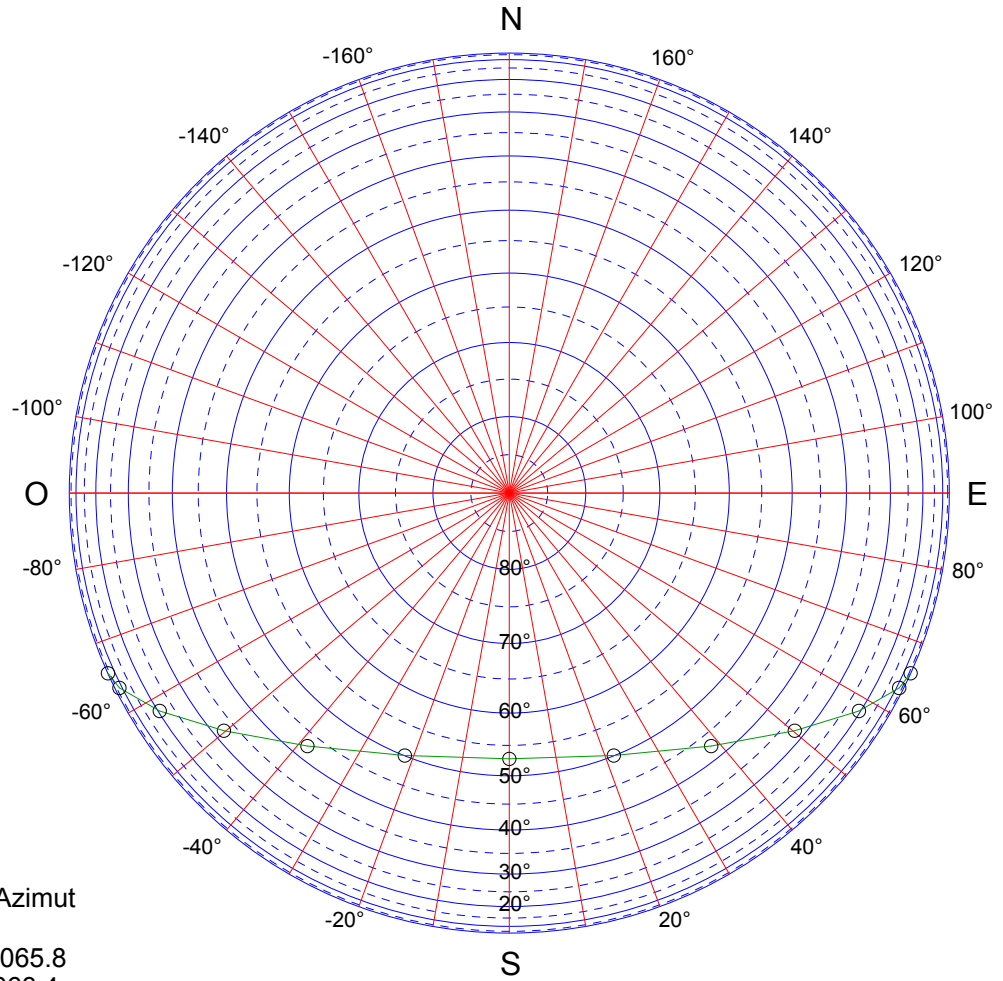
## CARTA SOLAR

Fecha: 21 de DIC

Datos del Lugar:  
 Latitud: 13.72 ° N  
 Longitud: 89.2 ° O

Hora SOLAR de  
 Salida del Sol: 6:24  
 Puesta del Sol: 17:35  
 Durac. del día: 11 h 11 m

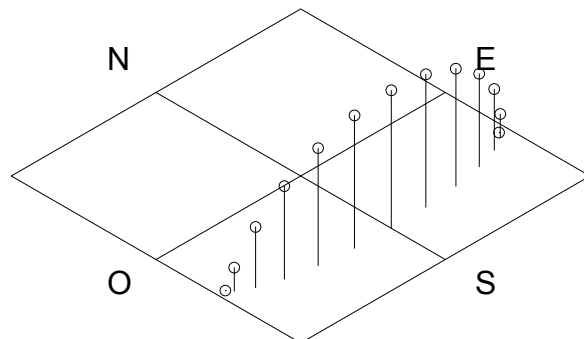
Hora Oficial:  
 hora solar - 0 hs 5 min



## COORDENADAS SOLARES

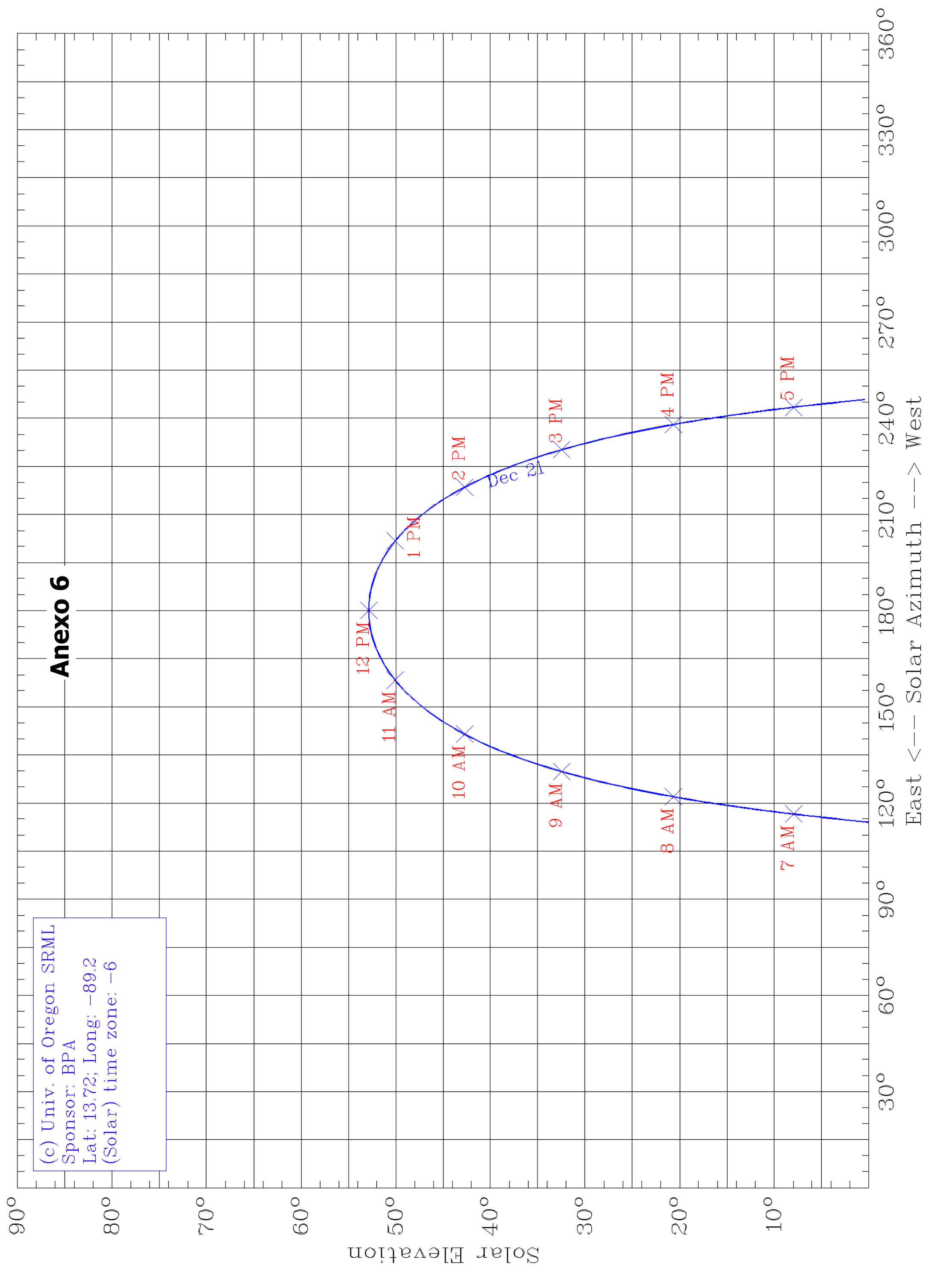
Declinación: -23.45 °

Hora	ws	Altitud	Azimut
6:24	084	00.00	065.8
07	075	07.83	063.4
08	060	20.56	058.1
09	045	32.40	050.2
10	030	42.64	038.6
11	015	50.04	021.7
12	000	52.83	000.0
13	-015	50.04	-021.7
14	-030	42.64	-038.6
15	-045	32.40	-050.2
16	-060	20.56	-058.1
17	-075	07.83	-063.4
17:35	-084	00.00	-065.8

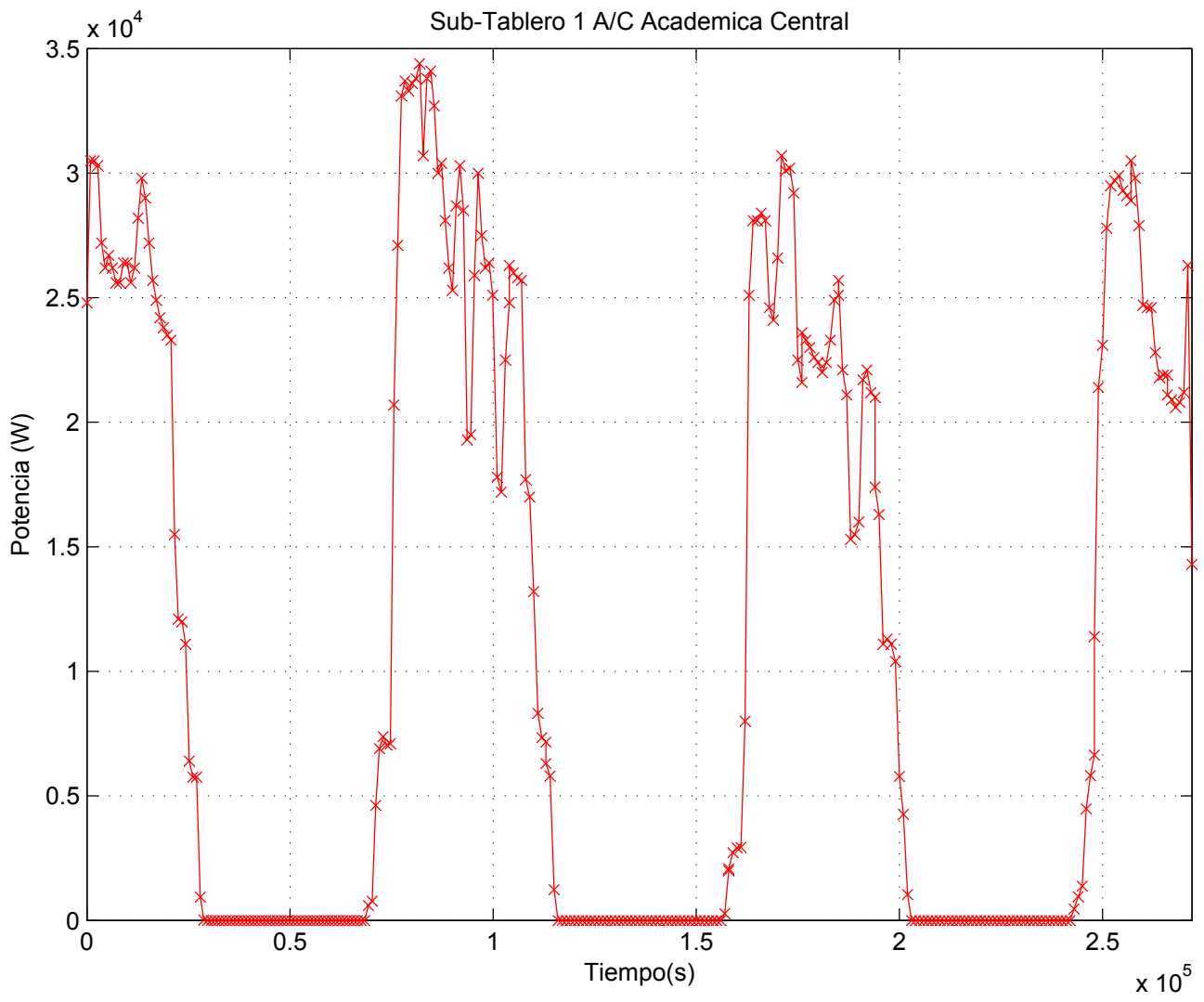


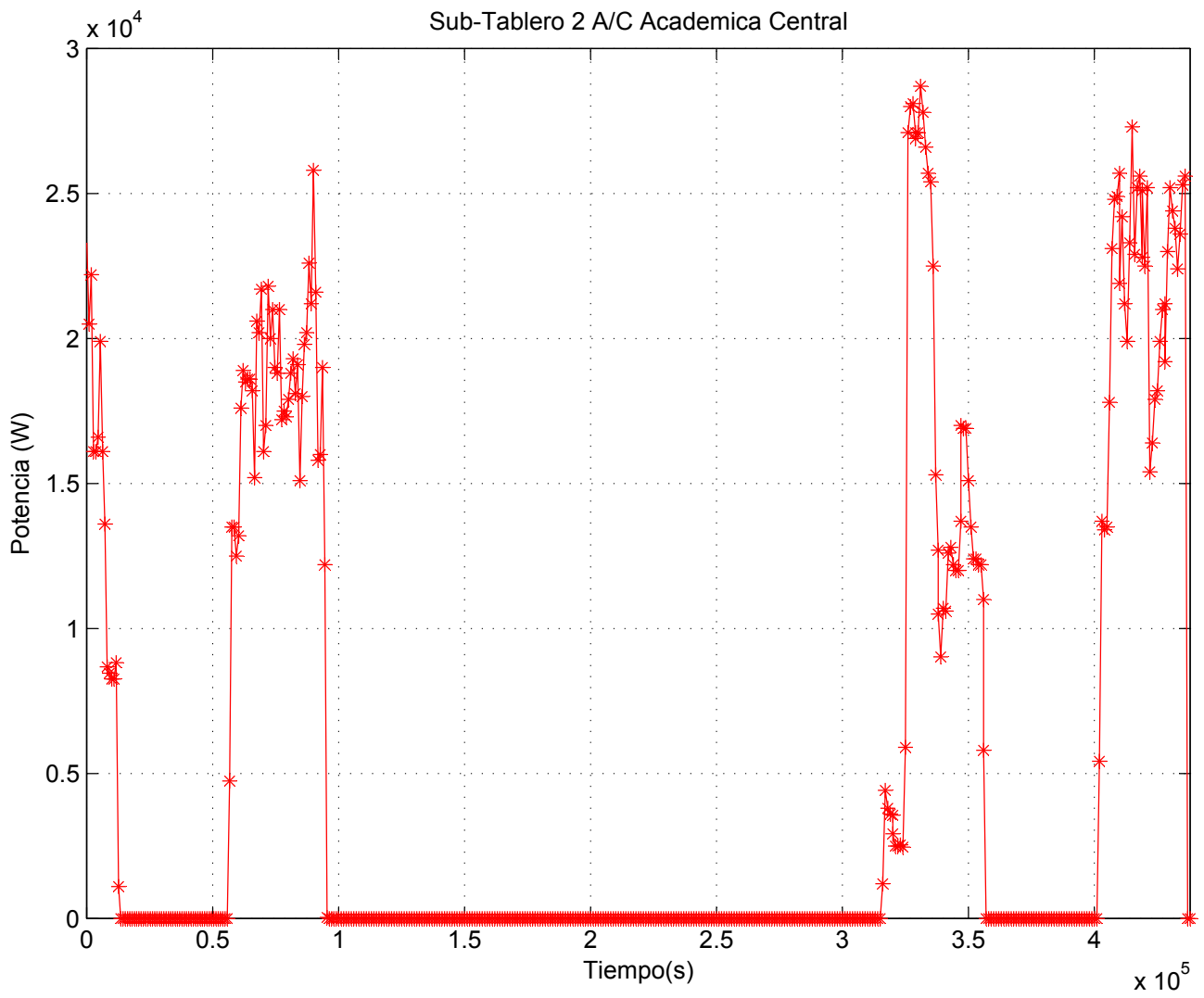
(c) Univ. of Oregon SRML  
Sponsor: BPA  
Lat: 13.72; Long: -89.2  
(Solar) time zone: -6

# Anexo 6









## KD205GH-2PU

Módulos de alto rendimiento fotovoltaicos policristalinos



### TECNOLOGÍA PUNTA

Debido a la investigación intensiva y el constante desarrollo de los procesos de producción, las células solares incorporadas de Kyocera con las medidas estándar de 156 mm x 156 mm, alcanzan un rendimiento de 16 % y garantizan una producción energética muy alta de las instalaciones fotovoltaicas.

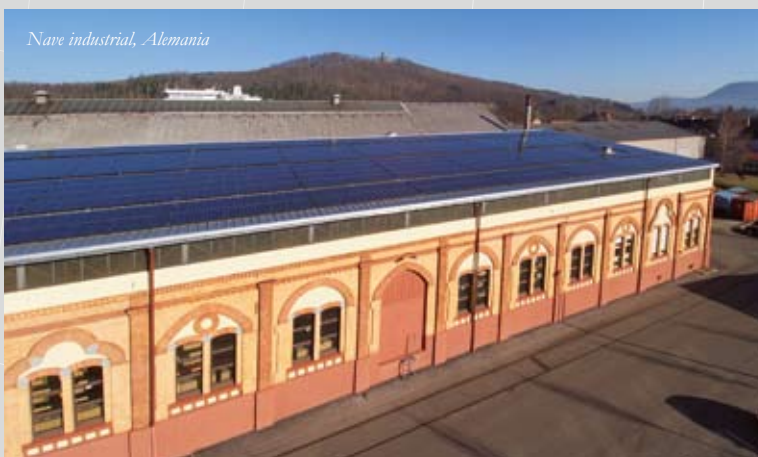
Para protegerlas contra las condiciones climáticas más adversas, las células están incrustadas entre una protección de cristal endurecido y láminas de EVA. La parte trasera está sellada con láminas PET. El laminado está engastado en un marco de aluminio estable que es fácil de montar. Garantizamos una resistencia mecánica de nuestros módulos de 2.400 N/m<sup>2</sup>, pero hicimos comprobar este módulo adicionalmente por TÜV según los requisitos ampliados de ensayo de la norma IEC 61215 ed. 2 en cuanto a 5.400 N/m<sup>2</sup>.

La caja de empalme del dorso dispone de diodos de derivación que evitan el riesgo de sobrecalentamiento de células solares individuales (efecto hotspot). Varios módulos PV conectados en serie pueden ser cableados fácilmente mediante cables solares premontados y enchufes multicontacto.

Kyocera fabrica todos los componentes en instalaciones propias – sin comprar productos intermedios – para garantizar la alta calidad de sus productos.

### EJEMPLOS DE USO

- Instalaciones conectadas a la red para
  - residencias particulares
  - naves industriales granjas
  - superficies libres
  - huertas solares
- Centrales solares



TUVdotCOM Service: plataforma en Internet para calidad y seguridad comprobada  
TUVdotCOM-ID: 0000023299  
IEC 61215 ed. 2, IEC 61730 y Categoría de protección II  
Kyocera es una empresa certificada según ISO 9001 y ISO 14001.

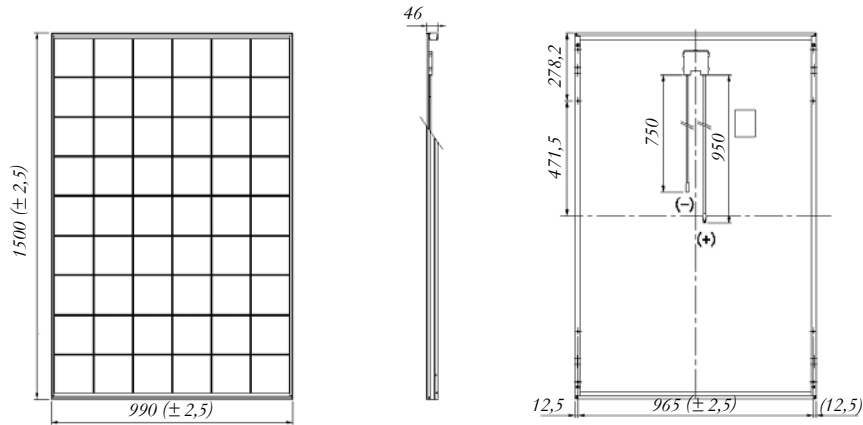


**KYOCERA  
SOLAR**

**We care!**

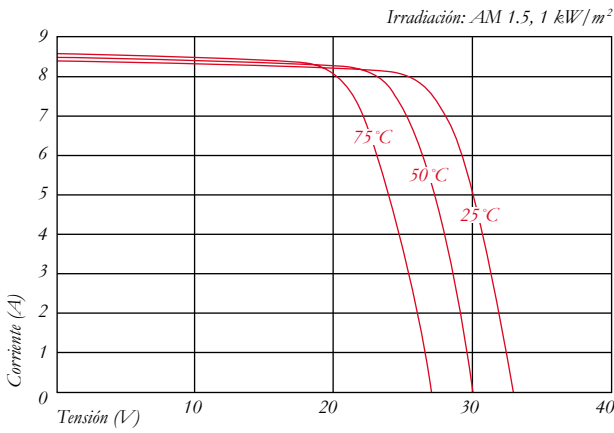
## ESPECIFICACIONES

en mm

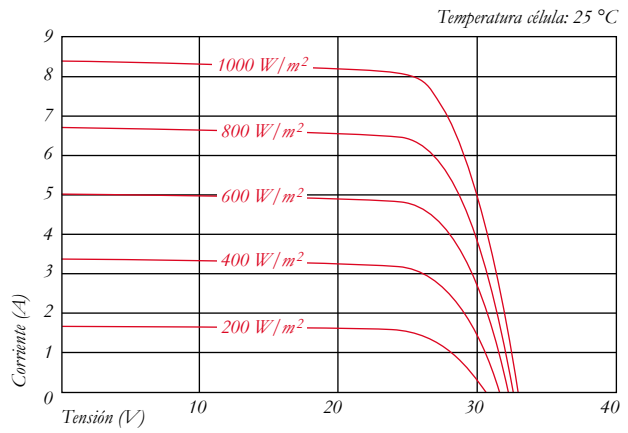


## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Curva característica de tensión y corriente a distintas temperaturas de la célula



Curva característica de tensión y corriente con distinta irradiación



## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tipo de módulo PV	KD205GH-2PU	
<b>A 1000 W/m<sup>2</sup> (STC)*</b>		
Potencia nominal P	[W]	205
Tensión máxima del sistema	[V]	1000
Tensión de máxima potencia	[V]	26,6
Corriente de máxima potencia	[A]	7,71
Tensión de circuito abierto	[V]	33,2
Corriente de cortocircuito	[A]	8,36
<b>A 800 W/m<sup>2</sup> (NOCT)**</b>		
Potencia nominal P	[W]	145
Tensión de máxima potencia	[V]	23,5
Corriente de máxima potencia	[A]	6,17
Tensión de circuito abierto	[V]	29,9
Corriente de cortocircuito	[A]	6,82
NOCT	[°C]	49
Tolerancia de potencia	[%]	+5 / -5
Resistencia a la corriente inversa I <sub>R</sub>	[A]	15
Protección máx. del string	[A]	15
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto	[V/°C]	-1,20x10 <sup>-1</sup>
Coefficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito	[A/°C]	5,01x10 <sup>-3</sup>
Coefficiente de temperatura a P <sub>max</sub>	[W/°C]	-9,34x10 <sup>-1</sup>
Reducción del nivel de eficacia de 1000 W/m <sup>2</sup> a 200 W/m <sup>2</sup>	[%]	6,0

## MEDIDAS

Longitud	[mm]	1500 (±2,5)
Ancho	[mm]	990 (±2,5)
Altura / incl. caja de contacto	[mm]	46
Peso	[kg]	18
Cable	[mm]	(+)950 / (-)750
Tipo de conexión	MC PV-KBT3 / MC PV-KST3	
Caja de contacto	[mm]	100x108x15
Código IP	IP65	

## DATOS GENERALES

Garantía de rendimiento	10 *** / 20 años****
Garantía	2 años

## CÉLULAS

Cantidad por módulo	54
Tecnología celular	policristalina
Tamaño celular (cuadrado)	[mm] 156x156
Conexión de células	3 busbar

\* Los índices eléctricos son válidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, masa de aire AM 1.5 y temperatura celular de 25 °C.

\*\* Los índices bajo temperatura operativa nominal de las células (NOCT): Irradiación de 800 W/m<sup>2</sup>, masa de aire AM 1.5, velocidad del viento de 1m/s y temperatura ambiente de 20 °C.

\*\*\* 10 años el 90 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)

\*\*\*\* 20 años el 80 % de la potencia mínima especificada P bajo condiciones de prueba normalizadas (STC)

Su distribuidor Kyocera local:

**KYOCERA  
SOLAR**

**We care!**

**KYOCERA Fin ceramics GmbH  
Solar Division**  
Fritz-Mueller-Straße 27  
73730 Esslingen/Germany  
Tel: +49 (0)711-93 93 49 99  
Fax: +49 (0)711-93 93 49 50  
E-Mail: solar@kyocera.de  
www.kyocerasolar.de

# Anexo 9



SUNNY BOY 5000US / 6000US / 7000US / 8000US



- Highest CEC efficiency in its class
- Integrated load-break rated lockable DC disconnect switch
- Integrated fused series string combiner

- Sealed electronics enclosure & Opticool™
- Comprehensive SMA communications and data collection options

- Ideal for residential or commercial applications
- Sunny Tower compatible
- 10 year standard warranty
- UL 1741/IEEE-1547 compliant



## SUNNY BOY 5000US / 6000US / 7000US / 8000US

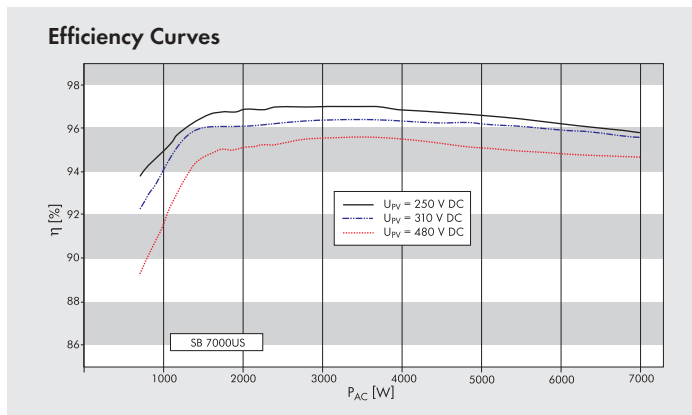
The best in their class

Our US series inverters utilize our proven technology and are designed specifically to meet IEEE-1547 requirements. Sunny Boy 6000US, Sunny Boy 7000US and Sunny Boy 8000US are also compatible with the Sunny Tower. Increased efficiency means better performance and shorter payback periods. All four models are field-configurable for positive ground systems making them more versatile than ever. Throughout the world, Sunny Boy is the benchmark for PV inverter performance and reliability.

# Technical Data

	SB 5000US	SB 6000US	SB 7000US	SB 8000US
Recommended Maximum PV Power (Module STC)	6250 W	7500 W	8750 W	10000 W
DC Maximum Voltage	600 V	600 V	600 V	600 V
Peak Power Tracking Voltage	250-480 V	250-480 V	250-480 V	300-480 V
DC Maximum Input Current	21 A	25 A	30 A	30 A
Number of Fused String Inputs	3 (inverter), 4 x 20 A (DC disconnect)	3 (inverter), 4 x 20 A (DC disconnect)	3 (inverter), 4 x 20 A (DC disconnect)	3 (inverter), 4 x 20 A (DC disconnect)
PV Start Voltage	300 V	300 V	300 V	365 V
AC Nominal Power	5000 W	6000 W	7000 W	8000 W
AC Maximum Output Power	5000 W	6000 W	7000 W	NA @ 208 V 7700 W @ 240 V 8000 W @ 277 V
AC Maximum Output Current (@ 208, 240, 277 V)	24 A, 21 A, 18 A	29 A, 25 A, 22 A	34 A, 29 A, 25 A	N/A, 32 A, 29 A
AC Nominal Voltage Range	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V 244 - 305 V @ 277 V	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V 244 - 305 V @ 277 V	183 - 229 V @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V 244 - 305 V @ 277 V	N/A @ 208 V 211 - 264 V @ 240 V 244 - 305 V @ 277 V
AC Frequency: nominal / range	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz
Power Factor (Nominal)	0.99	0.99	0.99	0.99
Peak Inverter Efficiency	96.8%	97.0%	97.1%	96.5%
CEC Weighted Efficiency	95.5% @ 208 V 95.5% @ 240 V 95.5% @ 277 V	95.5% @ 208 V 95.5% @ 240 V 96.0% @ 277 V	95.5% @ 208 V 96.0% @ 240 V 96.0% @ 277 V	N/A @ 208 V 96.0% @ 240 V 96.0% @ 277 V
Dimensions: W x H x D in inches	18.4 x 24.1 x 9.5	18.4 x 24.1 x 9.5	18.4 x 24.1 x 9.5	18.4 x 24.1 x 9.5
Weight / Shipping Weight	141 lbs / 148 lbs	141 lbs / 148 lbs	141 lbs / 148 lbs	148 lbs / 152 lbs
Ambient Temperature Range	-13 to 113 °F	-13 to 113 °F	-13 to 113 °F	-13 to 113 °F
Power consumption at night	0.1 W	0.1 W	0.1 W	0.1 W
Topology	Low frequency transformer, true sinewave	Low frequency transformer, true sinewave	Low frequency transformer, true sinewave	Low frequency transformer, true sinewave
Cooling Concept	OptiCool™, forced active cooling	OptiCool™, forced active cooling	OptiCool™, forced active cooling	OptiCool™, forced active cooling
Mounting Location: indoor / outdoor (NEMA 3R)	●/●	●/●	●/●	●/●
LCD Display	●	●	●	●
Communication: RS485 / wireless	○/○	○/○	○/○	○/○
Warranty: 10 years / 15 years / 20 years	●/○/○	●/○/○	●/○/○	●/○/○
Compliance: IEEE-929, IEEE-1547, UL 1741, UL 1998, FCC Part 15 A & B	●	●	●	●
Specifications for nominal conditions	● Included ○ Optional			

NOTE: US inverters ship with gray lids.



SUNNYBOY6578-DUS100723 Sunny Boy and SMA are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Text and figures comply with the state of the art applicable when printing. Subject to technical changes. We accept no liability for typographical and other errors. Printed on chlorine-free paper.

Tel. +1 916 625 0870  
Toll Free +1 888 4 SMA USA  
www.SMA-America.com

**SMA America, LLC**



## Conergy SolarGigant II

Conergy SolarGigant II ha sido concebido especialmente para su aplicación en instalaciones fotovoltaicas de grandes dimensiones. En una superficie de hasta 40 m<sup>2</sup> pueden distribuirse los módulos en un número variable de filas y columnas. Al estar fabricado en aluminio, el sistema Conergy SolarGigant II ofrece grandes posibilidades de ahorro en la inversión de la instalación y en el mantenimiento mientras que lo dota de mayor vida útil.

### Montaje rápido

Todos los componentes están pre-ensamblados de acuerdo al tipo de módulo seleccionado. Dependiendo de este, es posible el uso de la tecnología Quickstone con uso de perfiles de ranura o pistas de superposición. De esta manera se reducen los tiempos de montaje con un ahorro de costes importante.

### Larga vida de uso

Todos los componentes están fabricados en aluminio y acero inoxidable. La alta resistencia a la corrosión dota a la estructura de mayor vida útil y permite el reciclaje de los materiales.

### Alta seguridad

Bajo demanda<sup>1</sup>, puede equipar a la estructura SolarGigant II con una estática según los requisitos existentes para la solicitud de una licencia de construcción. La capacidad de carga del sistema es conforme a la norma del Documento Básico SE -AE.

### Altura óptima.

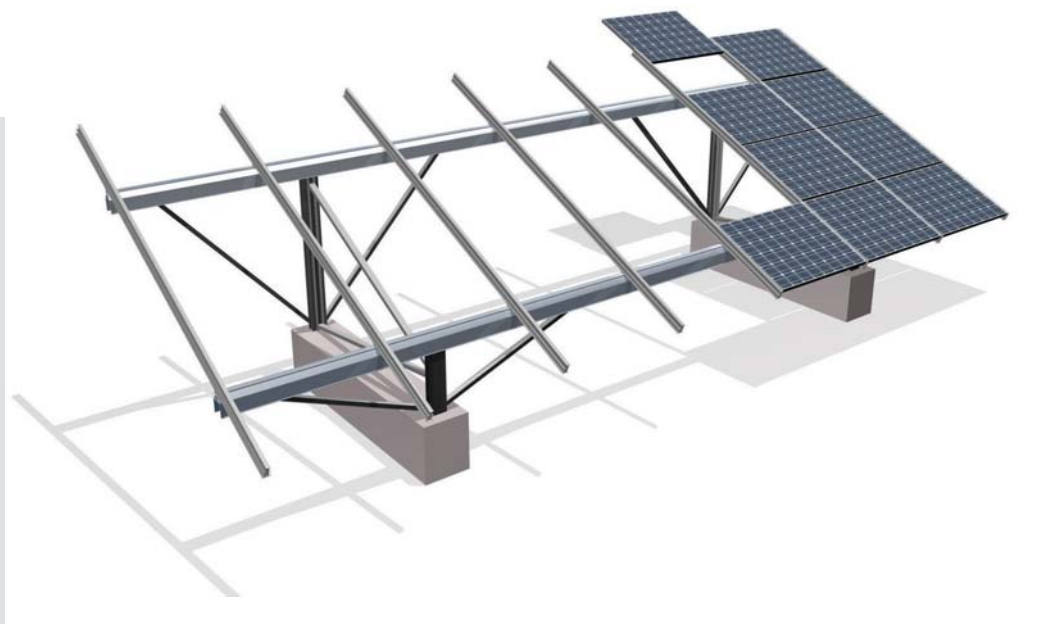
Gracias a la distancia del borde inferior del módulo hasta el suelo de 1 m<sup>1</sup> permite el mantenimiento y uso de la superficie terrestre con otras finalidades. A esta altura, los módulos también están protegidos contra posibles acumulaciones de nieve.

### Consideraciones ecológicas

El diseño de la estructura Conergy SolarGigant II deja que llegue suficiente luz y humedad a la superficie, permitiendo que crezca la flora y la instalación tenga un menor impacto ambiental.

### Resistencia garantizada

Conergy ofrece una garantía de resistencia de los materiales empleados de 20 años.



<sup>1</sup> Variable bajo demanda

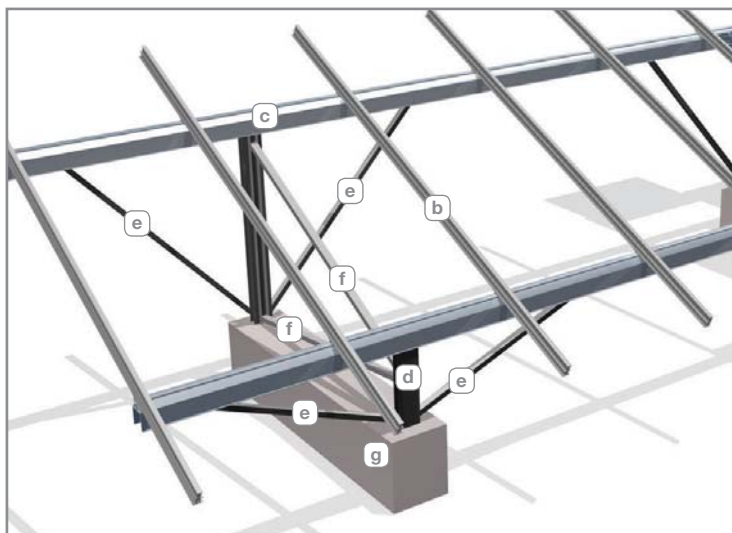
<sup>2</sup> Con recargo (indíquese en el pedido)



# Conergy SolarGigant II

## Descripción general

- a** Módulo fotovoltaico con marco
- b** Ranura para el módulo<sup>1</sup>
- c** Barra
- d** Base
- e** Listón diagonal
- f** Refuerzos
- g** Cimientos<sup>2</sup>



## Conergy SolarGigant II

<b>Lugar de instalación</b>	Suelo
<b>Carga de nieve</b>	Carga de nieve nivel III, max. 500 m ü. NN (1,4 kN/m <sup>2</sup> )
<b>Módulo fotovoltaico</b>	Módulo con marco
<b>Cadenas de módulos</b>	Dependiendo del tipo de módulo
<b>Orientación del módulo</b>	Horizontal y vertical
<b>Inclinación</b>	15°–35°
<b>Tamaño del módulo (B x H)</b>	Max. 10,0 x 4,0 m
<b>Distancia del suelo al borde inferior del módulo</b>	ca. 1 m <sup>4</sup>
<b>Norma</b>	DIN 1055 – Acciones sobre estructuras EUROCODE 9 – Diseño de estructuras de aluminio
<b>Perfil del marco</b>	Aluminio extruido EN AW 6060 / 6063 T6
<b>Tornillería</b>	Acero inoxidable (V2A)

<sup>1</sup> Dependiendo del tamaño de los módulos

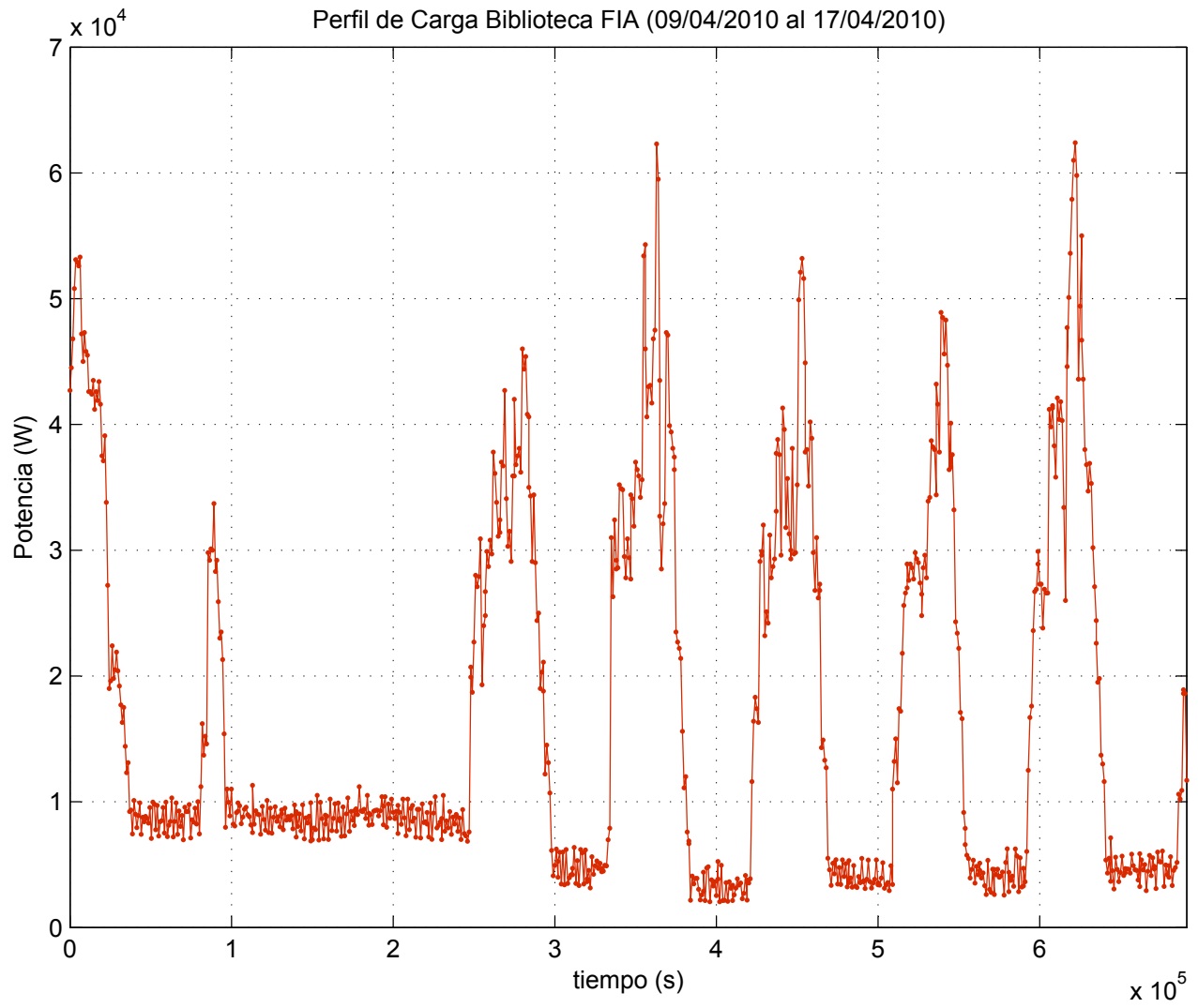
<sup>2</sup> No incluido. Bajo demanda, le ofrecemos un cálculo de carga individual

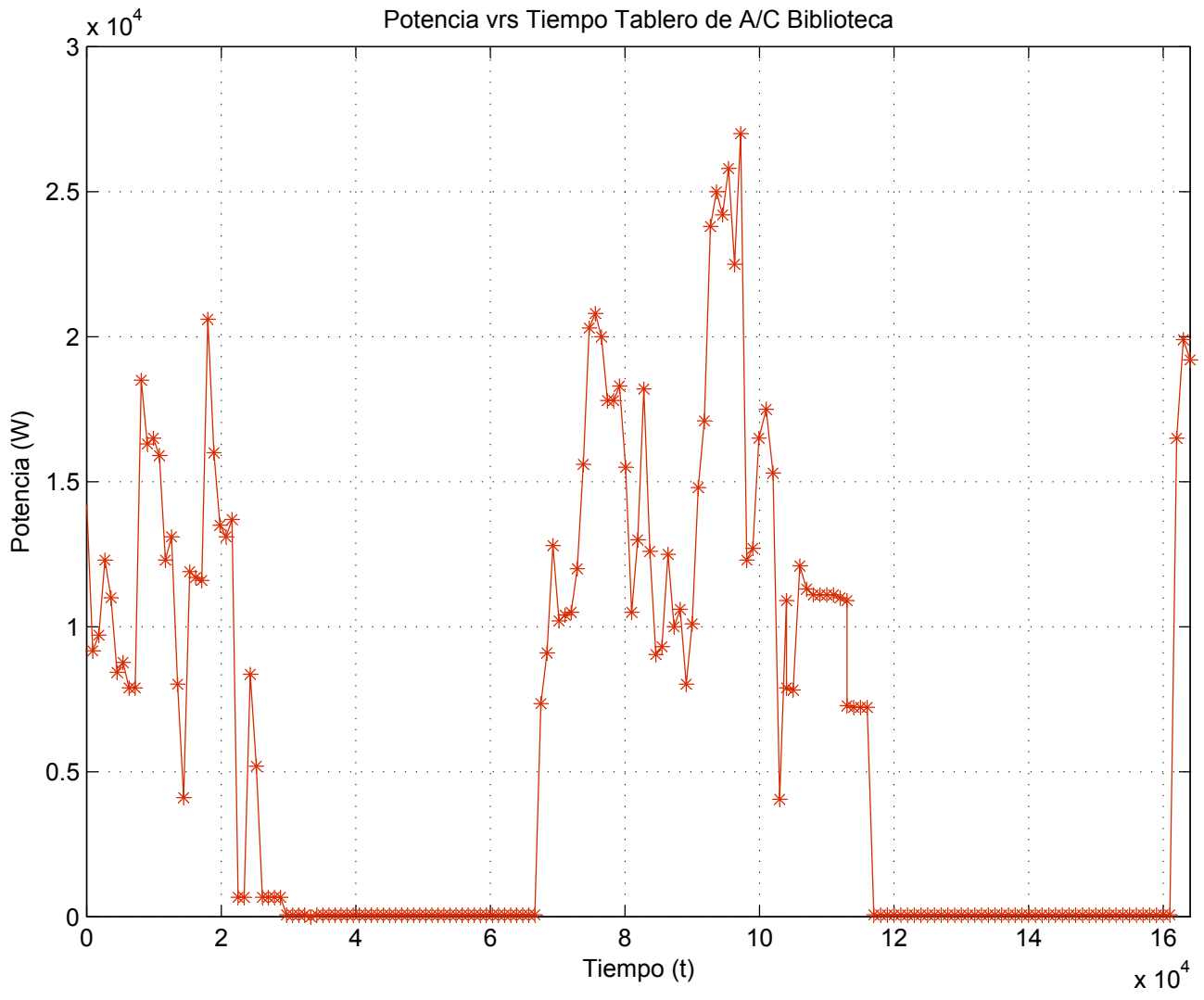
<sup>3</sup> Andere Anordnungen sind im Rahmen der Maximalmaße des Gestelltes und in Abhängigkeit der Modulmaße beliebig möglich.

<sup>4</sup> Variable bajo demanda

# Anexo 11

Energía Diaria  
Tablero General  
507.896KWh/d  
Trifásico





## Anexo 12



## TRINA TSM-DC05, 200W a 240W

## Módulo solar fotovoltaico

## CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Modelo	TSM	200-DC05	210-DC05	220-DC05	230-DC05	240-DC05
Potencia máxima	Pm(W)	200	210	220	230	240
Tolerancia de la potencia	(%)	±3	±3	±3	±3	±3
Tensión de punto de máxima potencia	Vm(V)	28.7	29.2	29.8	30.0	30.6
Corriente de punto de máxima potencia	Im(A)	6.97	7.19	7.39	7.66	7.84
Tensión de circuito abierto	Voc(V)	36.0	36.4	36.8	37.0	37.5
Corriente de corto circuito	Isc(A)	7.75	7.86	8.00	8.18	8.38
Tensión máxima del sistema	(VDC)	1000				
Eficiencia de la célula	$\eta_c$ (%)	14.1	14.8	15.5	16.2	16.9
Eficiencia del módulo	$\eta_m$ (%)	12.2	12.8	13.4	14.1	14.7
Nº, tipo y configuración de las células		60 un. Silicio Monocristalino (6x10)				
Dimensiones de la célula	(mm)	156 X 156				
Nº de diodos bypass	(un.)	6				
Máxima intensidad del fusible en serie	(A)	11				
Coef. de temperatura Pm	(%/°C)	- 0.45				
Coef. de temperatura Isc	(%/°C)	0.05				
Coef. de temperatura Voc	(%/°C)	- 0.35				
NOCT	(°C)	47±2				

## PRINCIPALES VENTAJAS

- Tolerancia ± 3%
- Configuración con 3 bus bars
- Conectores Plug & Play
- Vidrio templado con bajo contenido en hierro

## GARANTIA

Fabricación: 5 años  
 Producción de potencia: 90% : 10 años  
 80% : 25 años

## CERTIFICACIONES



## CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Tipo de cable, diámetro y longitud		4mm <sup>2</sup> , TÜV certificado, 1000mm
Tipo de conector		Compatible Type III y Type IV
Dimensiones A*B*C	(mm)	1650*992*46
Peso	(Kg)	19.5
Nº orificios de drenaje en marco		8
Tipo de vidrio y grosor		Alta transmisión de la luz, bajo contenido en hierro, 3.2mm

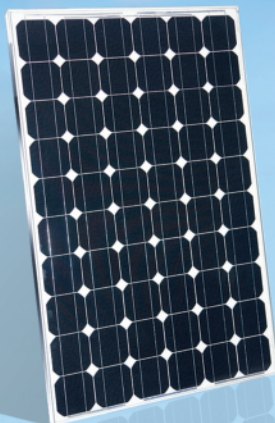
## CARACTERÍSTICAS DEL EMBALAJE

Condiciones de embalaje		2 un. /box ó 20 un. /box
Cantidad / Pallet		36 un. /pallet ó 20 un. /pallet
Capacidad de carga		504 un. /40ft ó 520 un. /40ft(H)

## ÍNDICES MÁXIMOS ABSOLUTOS

Tensión de aislamiento del dieléctrico	(VDC)	3000 max.
Temperatura de operación	(°C)	-40~+85
Temperatura de almacenaje	(°C)	-40~+85

\*STC Condiciones (1000W/m<sup>2</sup>; 1.5 AM y 25°C temperatura de la célula)

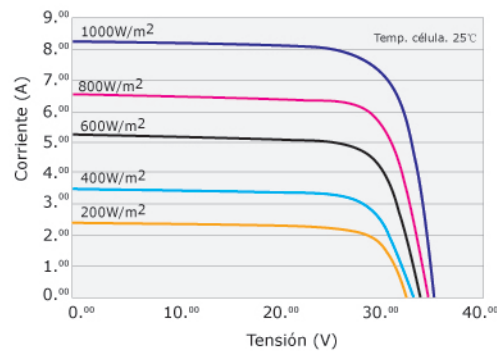


## TRINA TSM-DC05, 200W a 240W

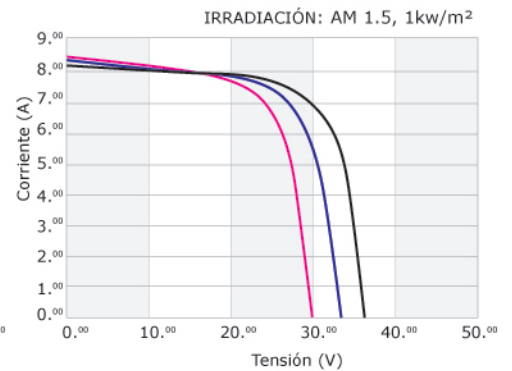
Módulo solar fotovoltaico

### I-V Curvas

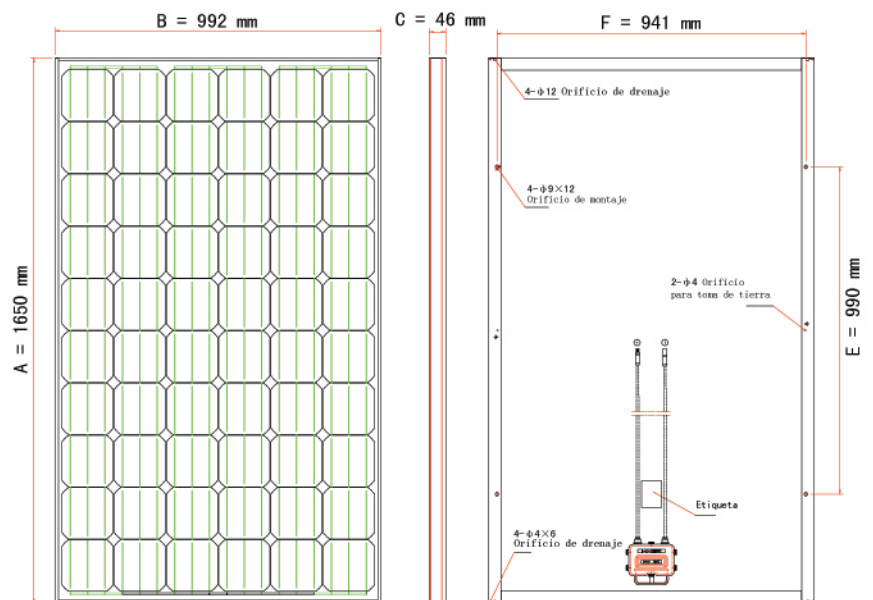
I-V Curvas del módulo PV TSM-230-DC05



I-V Curvas del módulo PV TSM-230-DC05 para diferentes temperaturas de célula



### Dimensiones



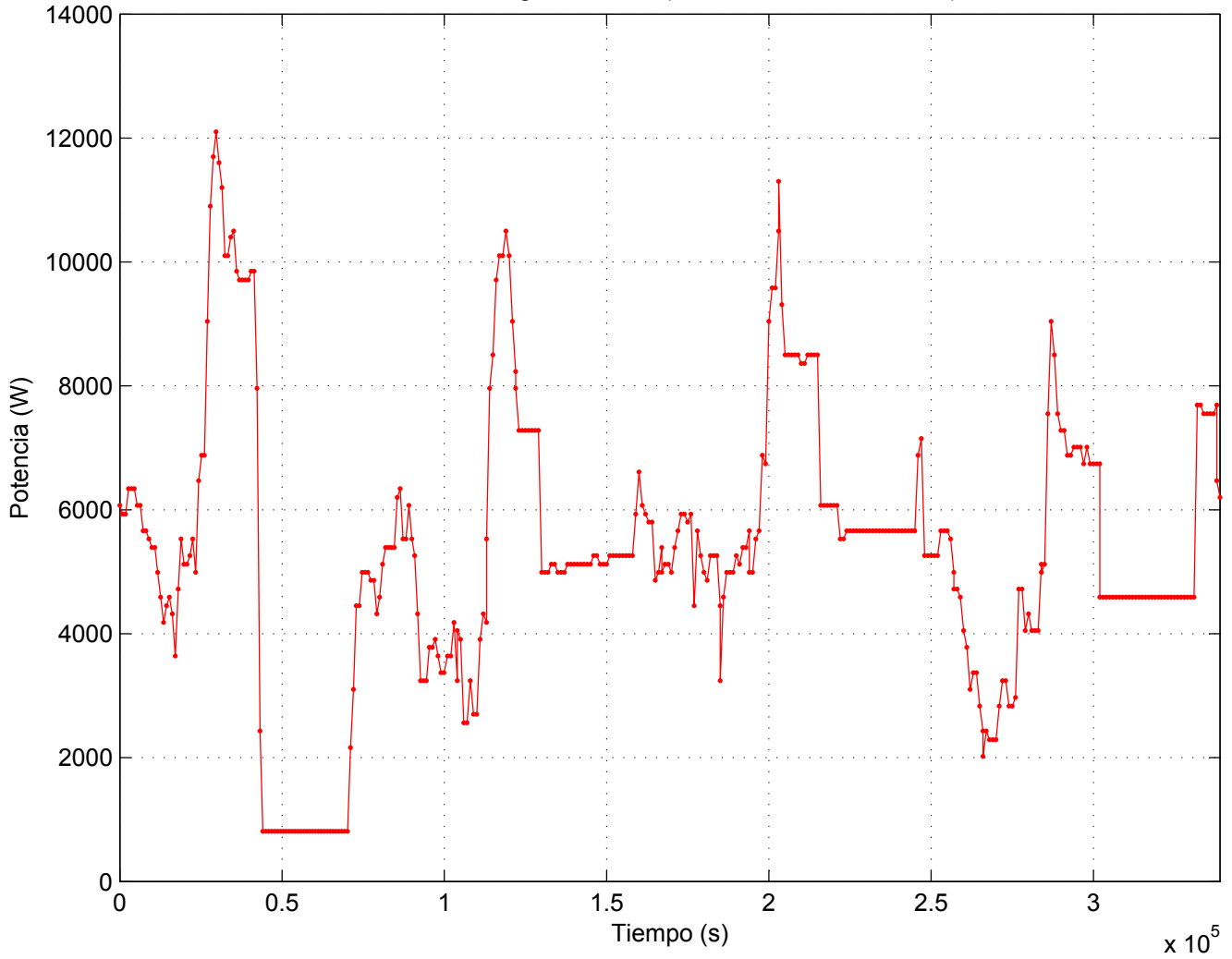
Dimensiones (mm) A*B*C	1650*992*46
Orificios de montaje (mm) E*F	941*990
Longitud del cable (mm) G	1000

\*La empresa no se responsabiliza de posibles errores tipográficos.

# Anexo 13

Energia Diaria  
128.40 KWh/d  
Bifasico (220V)

Perfil de Carga Edificio C (22/03/2010 al 26/03/2010)





## Conergy SunTop III

**Conergy SunTop III ha sido desarrollado como sistema universal para el montaje sobre cubierta inclinada. Gracias a la utilización de los raíles patentados fabricados en aluminio, el conector Quickstone y la tecnología de conexión telescópica de Conergy, este sistema no precisa recortes para adaptarlo y es especialmente rápido de montar.**

### **Ahorro de coste gracias al mínimo tiempo de montaje**

Conergy SunTop III se caracteriza por un grado de premontaje muy alto. Gracias a la nueva tecnología de conexión Quickstone es posible una reducción máxima en el tiempo de montaje. Las herramientas necesarias para ensamblarlo se limitan a una llave Allen. Unas instrucciones de montaje detalladas permiten una instalación sin dificultades.

### **Precisión milimétrica sin cortes de personalización**

El uso de la tecnología telescópica permite que el sistema sea diseñado milimétricamente sin cortes de personalización.

### **Alta compatibilidad de módulos**

Puede utilizarse con casi todo tipo de módulos de diferentes fabricantes.

### **Adaptabilidad**

Conergy SunTop III puede ser instalado en casi todo tipo de revestimiento de techo convencional<sup>1</sup>. El ajuste de altura de los raíles de base de Conergy hacen posible el instalar el sistema en cubiertas desiguales.

### **Máxima vida útil**

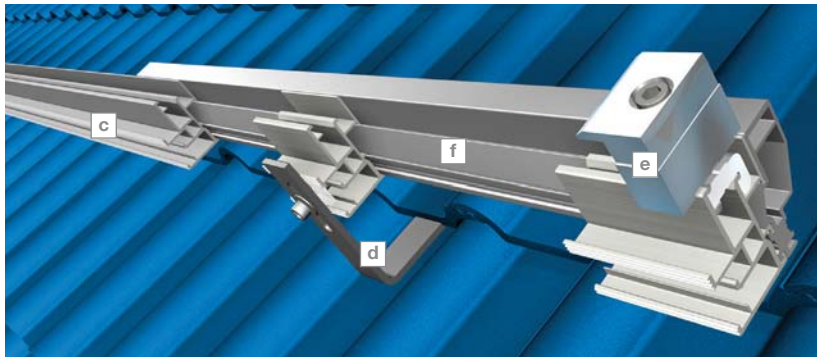
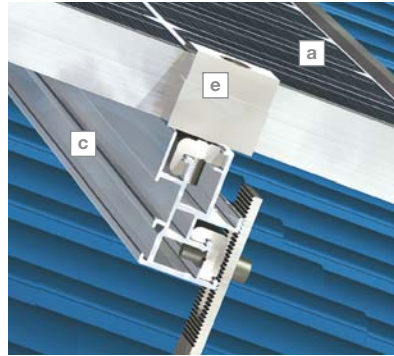
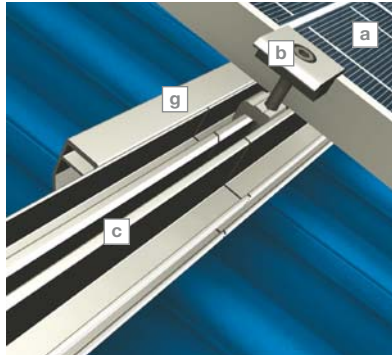
Todos los componentes están fabricados en aluminio y acero inoxidable. Su alto grado de resistencia a la corrosión garantizan una larga vida útil y permite su total reciclaje.



<sup>1</sup> Para información detallada, por favor póngase en contacto con nosotros antes de comenzar la planificación



# Conergy SunTop III



- a Marco del módulo fotovoltaico
- b Abrazadera del módulo
- c Rail base de Conergy
- d Gancho de techo
- e Abrazadera final del módulo con Quickstone
- f Pieza final telescópica
- g Empalme

## Conergy SunTop III

<b>Lugar de montaje</b>	Tejado inclinado, sobre tejado
<b>Revestimiento de la Cubierta</b>	Adecuado para cualquier tipo de revestimiento
<b>Inclinación del tejado</b>	Hasta 60 grados <sup>1</sup>
<b>Altura de la construcción</b>	Hasta 20 m
<b>Módulos fotovoltaicos</b>	Con marco y sin marco
<b>Orientación de los módulos</b>	Vertical y horizontal
<b>Tamaño de la cadena de módulos</b>	Cualquier posición es posible <sup>2</sup>
<b>Posición de la cadena de módulos</b>	Cualquier posición es posible <sup>3</sup>
<b>Compensación de altura posible</b>	Hasta 38 mm
<b>Distancia entre fijaciones al tejado</b>	Depende de la localización, altura, medio de sujeción y módulo utilizado
<b>Norma</b>	DIN 1055: Acción sobre estructuras EUROCODE 9: Diseño de estructuras de aluminio
<b>Perfiles de apoyo</b>	Aluminio extruido (ENAW 6063 T6)
<b>Ganchos de tejado, piezas pequeñas</b>	Acero fino (V2A)

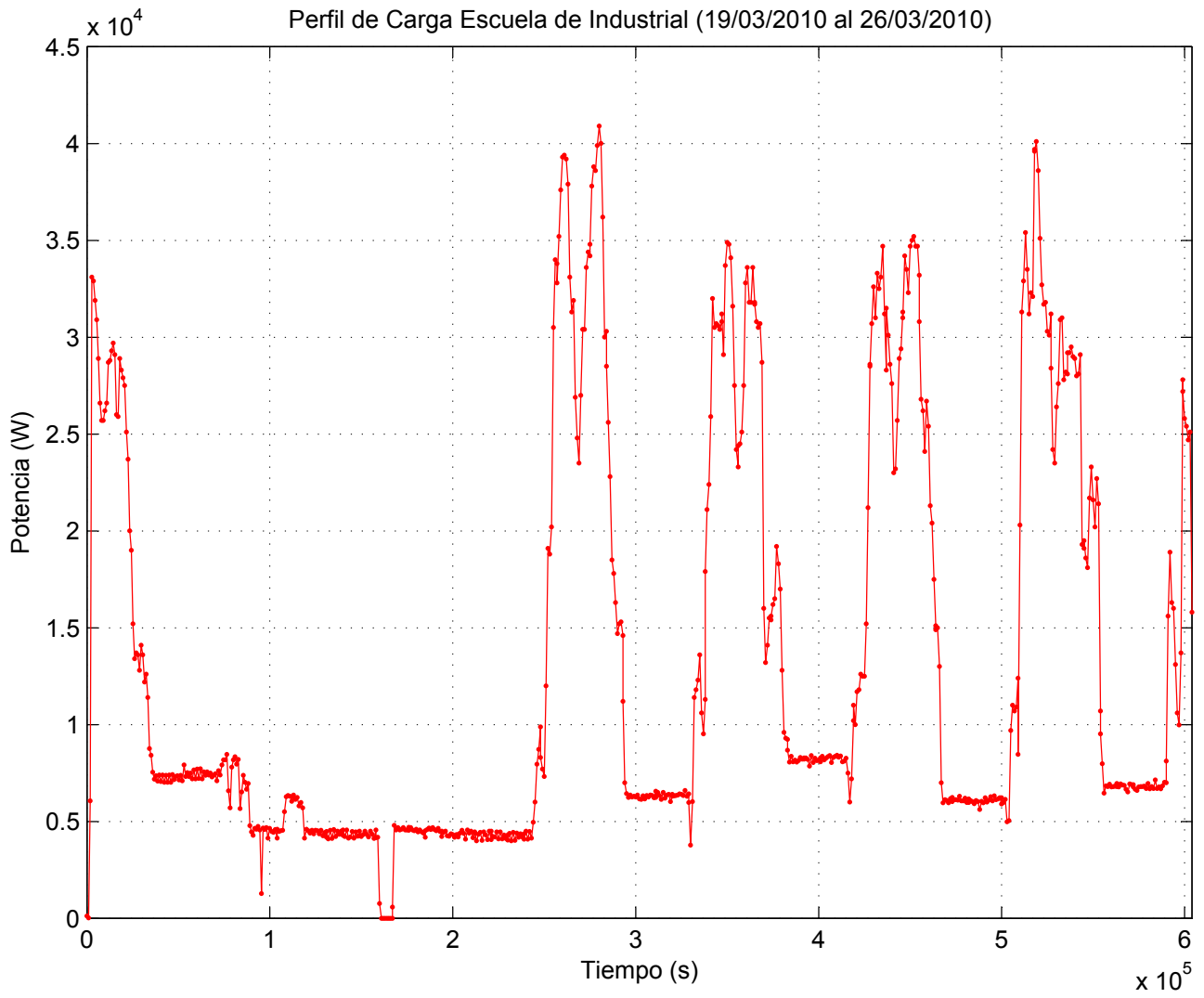
<sup>1</sup> Se aplica a tejas.

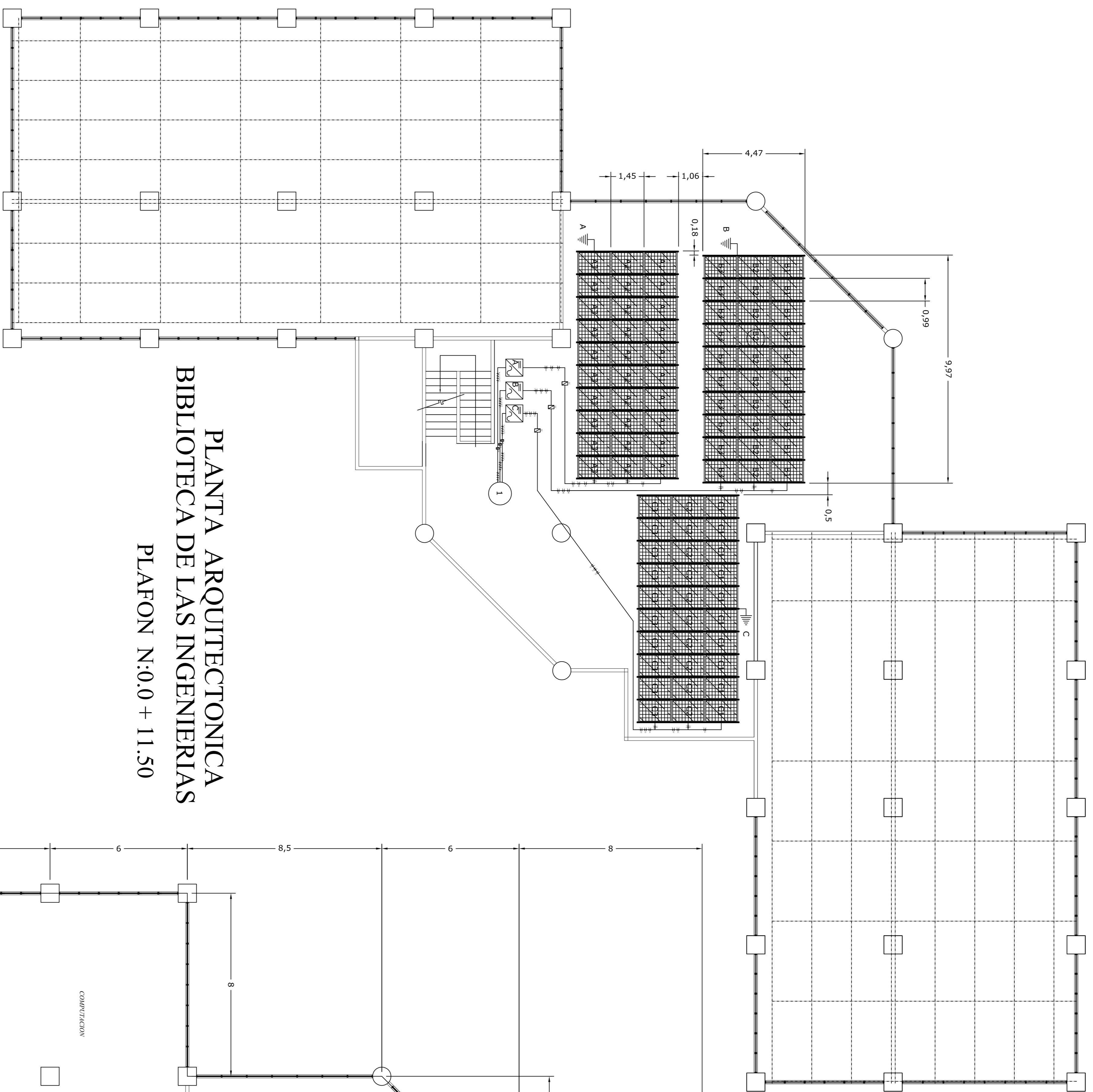
Para cubiertas con una inclinación superior a 15° y en cubiertas con revestimiento de techo Eternit ondulado o similar, por favor pongase en contacto con nosotros antes de comenzar la planificación.

<sup>2</sup> Debido a la expansión térmica y el estrés que se genera en la cadena, se recomienda una longitud de 10 m por cadena de módulos.

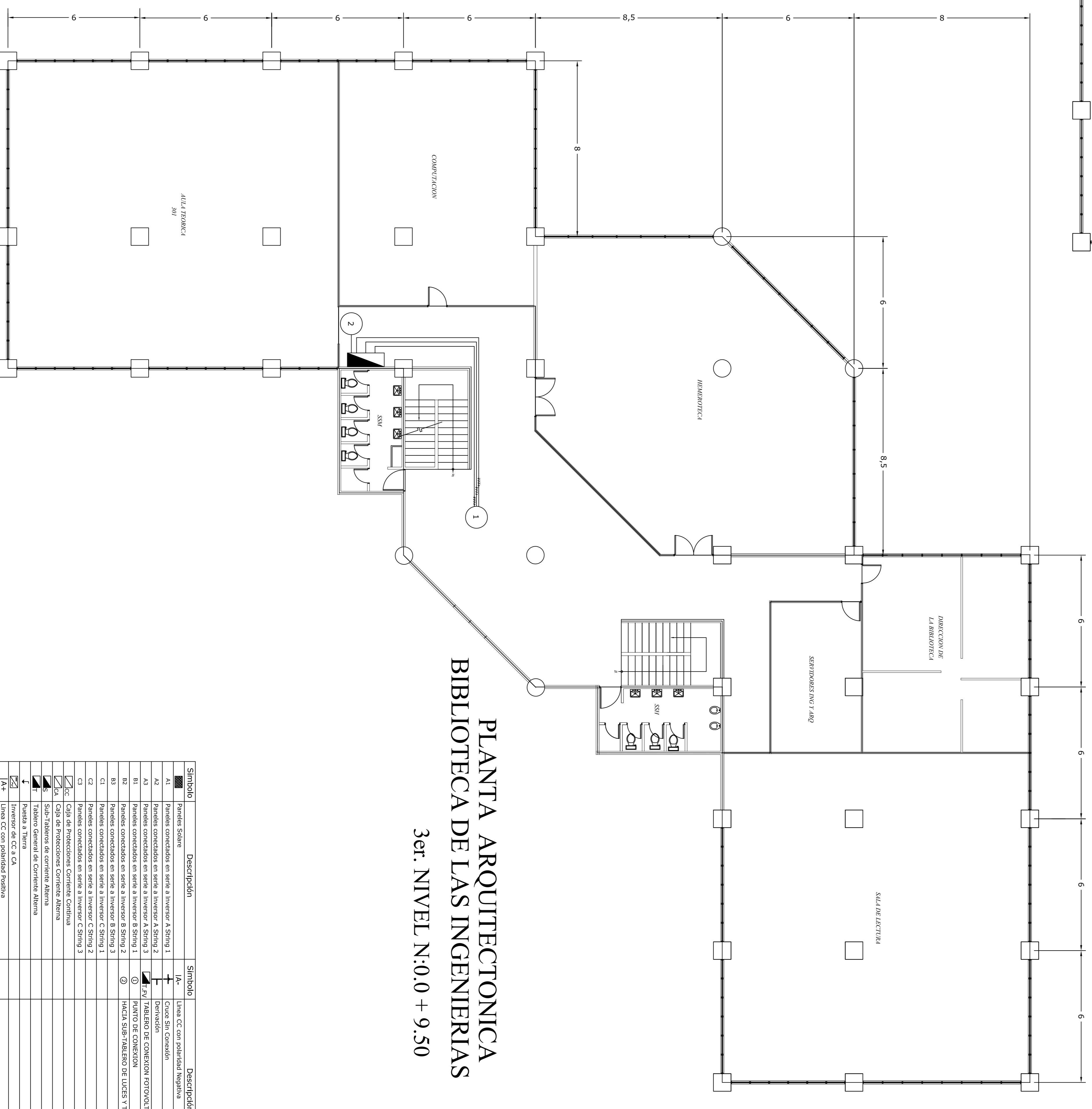
<sup>3</sup> Por favor, tenga en cuenta el aumento de la carga de viento cuando se instala en los bordes de la cubierta. En estas zonas se recomienda el uso adicional de ganchos de sujeción. Para más detalles, por favor contacte con nosotros antes del comienzo de la planificación.

# Anexo 15





PLANTA ARQUITECTONICA  
BIBLIOTECA DE LAS INGENIERIAS  
PLAFON N:0.0 + 11.50



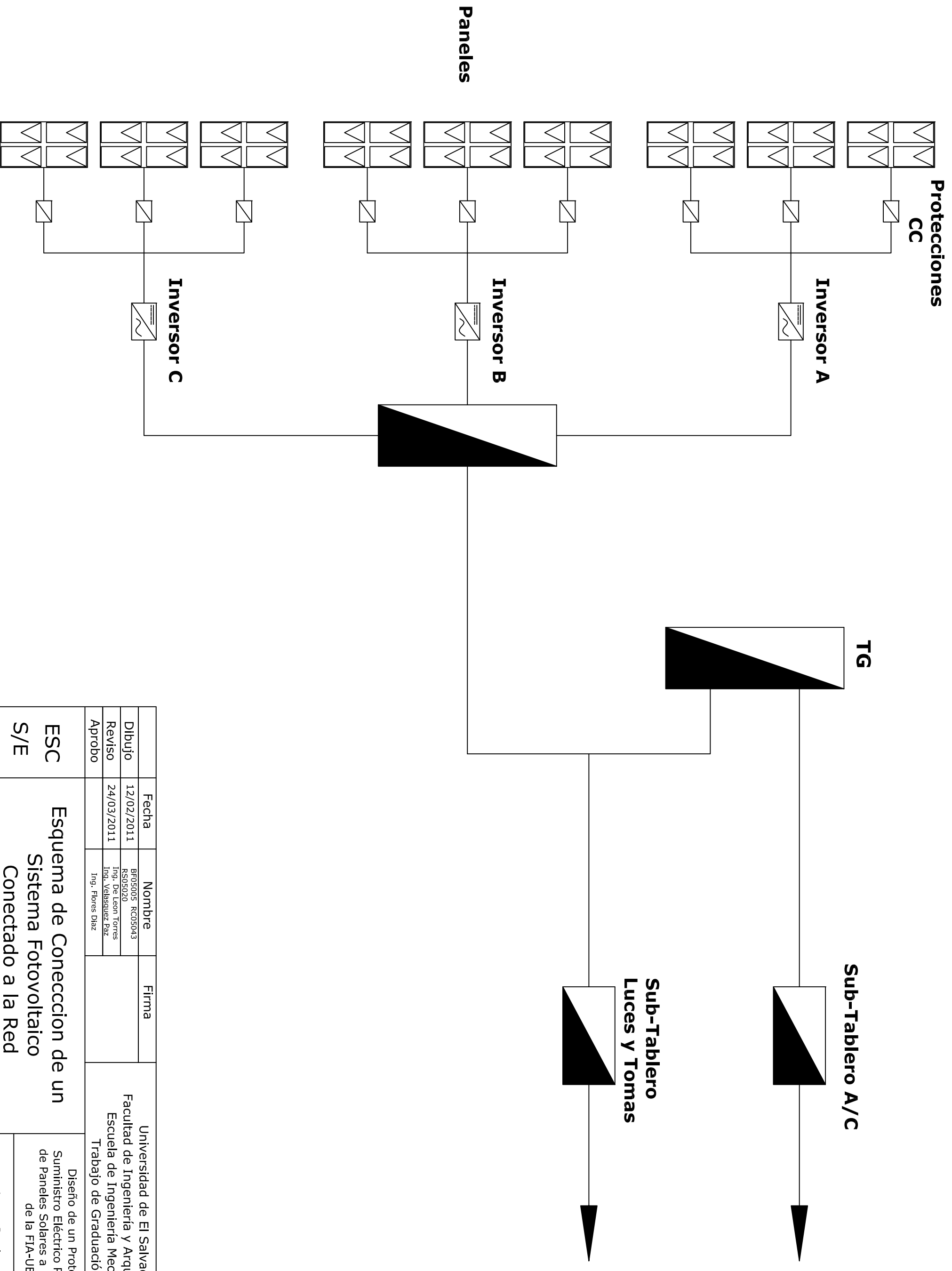
PLANTA ARQUITECTONICA  
BIBLIOTECA DE LAS INGENIERIAS  
3er. NIVEL N:0.0 + 9.50

Simbolo	Descripción	Simbolo	Descripción
■	Paneles solares	LA-	Línea CC con polaridad Invertida
A1	Paneles conectados en serie a Inversor A String 1	+	Cruce Sin Conexión
A2	Paneles conectados en serie a Inversor A String 2	+	Derivación
A3	Paneles conectados en serie a Inversor A String 3	+	TRAY / TABLERO DE CONEXION FOTOVOLTAICA
B1	Paneles conectados en serie a Inversor B String 1	⊕	PLANTO DE CONEXION
B2	Paneles conectados en serie a Inversor B String 2	⊕	HACIA SUB-TABLERO DE LUCES Y TOMAS
B3	Paneles conectados en serie a Inversor B String 3		
C1	Paneles conectados en serie a Inversor C String 1		
C2	Paneles conectados en serie a Inversor C String 2		
C3	Paneles conectados en serie a Inversor C String 3		
☑	Caja de Protección Corriente Continua		
☑	Sub-Tableros de corriente Alterna		
☑	Tablero General de Corriente Alterna		
☑	Tablero a Tierra		
☑	Inversor de C.C. O.C.		
IA+	Inversor con polaridad Inversa		
Escala	Nombre	Firma	Universidad de El Salvador
Dibujó	12/02/2011	Escalera	Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Revisó	24/03/2011	Revisó	Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Aprobó			Trabajo de Graduación









Nombre		Firma		Universidad de El Salvador	
Dibujo	12/02/2011	RF05005 RS05020		Facultad de Ingeniería y Arquitectura	Trabajo de Graduación
Reviso	24/03/2011	Ing. De Leon Torres Ing. Velasquez Paz		Escuela de Ingeniería Mecánica	
Aprobo		Ing. Flores Diaz			
Fecha		Nombre		Escema de Conexion de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red	
Dibujo		Reviso		Diseño de un Prototipo de Suministro Eléctrico Proveniente de Paneles Solares a los Edificios de la FIA-UES	
Aprobo		Aprobo		1	
ESC S/E		S/E		Pagina 1	