



“Diseño y Propuesta de Un Sistema Inteligente de Generación de Energía Eléctrica por Medio de Módulos Fotovoltaicos con Capacidad de Conexión en Paralelo al Circuito alimentador para ser Aplicado en el Edificio EX-SUM de la Universidad Don Bosco”

TRABAJO DE GRADUACION PREPARADO PARA LA FACULTAD DE INGENIERÍA

PARA OPTAR AL GRADO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

TRABAJO PRESENTADO POR:

**ALVARO YOHALMO ALVARENGA ALVARENGA
WILFREDO ERNESTO AGUILERA RECINOS**

ABRIL DE 2006

SOYAPANGO, EL SALVADOR, CENTROAMERICA

INTRODUCCION

El presente trabajo de graduación es una respuesta ante los altos costos en que incurre mensualmente la Universidad Don Bosco en el rubro de energía eléctrica. Estos costos por energía pueden ser disminuidos sustancialmente a través de la implementación de un sistema que logre manejar las cargas de los diferentes edificios de una forma inteligente y alimentar ciertas cargas específicas usando fuentes de energía alternativas durante pequeños períodos de tiempo sabiamente calculados.

El mecanismo que logrará este objetivo planteado será una fuente de energía renovable, en este caso específico, energía solar. Esto se logrará a través de una instalación solar fotovoltaica, la cual se ha diseñado para que sea aplicable en el edificio SUM de la Universidad Don Bosco

En el capítulo I, se presenta la teoría de todos los elementos que forman parte en una instalación solar fotovoltaica. Así como también aspectos relacionados con la construcción de los mismos. En este capítulo, también se hace mención de los aspectos técnicos y características eléctricas de los mismos. Dentro de este capítulo se hace referencia a un anexo en el cual se presenta la disponibilidad en el mercado de los aparatos que se utilizan en instalaciones de este tipo, en este anexo, se presentan las hojas técnicas de paneles solares, inversores, reguladores, y baterías disponibles comercialmente en el mercado.

En el capítulo II se aborda el tema del dimensionamiento de la instalación solar a proponer para el edificio SUM. Para realizar dicho dimensionamiento se hace uso del concepto de hora solar pico, el cual es explicado y aplicado en dicho capítulo. Seguidamente se realiza un censo de la carga conectada tanto al edificio SUM como en el resto de edificios de la Universidad Don Bosco, con el objetivo de

dimensionar correctamente la instalación y cuantificar su efecto sobre la disminución de la demanda pico de la Universidad Don Bosco.

Al final del capítulo se presenta el diseño eléctrico final de la instalación solar fotovoltaica propuesta así como el montaje y distribución física sugerida para los módulos fotovoltaicos.

En el capítulo III, se presentan una serie de manuales que pueden ser utilizados en la instalación. Estos manuales tratan diferentes aspectos, entre los cuales podríamos mencionar: la seguridad durante el funcionamiento, la forma en que se debe recibir una instalación (manual de recepción) y el manual del usuario, el cual explica en una forma detallada, la manera en que se le da el mantenimiento a la instalación propuesta. Al final de este capítulo, se presenta un estudio económico, el cual se realizó de dos formas. La primera forma consiste en hacer una evaluación económica de todos los precios que actualmente se tienen en el mercado, y aplicar criterios de ingeniería económica, para de esta manera determinar la rentabilidad o no del mismo. La segunda forma, consiste en hacer un estudio para dentro de 10 años, tomando en cuenta la variación de los precios de los elementos, y la tendencia de la disminución de los precios en los paneles, así como también el incremento de los precios en el petróleo.

Finalmente se presentan las conclusiones a las que se ha llegado con este trabajo de graduación, en donde en base a criterios de ingeniería y tendencia en los precios de los módulos fotovoltaicos y el petróleo se estima que la energía solar FV tendrá un rol muy importante en el futuro cercano en el área de generación de energía eléctrica.

OBJETIVOS

Objetivo General

Diseñar y presentar una propuesta de un sistema inteligente de generación de energía eléctrica utilizando la tecnología fotovoltaica, para ser aplicado a la alimentación de las luminarias y tomacorrientes del edificio SUM de la Universidad Don Bosco; permitiendo además la conexión en paralelo con el secundario del transformador, generando de esta forma un punto de suma de potencia, y así obtener un ahorro en la facturación de energía especialmente durante la hora de demanda pico de la Ciudadela Don Bosco. Además, demostrar la factibilidad técnica y hacer un análisis económico de la implementación de este sistema. El método de dimensionamiento de la instalación solar será basado en criterios generales, los cuales podrán ser aplicados a otros edificios de la UDB; cumpliendo con el mismo objetivo de disminuir el consumo durante las horas de demanda pico de la Ciudadela Don Bosco.

Objetivos específicos

- Investigar los tipos y características técnicas de los dispositivos disponibles comercialmente que puedan ser utilizados en el sistema de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos, y de esta manera proponer los que mejor se adapten al diseño.
- Realizar el diseño y dimensionamiento del sistema de generación de energía eléctrica utilizando módulos fotovoltaicos.
- Presentar el diseño del montaje y ubicación idónea de los módulos fotovoltaicos.

- Proponer un sistema que permita la conexión en paralelo con el secundario del transformador que alimenta el edificio SUM para generar un punto de suma de potencia que permita alimentar los tomacorrientes de dicho lugar.
- Diseñar y presentar la simulación por computadora del sistema de automatización, la cual permita visualizar el comportamiento del circuito de control en función de cada una de las variables involucradas
- Proponer las canalizaciones, estructuras y formas de montaje de los dispositivos involucrados en la instalación.
- Mostrar el diagrama de flujos de efectivo del proyecto y obtener el tiempo de recuperación de la inversión inicial, la relación beneficio-costos y el Valor Presente Neto (VPN).
- Elaborar el manual de mantenimiento de la instalación propuesta para el SUM.
- Presentar un procedimiento sistematizado a seguir para realizar instalaciones similares en otros edificios de la Universidad Don Bosco.

INDICE GENERAL

	Pág.
Introducción.....	i
Objetivos.....	iii

CAPITULO I: Teoría De Funcionamiento

1.1 Células Fotovoltaicas.....	1
1.1.1 Pérdida dentro de una célula fotovoltaica.....	2
1.1.2 Tipo de células fotovoltaicas.....	3
1.1.3 Parámetros técnicos de las células fotovoltaicas.....	5
1.1.4 Comportamiento de la celda al variar la tensión y la temperatura.....	7
1.2 El modulo fotovoltaico.....	10
1.2.1 Normas de calidad de los módulos fotovoltaicos.....	12
1.2.2 Parámetros técnicos proporcionados por los fabricantes.....	13
1.3 El acumulador eléctrico.....	14
1.3.1 Componentes del acumulador.....	14
1.3.2 Características principales de un acumulador eléctrico.....	15
1.3.3 Tipos de acumuladores eléctricos.....	16
1.4 Convertidores DC/AC.....	24
1.4.1 Funcionamiento básico de un inversor puente completo.....	25
1.4.2 Inversores Conectados en Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la red.....	29
1.4.3 Características de los inversores conectados a la red eléctrica.....	33
1.4.4 Partes fundamentales de un inversor conectado a la red.....	34
1.5 Reguladores de carga	36
1.5.1 Regulador Shunt.....	37
1.5.2 Regulador serie.....	38
1.6 Especificaciones técnicas.....	41

CAPITULO II: Dimensionamiento De La Instalación Solar Fotovoltaica

2.1 El Concepto de hora solar pico	42
2.2 Determinación del Angulo Óptimo de Inclinación.....	43
2.3 Obtención De Datos De Radiación Solar Para El Salvador	47
2.4 El Dimensionamiento de Nuestra Instalación Solar Fotovoltaica.....	49
2.4.1 Censo de carga.....	51
2.4.2 Dimensionamiento del arreglo de módulos fotovoltaicos.....	62

2.4.3	Dimensionado del banco de baterías.....	64
2.4.4	Dimensionado del regulador de carga.....	65
2.4.5	Dimensionado de los inversores.....	66
2.4.6	Disposición física y ubicación del campo fotovoltaico.....	71
2.4.7	Cálculo del cableado.....	71
2.4.8	Diseño eléctrico final.....	75
2.5	Forma De Comprobar el Éxito de la Instalación.....	75

CAPITULO III: Manual de La Instalación, Canalizaciones, Disposición Física y Análisis Económico

3.1	Manual de Seguridad.....	78
3.1.1	Seguridad en las Instalaciones Fotovoltaicas.....	78
3.1.1.1	Seguridad Durante el Montaje.....	78
3.1.1.2	Seguridad Durante el Funcionamiento y la Utilización.....	83
3.2	Manual de Recepción.....	85
3.2.1	Características Eléctricas.....	87
3.2.2	Conexionado.....	88
3.2.3	Limpieza de los Paneles.....	89
3.2.4	Sujeción de los Paneles.....	90
3.2.5	Sujeción de la Estructura.....	90
3.2.6	Conexionado.....	91
3.2.7	Limpieza en la Instalación.....	92
3.2.8	Puesta en Marcha.....	94
3.2.9	Estado General.....	95
3.2.10	Caída de Tensión en la Instalación.....	96
3.2.11	Consideraciones Prácticas.....	98
3.3	Manual del Usuario.....	99
3.3.1	Estado de los Módulos.....	101
3.3.2	Estado de la Estructura.....	102
3.3.3	Estado del Cableado.....	102
3.3.4	Estado de Carga.....	103
3.3.5	Estado de los Aparatos.....	104
3.3.6	Funcionamiento de los Aparatos.....	105
3.3.7	Estado del Cableado.....	105
3.3.8	Funcionamiento de los Elementos de Desconexión.....	106
3.4	Cronograma de Mantenimiento.....	112
3.5	Canalización de la Instalación.....	113

3.6 Disposición Física de los Elementos.....	114
3.7 Gastos e Ingresos del Proyecto.....	118
3.7.1 Inversión Inicial.....	118
3.7.2 Ingresos del Proyecto.....	122
3.7.3 Diagrama de Flujo de Fondos del Proyecto a lo Largo de Toda su Vida Útil.....	126
3.7.4 Estimación del Diagrama de Flujo de Fondos al Ejecutarse la Instalación dentro de diez años...	127
3.8 Acciones a Tomar para Renegociar la Capacidad Contratada con la Distribuidora.....	134
Conclusiones.....	135
Recomendaciones.....	137
Bibliografía.....	138

ANEXO 1: Especificaciones Técnicas de Productos Para Uso Fotovoltaico que se Encuentran Actualmente Disponibles en el Mercado

ANEXO 2. Método de Regresión Utilizado para Aproximar la Curva de Radiación Solar

ANEXO 3: Características Técnicas Requeridas Para Conectar Un Sistema Fotovoltaico a la Red de Distribución

ANEXO 4: Distribución de Cubículos, Luminarias y Tomacorrientes en el edificio SUM

ANEXO 5: Censo y Comportamiento Diario Aproximado de la Carga Eléctrica en la Universidad Don Bosco

ANEXO 6: Datos de Facturación por Energía Eléctrica de la Ciudadela Don Bosco

ANEXO 7: Procedimiento a Seguir Para Dimensionar Una Instalación Solar Fotovoltaica Similar a la del Edificio SUM

ANEXO 8: Estructura de los Módulos Fotovoltaicos. (Sistema CTG 80).

ANEXO 9: Grado de Protección IP

ANEXO 10: Cotizaciones de Dispositivos de Uso Fotovoltaico Realizadas en el Mercado Nacional y Extranjero

ANEXO 11: Propuesta De Una Lógica De Funcionamiento De Un Sistema Que Permita Disminuir Sustancialmente La Demanda Pico De La Ciudadela Don Bosco

ANEXO 12: Subestaciones y Tableros Principales Instalados en Ciudadela Don Bosco

ANEXO 13: Resumen de las Subestaciones Instaladas en Ciudadela Don Bosco, Aires Acondicionados en el CITT y Determinación de los Seteos del Programa de Control

ANEXO 14: Comportamiento de la Demanda Diaria Registrada en las Subestaciones del CITT

CAPITULO I

TEORÍA DE FUNCIONAMIENTO

1.1 Células Fotovoltaicas

La célula fotovoltaica es un dispositivo semiconductor capaz de convertir la luz en electricidad de una forma directa e inmediata, basadas en el efecto denominado “*efecto fotovoltaico*” (figura 1.1), es decir, que se genera una fuerza electromotriz en el material al ser incidido por una radiación luminosa.

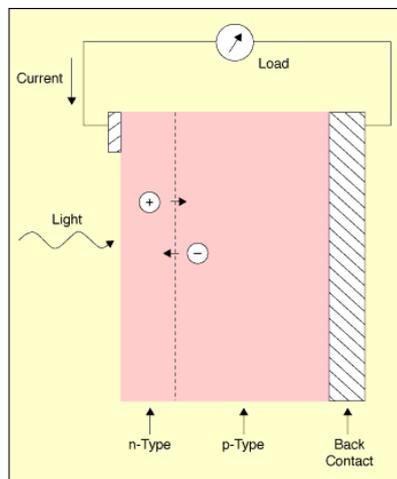


Fig.1.1 Ilustración del Efecto Fotovoltaico

Para comprender un poco más este efecto, recordemos que toda la materia esta hecha de átomos y de electrones gravitando alrededor de ellos (cargas eléctricas negativas elementales) y que una corriente eléctrica es un flujo de electrones; en un aislante eléctrico, los electrones de la materia están ligados a los átomos y no pueden desplazarse; en un conductor eléctrico (por ejemplo un alambre de cobre), los electrones son totalmente libres de circular y permiten el paso de una corriente; en un semiconductor la situación es intermedia: los electrones contenidos en la materia no pueden circular, a menos que tengan una aportación de energía para liberarlos de sus átomos. Cuando la luz penetra en aquél, los fotones aportan una energía que permite a los electrones liberarse y desplazarse en la materia; entonces hay corriente eléctrica bajo exposición a la luz.

El semiconductor más utilizado está disponible en cantidades incalculables en la superficie de la Tierra, ya que se presenta en la arena en forma de silicio y de silicatos: hablamos del silicio (Si). El compone los circuitos integrados que originaron una considerable expansión de la electrónica moderna.

A grandes rasgos, un fotogenerador es una rebanada de silicio que se pone en un *sándwich*, entre dos electrodos metálicos, (+) y (-), para recolectar la corriente producida.

1.1.1 Pérdidas dentro de una célula fotovoltaica.

Las máximas potencias que células fotovoltaicas de laboratorio (no de las disponibles comercialmente) han alcanzado, oscilan entre el 25%-30%, lo que indica que aproximadamente el 70%-75% de la energía incidente se pierde. Estas pérdidas son básicamente debidas a lo siguientes factores:

- Energía de los fotones incidentes: Es debido a que la energía de los fotones incidentes no es suficiente como para liberar un electrón del metal, o por el contrario tiene demasiada energía y ésta es disipada en forma de calor. Por este factor es perdida aproximadamente 50% de la energía total incidente.
- Pérdidas por recombinación: Provocado porque ciertos electrones que ya han sido liberados vuelven a enlazarse a un protón. Por este factor es perdida aproximadamente 15% de la energía total incidente.
- Pérdidas por reflexión: Es debido a que parte de la energía que alcanza la oblea de silicio es reflejada. Para disminuir la reflexión la oblea es tratada con recubrimientos que logran que la energía total reflejada sea de aproximadamente 10% de la energía incidente.
- Pérdidas por los contactos eléctricos: Es provocado por la “sombra” que la rejilla colectora frontal crea sobre la oblea de silicio. Las pérdidas por este factor son aproximadamente del 8% de la energía total incidente.
- Pérdidas por resistencia serie: Es energía pérdida debido al efecto Joule, el cual es presentado en este caso al circular corriente a través

del silicio. Por este factor se pierde alrededor de 2%-3% de la energía inicial.

Debido a estos factores de pérdidas las células disponibles comercialmente tienen eficiencias máximas de alrededor de 15%.

1.1.2 Tipos de células fotovoltaicas.

- Células de Arseniuro de Galio:

Son células que alcanzan las más altas eficiencias, siendo estas de 27%-28% aproximadamente. Además, con poco material activo se logra la eficiencia elevada y pueden trabajar a altas temperaturas sin presentar pérdidas considerables, esto las hace aptas para ser aplicadas en sistemas de concentración, es decir, recibir irradiaciones de más de un sol.

Sin embargo, el material usado es escaso y su proceso de fabricación es altamente costoso, por lo que su producción en masa aún no ha sido desarrollada, ya que no presenta por el momento ventajas comerciales.

- Células de Sulfuro de Cadmio y Sulfuro de Cobre:

Ambos tipos presentan la ventaja de ser fabricadas con poco material activo en un fácil proceso de fabricación. No obstante, los máximos rendimientos logrados en laboratorio no superan el 10%, el cual a pasarse a una línea de producción disminuiría a un 5%. Pero la mayor desventaja es su rápido envejecimiento, lo que no la hace utilizable por el momento. Si se lograra evitar su rápida degradación se conseguiría tener una versión de células fotovoltaicas de bajo coste.

- Células de Silicio Amorfo:

Presenta la ventaja de utilizar mucho menos material que las de silicio monocristalino, pudiendo ser hasta 50 veces más delgadas. Las eficiencias actuales de estas células son del 9% aprox. siendo mayores en algunas

versiones llamadas multicapas, es decir, que superpones varias uniones $p-n$, cada una sensible a una determinada radiación, aumentando de esta manera la eficiencia total.

Sin embargo una vez más, estas células presentan el problema de su rápido deegrado, lo que limita su uso a dispositivos de corta vida, como calculadoras, relojes, etc.

- Células de Silicio Policristalino:

Se les denomina policristalino debido a que su estructura no es un solo cristal, sino varios, lo que le da un aspecto irregular (figura 1.2).

El proceso de fabricación es un tanto menos costoso que el de los monocristalinos, y por tanto su precio es levemente menor. Las eficiencias actuales rondan el 12% y hasta 14%.

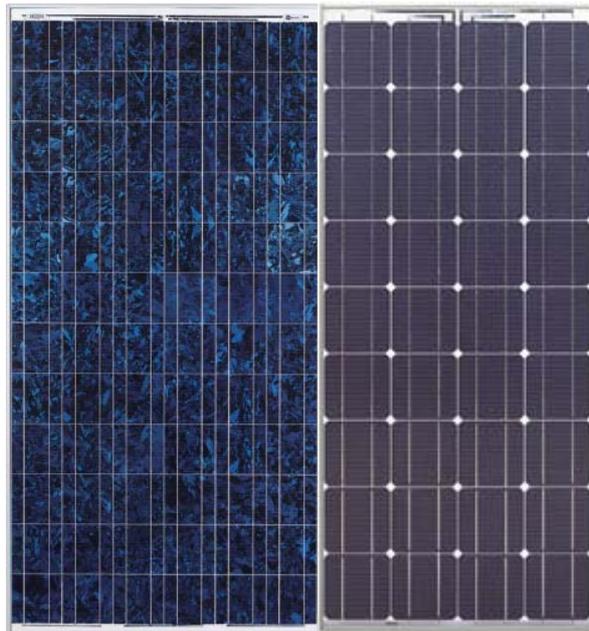


Fig.1.2 Módulo de Si. Policristalino Fig.1.3 Módulo de Si. Monocristalino

- Células de Silicio Monocristalino:

Son las más utilizadas en la práctica para aplicaciones profesionales de electrificación. Su estructura es un único (mono) cristal y por tanto su apariencia es uniforme y los módulos siempre presentan espacios entre las

células, pues por el momento no se pueden fabricar en forma totalmente cuadrada (Figura 1.3).

1.1.3 Parámetros Técnicos de las Celdas Fotovoltaicas.

Como todo dispositivo eléctrico, una celda fotovoltaica puede representarse con un modelo eléctrico a fin de comprenderla de una mejor manera. El modelo de una celda fotovoltaica es el presentado en la figura 1.4, en donde se observa:

- Elemento generador
- El diodo
- Un pequeño efecto capacitivo.
- Una resistencia en serie y otra en paralelo.

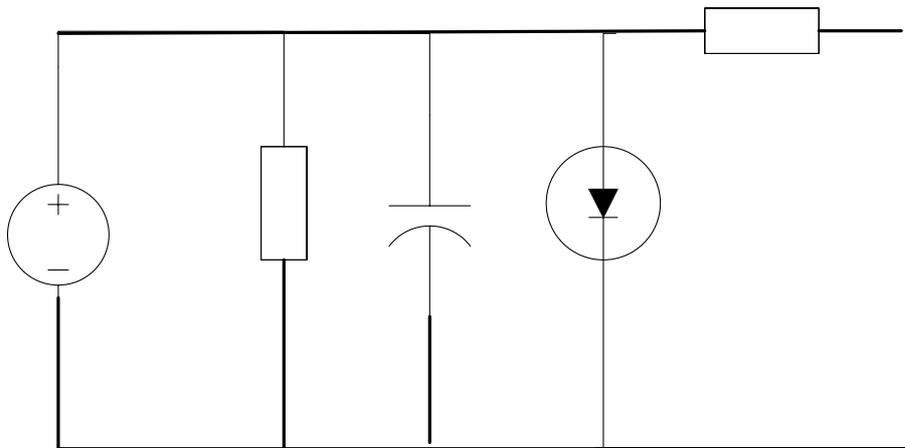


Fig.1.4 Modelo Eléctrico de una Celda Fotovoltaica

Las celdas solares presentan un comportamiento referente a corriente y voltaje (I-V) como una curva que tiene la forma de la presentada en la figura 1.5. A partir de esa curva se pueden identificar los siguientes parámetros que identifican técnicamente a una celda solar:

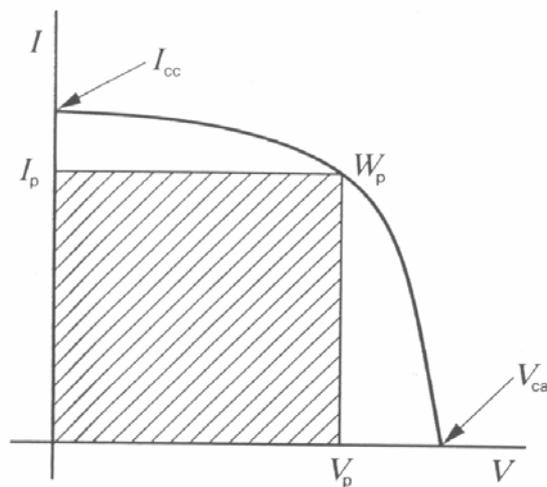


Fig.1.5 Curva Característica I-V de una celda fotovoltaica

- Intensidad de Corriente de Cortocircuito (I_{cc} ó I_{sc}):
 Es la corriente máxima que la celda puede dar, y lo hace cuando su salida se encuentra en cortocircuito ($V=0$). La forma de medirla es colocando un amperímetro directamente entre la terminal positiva y negativa. El valor de la I_{cc} variará según la radiación solar y temperatura a la que esté expuesta la celda.
- Tensión de Circuito Abierto (V_{ca} ó V_{oc}):
 Es el voltaje máximo que la celda puede dar entre las terminales positiva y negativa. Este voltaje se da en ausencia de carga eléctrica ($I=0$). La forma de medirla es colocando un voltímetro entre los bornes sin conectar ninguna otra carga. El valor variará según el nivel de insolación y temperatura de la celda.
- Potencia Pico (W_p):
 Es la máxima potencia eléctrica que la celda puede entregar. Ese es un punto de la curva I-V, en donde el producto del voltaje por corriente es máximo.

- Factor de Forma (FF):

Se define como la siguiente expresión:

$$FF = (I_p \times V_p) / (I_{cc} \times V_{ca})$$

Este valor siempre será menor a uno, mientras más cercano a la unidad es, de mejor calidad es la celda. Este factor nos da una idea sobre la forma de la curva I-V, un factor de forma igual a la unidad indicaría que la curva es totalmente cuadrada, tal como el cuadro rayado mostrado en la figura 1.5, mientras más bajo de la unidad esté, la curva es más inclinada, lo que nos indica que el comportamiento de la celda es más inestable.

Valores típicos del FF para celdas comerciales son entre 0.7 y 0.8, mostrando las celdas de silicio monocristalino un mejor FF que las de policristalino.

- Eficiencia de Conversión o Rendimiento:

La eficiencia de conversión de energía solar a energía eléctrica es otro parámetro que da una idea de la calidad de una celda solar, la cual se define como:

$$\eta = W_p / W_r$$

En donde W_p es la potencia pico y W_r es la potencia que llega a la celda solar en forma de radiación de luz.

1.1.4 Comportamiento de la celda al variar la radiación y la temperatura

El comportamiento de una célula fotovoltaica es dependiente del nivel de radiación solar que llegue a la celda, así como también de la temperatura de la misma.

En forma práctica podemos considerar que la I_{cc} de una celda solar se mantiene invariable a medida cambia la temperatura, siempre y cuando se mantenga una radiación constante. Sin embargo, el V_{ca} de la celda disminuye al aumentar la temperatura de la celda y viceversa. Este efecto es mostrado en la figura 1.6 para una celda en particular.

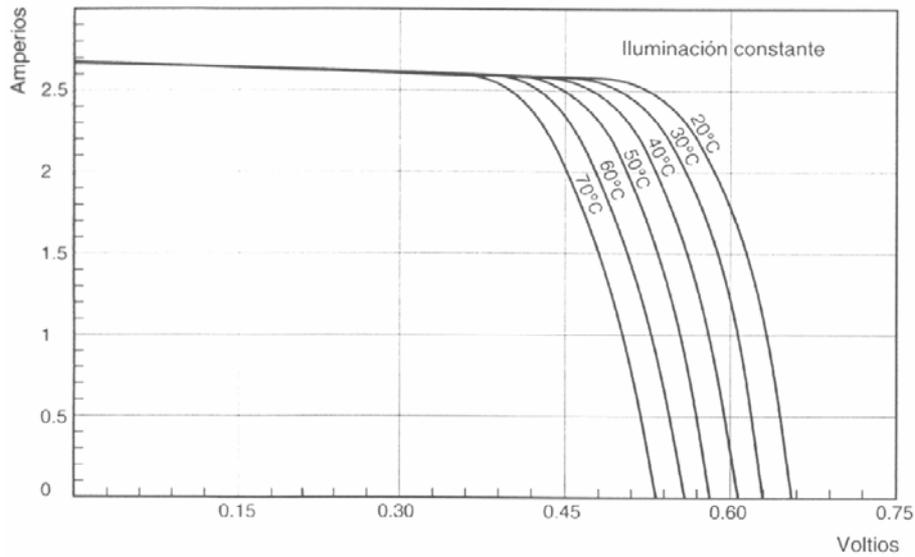


Fig.1. 6 Comportamiento de la celda al variar la temperatura (radiación constante)

Por otro lado, se puede considerar que el V_{ca} permanece casi constante a radiaciones mayores de 200W/m^2 , siempre y cuando se mantenga una temperatura constante. No obstante, la corriente de cortocircuito aumenta a medida se incrementa la iluminación incidente y viceversa. Este efecto es mostrado en la figura 1.7 para una celda en particular.

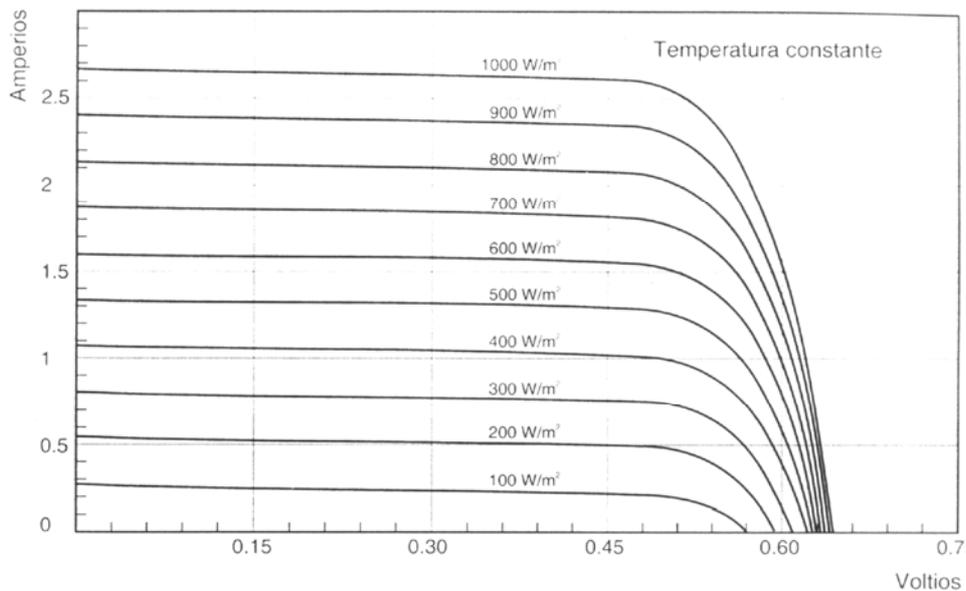


Fig.1.7 Comportamiento de la celda al variar la radiación solar (temperatura constante)

Derivado de lo dicho anteriormente, se obtienen dos parámetros que nos hablan del comportamiento de una celda respecto a los cambios de temperatura, estos son:

α : Variación de la I_{cc} respecto a la temperatura, el cual adopta un valor típico de $0.63 \text{ mA}/^\circ\text{C}$.

β : Variación del V_{ca} respecto a la temperatura, el cual adopta un valor típico de $-2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

Ahora cuando superponemos los efectos del cambio de voltaje y corriente respecto a la temperatura, concluimos que la eficiencia η baja al aumentar la temperatura, mientras que aumenta a temperaturas frías, dicho efecto se observa gráficamente en la figura 1.8 para una celda en particular a una radiación solar de $100 \text{ mW}/\text{cm}^2$.

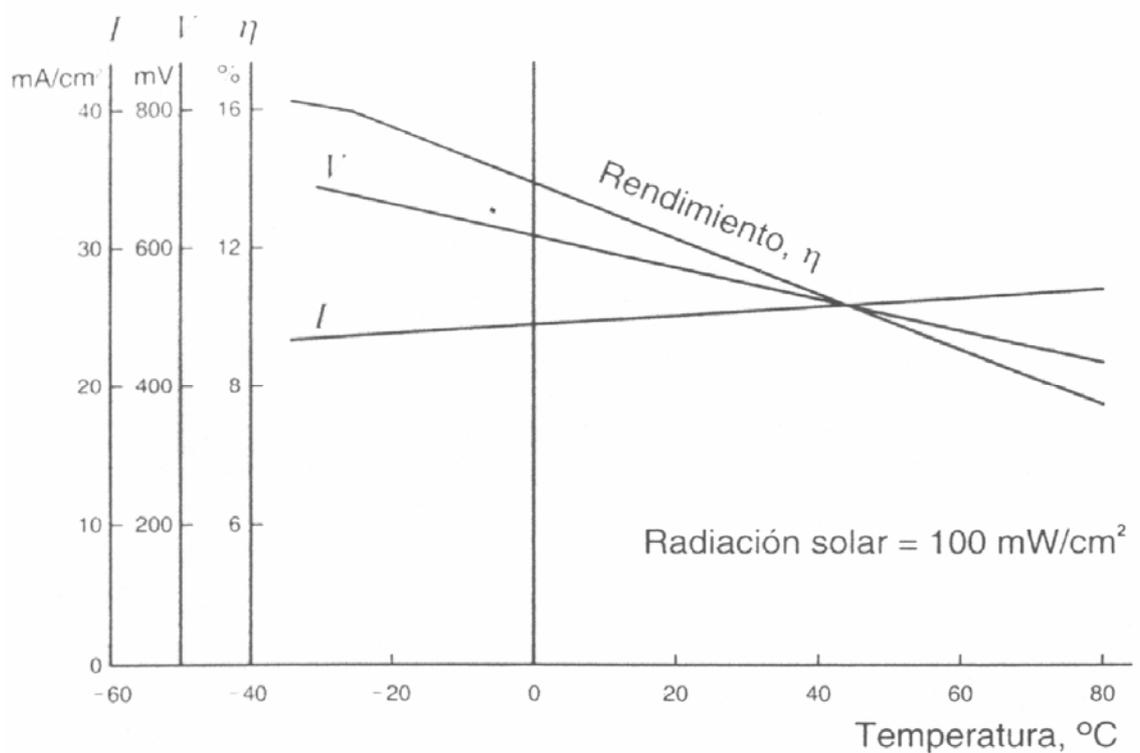


Fig.1.8 Variación del rendimiento respecto a la temperatura

1.2 El Módulo Fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas solares conectadas de tal forma que reúna condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles, tanto en voltaje como en potencia, con las necesidades y equipos existentes en el mercado.

Los módulos disponibles comercialmente vienen en tensiones de 12VDC y 24VDC, existiendo muy pocos de 6VDC, con potencias que van desde unos 10W hasta aproximadamente 150W.

Las partes con las que todo módulo fotovoltaico está conformado, independientemente del tipo de celda que utilice, son las siguientes:

- Las celdas fotovoltaicas (elemento generador)
- Encapsulante de las celdas, el cual es un medio protector y estabilizante mecánico.
- Cubierta frontal transparente (generalmente vidrio templado), el cual protege a las celdas de la intemperie a la vez que permite el paso de la luz.
- Enmarcado y sistema de fijación, el cual será usado para sujetar el módulo al lugar donde funcionará.
- Conexiones eléctricas de salida (terminales positiva y negativa), las cuales se encuentran generalmente en cajas de conexión a prueba de intemperie en la parte posterior del módulo.

En la figura 1.9 se muestra un corte transversal de un módulo fotovoltaico típico, mientras que en la figura 1.10 se muestran ejemplos de tipos de cajas de conexión a prueba de intemperie usados en los módulos fotovoltaicos. Además, en la figura 1.11 se muestran algunos tipos de enmarcados utilizados en módulos comerciales.

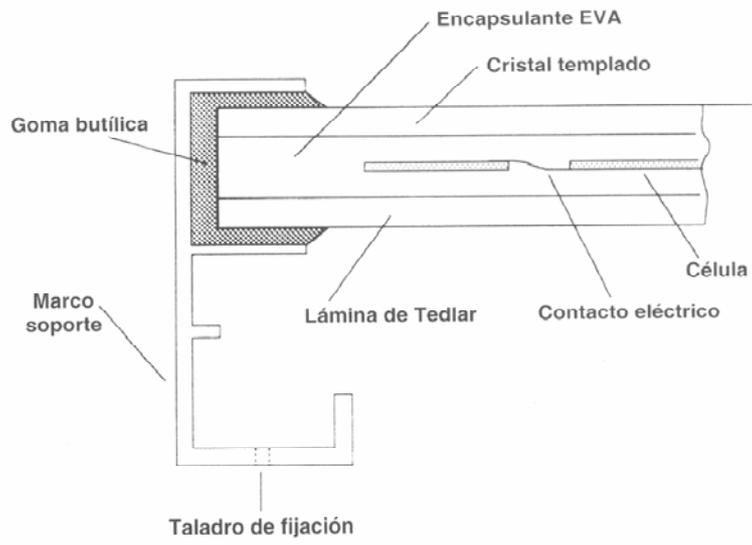


Fig.1.9 Corte Transversal de un módulo solar típico



Fig.1. 10 Cajas de conexiones comunes

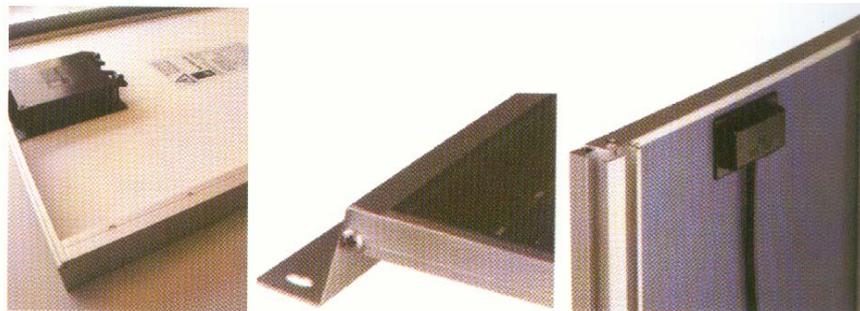


Fig.1. 11 Marcos usados en módulos comerciales

1.2.1 Normas de Calidad de los Módulos Fotovoltaicos

La industria fotovoltaica ha generalizado como normas de calidad ciertas pruebas que garantizan al usuario el correcto funcionamiento de los módulos durante el período de su garantía. Las pruebas, que aunque aún no es una obligación, que se realizan a los módulos en las plantas de fabricación son las correspondientes a la norma europea EN 61215, las cuales son las siguientes¹:

- Inspección Visual
- Medidas en la condiciones estándar (1000 W/m², 25°C, AM 1.5 [espectro radiante])
- Ensayo de aislamiento eléctrico
- Medidas de los coeficientes alfa y beta.
- Medida de la temperatura de operación nominal TONC
- Funcionamiento a la TONC
- Funcionamiento a baja irradiancia
- Ensayo de exposición en exterior
- Ensayo a la resistencia de formación de “puntos calientes”
- Prueba de resistencia a la radiación ultravioleta
- Ensayo de ciclos térmicos (200 ciclos de -40°C a +85°C)
- Prueba de humedad/congelación
- Ensayo continuo de calor húmedo (1000 horas a 85°C y 85% de humedad relativa)
- Ensayo de resistencia al granizo
- Ensayo de carga mecánica
- Prueba de robustez de terminales
- Prueba de torsión

¹ Tomado de “Instalaciones Solares Fotovoltaicas”, Enrique Alcor Cabrerizo, 3ª edición 2002, Pág. 41.

1.2.2 Parámetros técnicos proporcionados por los fabricantes de Módulos Fotovoltaicos

Las especificaciones técnicas que usualmente se incluyen en las placas de los módulos son las siguientes:

- Potencia nominal, llamada también máxima o pico
- Voltaje nominal
- Voltaje a circuito abierto
- Voltaje en el punto de máxima potencia
- Corriente de cortocircuito
- Corriente en el punto de máxima potencia

Estas especificaciones se incluyen en una etiqueta como la mostrada en la figura 1.12.

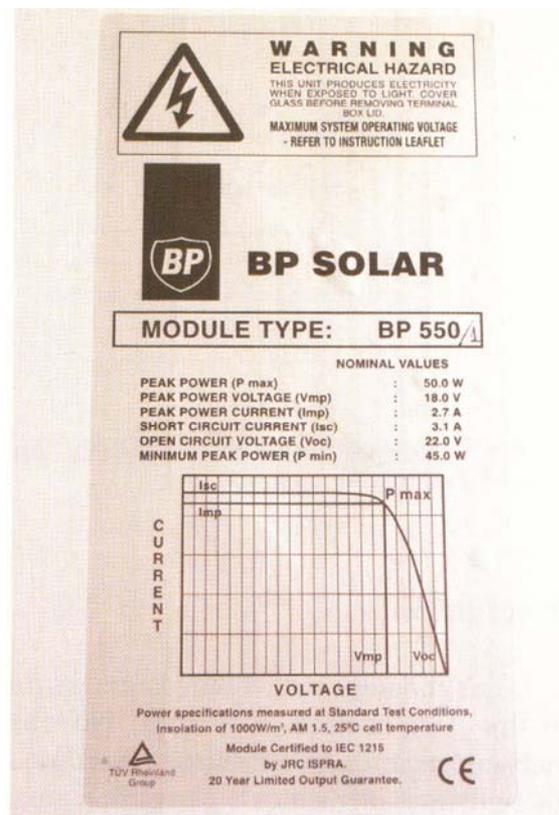


Fig.1.12 Etiqueta técnica de un módulo fotovoltaico

1.3 El Acumulador Eléctrico

El acumulador o batería es un dispositivo capaz de transformar una energía potencial química en energía eléctrica. Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas durante la carga y la descarga.

Las razones de usar estos dispositivos en las instalaciones fotovoltaicas son las siguientes:

- Darle a la instalación cierta independencia respecto a la aleatoriedad con la que la radiación solar se encuentra disponible. Dicha variación de la radiación se da en ciclos diarios (día y noche), ciclos anuales (variación de la intensidad de radiación con las estaciones) y aún otros más impredecibles como el paso de nubes ocasionales o períodos de días nublados.
- Fijar una tensión de trabajo, obteniendo de esta manera una estabilidad en el voltaje que será suministrado a las cargas eléctricas.
- Proveer al sistema con la capacidad de entregar picos de corriente arriba de las nominales, algo que sería imposible para los paneles solares.

1.3.1 Componentes del Acumulador

En la figura 1.13 se muestra una vista de un acumulador eléctrico, de dicha figura se pueden identificar las siguientes partes constituyentes:

- 1 Placas Positivas
- 2 Placas Negativas
- 3 Separador Aislante (para separar las placas de diferente polaridad aislándolas entre sí).
- 4 Recipiente o Vaso
- 5 Postes o Terminales
- 6 Válvula de Escape (en caso de elevación de presión por generación de gases)

El electrolito es la solución/gel en la cual se encuentran sumergidas las placas.

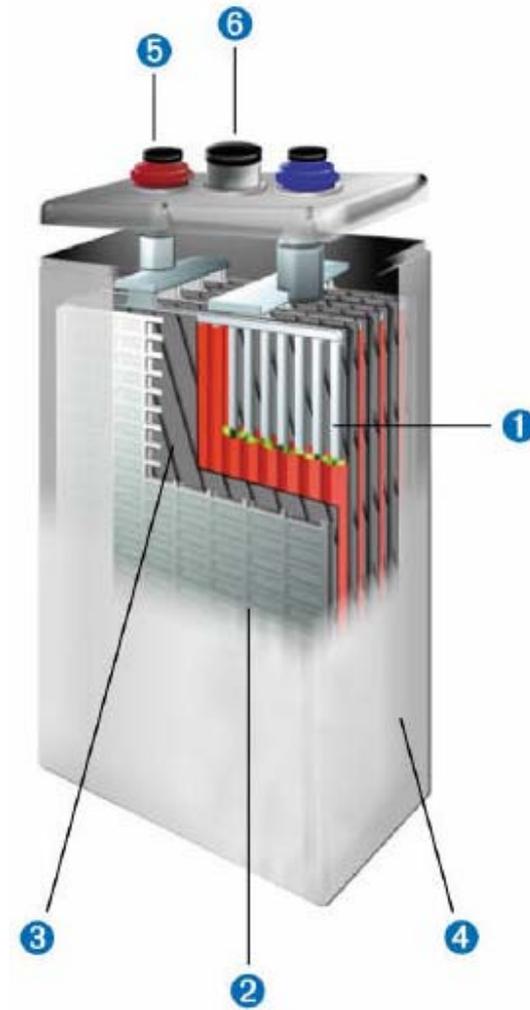


Fig.1.13 Componentes de un Acumulador Eléctrico

1.3.2 Características Principales en Un Acumulador Eléctrico

Existen tres parámetros que son los indispensables conocer para identificar y tener una buena idea de las capacidades y desempeño de una batería, estos parámetros son los siguientes:

- Tipo: Se refiere a los componentes y tipo de construcción del acumulador, entre las más importantes y utilizadas se encuentran las de plomo-ácido con electrolito líquido, plomo-ácido con electrolito

gelificado (conocidas como baterías de gel o selladas) y el acumulador de níquel-cadmio.

- Capacidad: Se suele expresar en amperios por hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga, y se define como la cantidad de electricidad que puede obtenerse durante una descarga completa del acumulador completamente cargado. Esta capacidad es el producto de la intensidad de corriente de descarga por el tiempo en que ésta actúa, calculada hasta que se alcanza la tensión final. Por ejemplo, si tenemos un acumulador de 100 Ah medido a 5 horas, quiere decir que la batería puede entregar 20 Amperios durante 5 horas.

La capacidad disponible en una batería se ve afectada básicamente por la temperatura a la que se encuentre sometida, aumentando al aumentar la temperatura y viceversa.

- Tensión: Debido a que la batería se puede considerar como una fuente de voltaje directo, se debe de especificar el voltaje que ésta presenta entre sus dos bornes (positivo y negativo). Usualmente se tienen valores de 2V y 12V.

1.3.3 Tipos de Acumuladores Eléctricos

Tal vez los acumuladores más conocidos son los usados en los automóviles, los cuales son comúnmente llamados “automotrices o de arranque”. Sin embargo, este tipo de batería no es usada en las instalaciones fotovoltaicas, pues están hechas especialmente para entregar grandes intensidades de corrientes durante un corto tiempo, es decir, sólo para el arranque del motor del auto. En cambio, en una instalación fotovoltaica, se necesita de un banco de baterías que pueda entregar una moderada cantidad de corriente durante un prolongado período de tiempo.

Debido a ello, en las instalaciones solares se deben utilizar un tipo de batería denominada “de ciclo profundo” ó “de descarga profunda”, y se le llaman así por el hecho de que pueden ser descargadas a una mayor

“profundidad” que las de arranque, sin sufrir daño significativo; hecho que no se puede realizar en una batería de arranque, pues si se descarga demasiado, la batería es sensiblemente dañada y acortada en gran medida su vida útil.

La “profundidad de descarga” de una batería, se define como el valor de carga, en porcentaje, que se ha sacado de la batería respecto al valor total. Por ejemplo, si una batería es de 200Ah y se le ha sometido a una descarga de 80 Ah, da como resultado una profundidad de descarga de $80/200=0.4=40\%$ de la capacidad total de la batería.

Conociendo ya estos parámetros, se procederá a describir los tipos más importantes de baterías usadas en sistemas fotovoltaicos

- Acumulador de plomo-ácido:

Este acumulador tiene sus placas positiva y negativa construidas de dióxido de plomo y plomo esponjoso respectivamente. Su electrolito está constituido por una solución diluida de ácido sulfúrico y su carcasa es de polietileno o polipropileno.

Durante el proceso de descarga, se produce un aumento de sulfato plúmbico y una disminución progresiva de los elementos que componen las placas, así como la disminución en la concentración del ácido sulfúrico del electrolito; en el proceso de carga ocurre lo inverso a lo ya mencionado.

Las placas de estas baterías están conformadas por pasta de plomo, cuya cantidad determina la capacidad de la batería así como la profundidad de descarga a la que puede ser sometida.

El final de la vida útil de estas baterías se produce por la pérdida de la cantidad de plomo en las placas ó por la insuficiencia en la cantidad de electrolito.

Al final de la fase de carga, la batería desprende gases de hidrógeno y oxígeno, lo que implica una pérdida de agua del electrolito, por

tanto se debe agregar periódicamente agua mineral para evitar que la concentración de ácido sulfúrico exceda los valores requeridos.

Dentro de este tipo de acumuladores existen dos clases: los de descarga superficial, que permiten descargas rutinarias del 10%-15% hasta un máximo esporádico de 40%-45%, y los de descarga profunda, que aceptan descargas diarias de 20%-25% y un máximo esporádico de hasta 80%.

La capacidad de una batería disminuye al incrementar el régimen de descarga (corriente exigida) y aumenta al disminuir la corriente exigida. Lo anterior se puede visualizar en la gráfica de la figura 1.14 para una batería en particular.

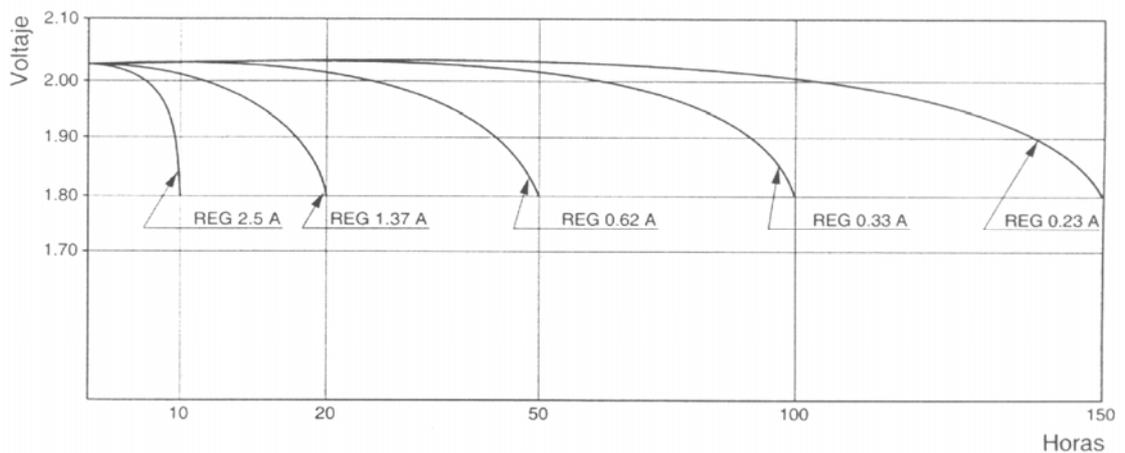


Fig.1.14 Influencia del régimen de descarga en la capacidad de la batería

De la gráfica se observa que a mayor corriente exigida, el voltaje disminuye más rápidamente y la capacidad de la batería disminuye. Por ejemplo, para una corriente de 2.5 A, la batería “dura” 10 horas, proveyendo de una capacidad de $2.5A \times 10h = 25 \text{ Ah}$. Sin embargo para una corriente exigida de 1.37 A se tiene una capacidad de $1.37A \times 20h = 27.4 \text{ Ah}$ y así sucesivamente.

Además, como es imaginable, a mayor profundidad de descarga de una batería, la menor vida útil tendrá. Esto se aplica tanto para las de descarga superficial como para las de descarga profunda. La vida útil de una batería se da en ciclos de carga y descarga, denominados únicamente como ciclos.

Cada batería específica tiene su propio comportamiento y vida útil, sin embargo, las gráficas de las figuras 1.15 y 1.16, que muestran la vida en ciclos respecto a la profundidad de descarga, nos dan una buena idea del comportamiento y diferencia entre las de ciclo superficial y ciclo profundo.

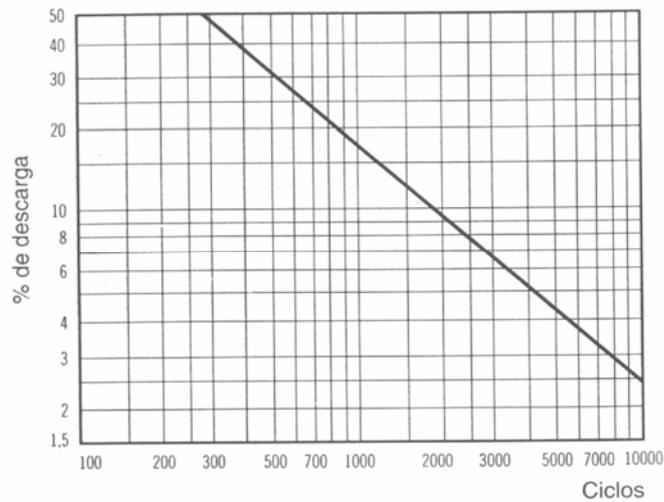


Fig.1.15 Vida útil de un acumulador de ciclo superficial

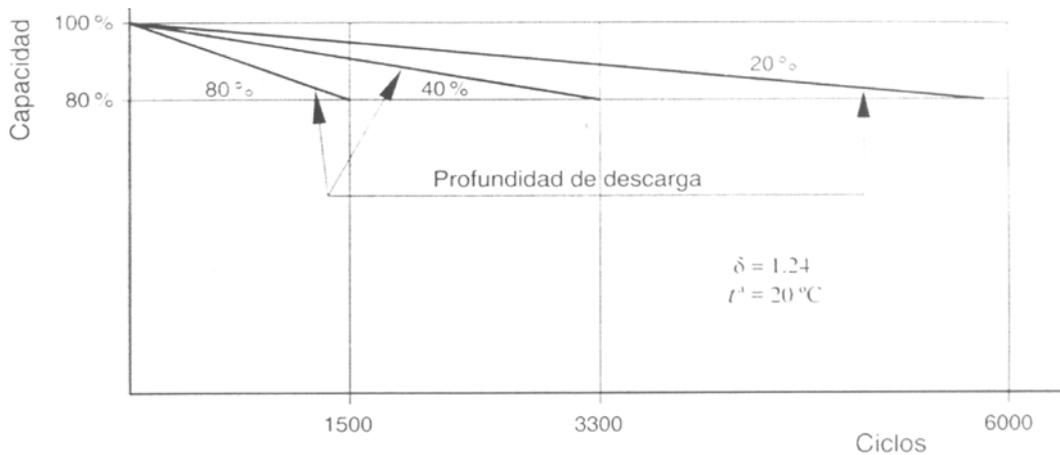


Fig.1.16 Vida útil de un acumulador de ciclo profundo

La totalidad de las baterías se encuentran compuestas por elementos individuales de 2V, los cuales se conectan en serie para lograr el voltaje deseado, el cual podría ser 6V, 12V, 24V, etc. Sin embargo, el voltaje real medido en estos elementos individuales no es exactamente 2V, sino de 2.14V (en circuito abierto) en una batería totalmente cargada a 25°C y el peso específico del electrolito de 1300.

Por otra parte, tenemos que toda batería sufre una autodescarga leve, por tanto, es necesario suministrarle continuamente una corriente de mantenimiento para lograr mantenerlas totalmente cargadas. Para lograr esa corriente de mantenimiento, se debe aplicar un voltaje de 0.2V arriba del voltaje de circuito abierto, es decir, que cada elemento de 2V necesita ser alimentado con un voltaje de $2.14+0.2=2.34V$.

Ahora, si el elemento está totalmente descargado y lo queremos cargar, no aplicaremos los 2.34 V al elemento, pues aunque si se cargaría, eso tomaría demasiado tiempo. Para cargarlo se necesita un voltaje que oscile entre los 2.60V y 2.65V por elemento, siendo el tiempo empleado función de la intensidad de corriente que se le pueda proporcionar, y además cuidando que no se sobrecargue el acumulador, pues eso acorta grandemente su vida útil.

Efecto de la temperatura en el Acumulador:

La temperatura es un valor importantísimo para las baterías, pues de ello puede depender que la sobrecarguemos, o por el contrario, no se alcancen a cargar completamente. Y eso es debido a que el voltaje de carga de la batería es función de la temperatura, a mayor temperatura, menor voltaje de carga y viceversa. Los voltajes de carga para una batería de ciclo superficial libre de mantenimiento son mostrados en la figura 1.17, de donde observamos lo dicho anteriormente. Si fijamos un voltaje de carga por ejemplo a 25°C y la temperatura sube y nosotros mantenemos invariable el voltaje de carga, el resultado será una batería sobrecargada, si por el

contrario la temperatura baja, el voltaje de carga no será suficiente y la batería no logrará cargarse.

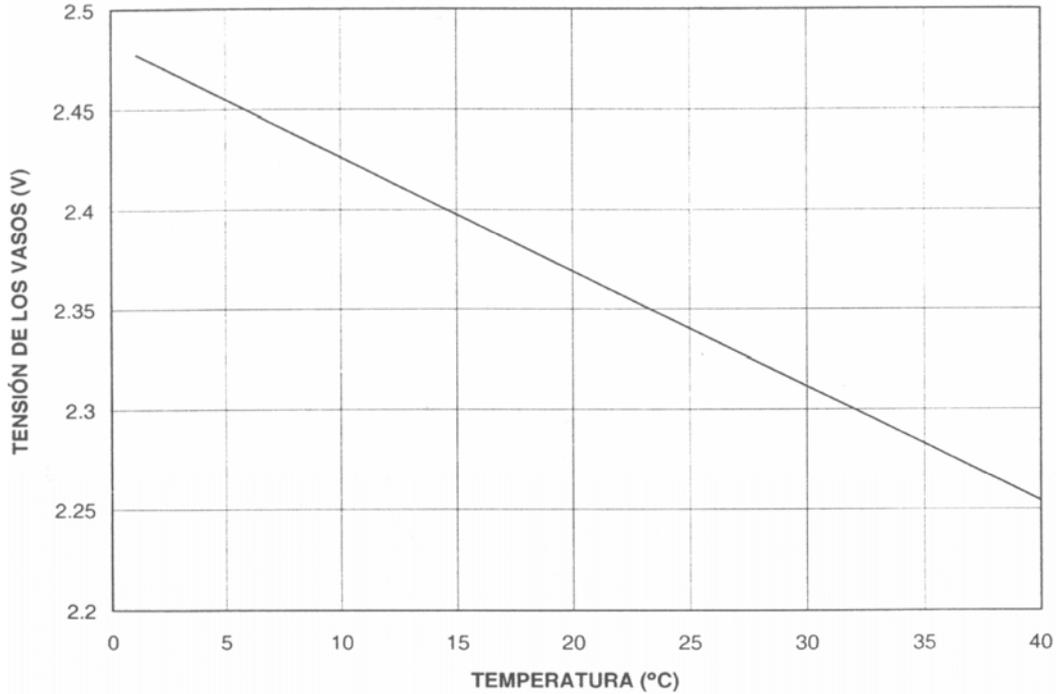


Fig.1.17 Voltaje de carga recomendado para baterías de ciclo superficial libre de mantenimiento

Así como afecta al voltaje de carga, la temperatura también influye en la capacidad de energía disponible de la batería. A mayor temperatura, mayor capacidad disponible y viceversa. En la tabla 1.1 se muestran las capacidades retenidas en función de la temperatura.

Temperatura (°C)	30	25	16	4	-7	-18	-29	-40	-51
Capacidad (%)	105	100	90	77	63	49	35	21	9

Tabla 1.1 Capacidades en función de la temperatura

También se debe verificar que la temperatura del ambiente no sea tan fría como para congelar el electrolito, especialmente cuando está descargada. Para conocer los datos del punto de congelamiento del electrolito para una batería específica se debe recurrir a la hoja técnica proporcionada por el fabricante.

- El Acumulador de Gel:

Su estructura y funcionamiento es similar a la de plomo-ácido con electrolito líquido, con la diferencia que el electrolito se encuentra gelificado debido a la adición de un sílice especial. Esto da la ventaja de que no se pierde agua por gasificación y por tanto no se requiere añadir nueva agua periódicamente, es por ello que se les llama “selladas” o “libre de mantenimiento”. Otra ventaja es el hecho de poder colocarlas en cualquier posición, pues el electrolito nunca se derramará, como ocurriría en una de electrolito líquido.

- El Acumulador de Níquel-Cadmio:

Este acumulador se diferencia de los de plomo principalmente por los siguientes cuatro aspectos:

1. Soporta profundidades de descargas más elevadas que las de plomo, esto debido a que posee una menor resistencia interna.
2. La tensión es mucho más estable durante la descarga, solamente al final de la descarga (85%-90%) cae a valores abajo del nominal.
3. Posee una vida útil mucho más larga que las de plomo.
4. Resiste mejor las bajas temperaturas, es decir, la disminución en capacidad debido al descenso en temperatura es menor, incluso puede congelarse y no dañarse permanentemente.

Sin embargo, su precio es alrededor de tres veces mayor que las de plomo. Cada elemento en estas baterías posee una tensión de 1.2V, estando formadas sus placas positiva y negativa por hidróxido de níquel y óxido/hidróxido de cadmio respectivamente. Su electrolito suele ser una solución acuosa al 20% de hidróxido de potasio con otros elementos, la cual permanece con la misma densidad durante los procesos de carga y descarga, y por tanto sufre menos y dura mucho más.

- Baterías Herméticas:

Las hay en versión de plomo y níquel-cadmio con las características ya descritas. Estas baterías son de pequeña capacidad (0.5Ah-65Ah aproximadamente), libres de mantenimiento, y que pueden ser colocadas en cualquier posición sin derramar electrolito, no emiten gases, tienen un amplio rango de temperatura de trabajo (-60°C a 60°C en algunos modelos) y tienen una gran resistencia mecánica contra golpes y vibraciones.

Este tipo de baterías son usadas en instalaciones donde el consumo es bajo o durante cortos periodos de tiempo. Además son susceptibles a ser usadas en lugares de difícil acceso, ya que son libre de mantenimiento durante su vida útil.

1.4 Convertidores DC/AC

La transformación del voltaje continuo a voltaje alterno es necesario en todos los procesos en los que se parte de una fuente generadora que proporciona una tensión continua. (Celdas solares, celdas de combustible, etc.) O bien de un medio de almacenamiento en el que la energía eléctrica se ofrece como corriente continua (baterías). Los convertidores electrónicos que realizan la conversión CC-CA se denominan inversores. Se distingue entre inversores con *conmutación a frecuencia fundamental de salida*, con técnicas multinivel, e inversores con *conmutación a alta frecuencia y salida sinusoidal*, en este apartado se analizarán estos últimos por ser en la actualidad los más interesantes y extendidos. La salida alterna sinusoidal se consigue por medio de la técnica denominada modulación de anchura de pulso con onda de referencia sinusoidal (“Sinusoidal Pulse Width Modulation” o SPWM)

Inversores por modulación de ancho de pulso

Este tipo de inversores tienen una forma de generar señales senoidales partiendo de señales continuas verdaderamente originales. En la Fig.1.18 se muestra en primer lugar el tipo de onda que se pretende obtener (una senoidal convencional) y en segundo término, lo que verdaderamente se obtiene no se puede decir que ambas señales se parezcan mucho.

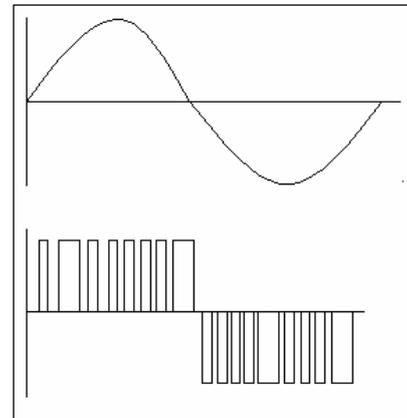


Fig.1. 18 Ondas senoidal y modulada

Si la segunda onda correspondiese con la tensión aplicada a un motor, de ninguna manera se podría afirmar que ese motor se está alimentando con una tensión senoidal; quizás la corriente que tomase el motor, teniendo un filtro, sí pudiera parecer más senoidal, pero desde luego la tensión que la origina de ninguna manera es senoidal.

A pesar de esta primera contrariedad, el método P.W.M. es extremadamente popular en la generación de sistemas de alimentación de frecuencia variable, pues tiene una ventaja que lo destaca del resto: ya que con este método es extremadamente fácil controlar la frecuencia de la tensión de salida. Como se apreció en la figura 1.18, la esencia del método consiste en generar un tren de pulsos de altura fija, pero de ancho “más o menos” proporcional a la amplitud de la onda.

1.4.1 Funcionamiento básico de un inversor de puente completo.

En un inversor de puente completo hay una carga en medio de cuatro transistores de potencia, los cuales se alimentan con tensión continua según se muestra la Fig. 1.19. Dependiendo de cómo se encuentren los transistores (cortados o saturados) se podrá hacer que con una única alimentación, la corriente que pase por la carga tenga dos sentidos.

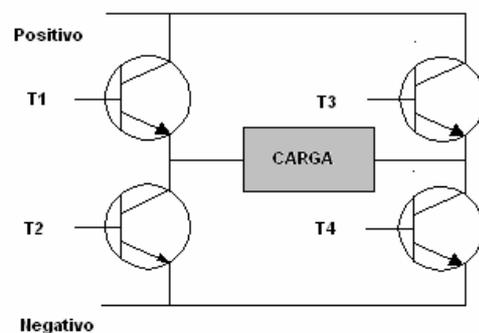


Fig.1. 19 Inversor puente completo

Si se activa el transistor T_1 y T_4 la corriente circulará de izquierda a derecha, tal como se muestra en la Fig.1.20 y cuando se active el transistor T_2 y T_3 la corriente circulara de derecha a izquierda Fig.1.21

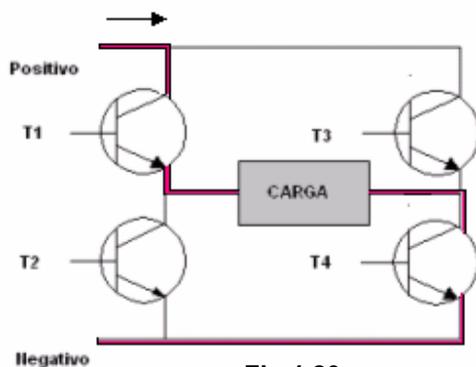


Fig.1.20

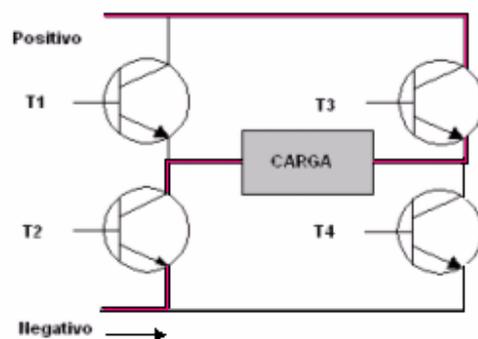


Fig.1.21

Para conseguir que se alternen los transistores en la conducción, un procedimiento consiste en disponer como tensión de alimentación de las bases de los transistores las salidas de dos comparadores. El comparador A controla T1 y T2 y el comparador B controla T3 y T4, de forma que nunca los dos transistores estén conduciendo simultáneamente, ya que esto provocaría un corto circuito.

Hay tres señales que gobiernan el funcionamiento de los comparadores: $vent(t)$ (común para los dos), $vx(t)$ y $vy(t)$ (específicas de cada uno de los comparadores).

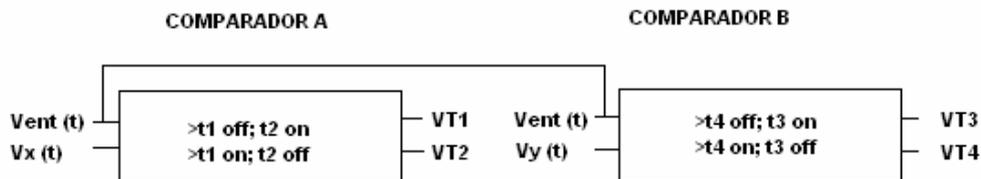


Fig.1.22 comparadores

El funcionamiento de los comparadores se muestra en la Fig.1.22. Para el comparador A, si la señal mayor (se trata de un comparador que determina qué señal de las dos entradas es la mayor) es la tensión $vent(t)$, entonces se activa T2 y se corta T1, con lo que se consigue que la tensión en el nodo u sea cero voltios; mientras que si la tensión mayor es $vx(t)$, entonces se hace conducir a T1 y se desconecta T2, con lo que la tensión en el nodo u es ahora la máxima, es decir V_{cc} . Para el comparador B las señales de entrada son $vent(t)$ y $vy(t)$, y el funcionamiento es tal que si la tensión mayor es $vent(t)$ entonces se hace conducir a T3 con lo que se consigue que en el nodo v la tensión sea la máxima, y si la mayor es la tensión $vy(t)$ entonces se hace conducir a T4.

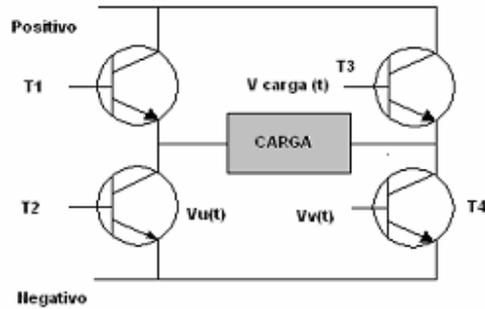


Fig.1.23 Diferencias de potencial en cada nodo

Las tensiones $v_x(t)$ y $v_y(t)$ corresponden con formas de onda triangulares con un desfase de 180° (en todo momento $v_x(t) = -v_y(t)$); las dos ondas son fijas en cuanto a frecuencia y amplitud Fig.1.24

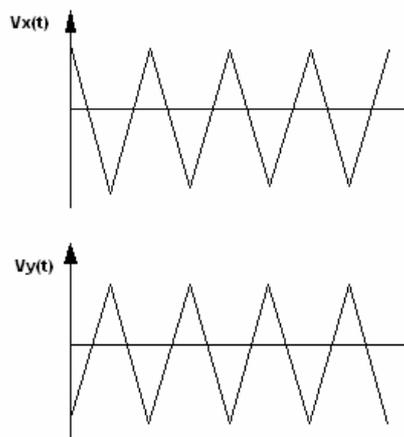


Fig.1. 24

Dependiendo de la tensión de entrada a los comparadores, las tensiones en los nodos u y v variará y en consecuencia la tensión en la carga (resta de las tensiones en esos nodos) también lo hará. Así por ejemplo, si la tensión de entrada es nula, la tensión en la carga también Fig. 1.25

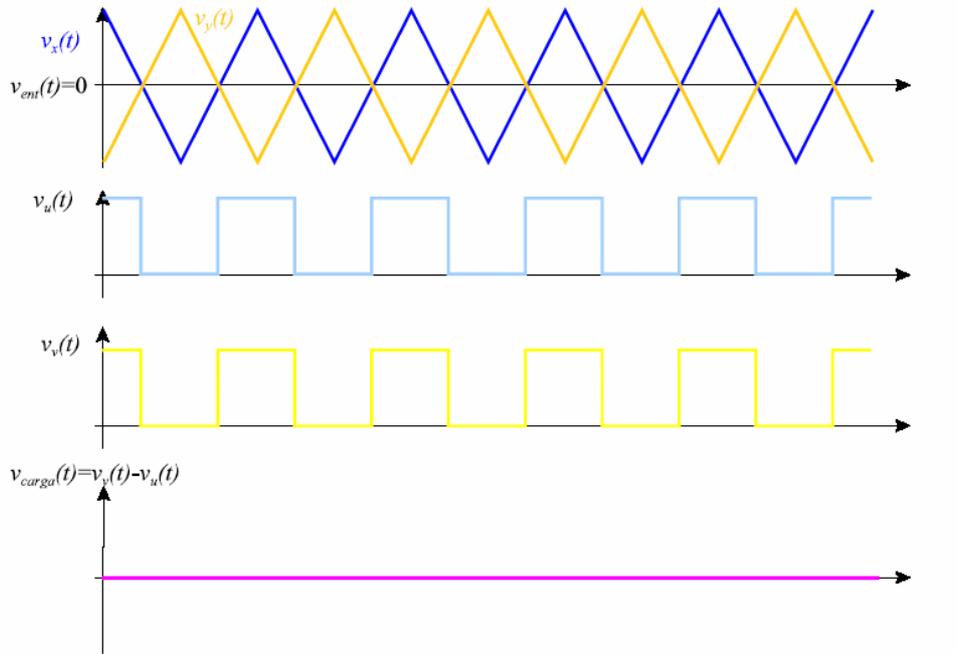


Fig.1.25

Para diferentes valores de la tensión de entrada las tensiones resultantes en la carga tendrían las siguientes formas. Fig.1.26 y Fig.1.27

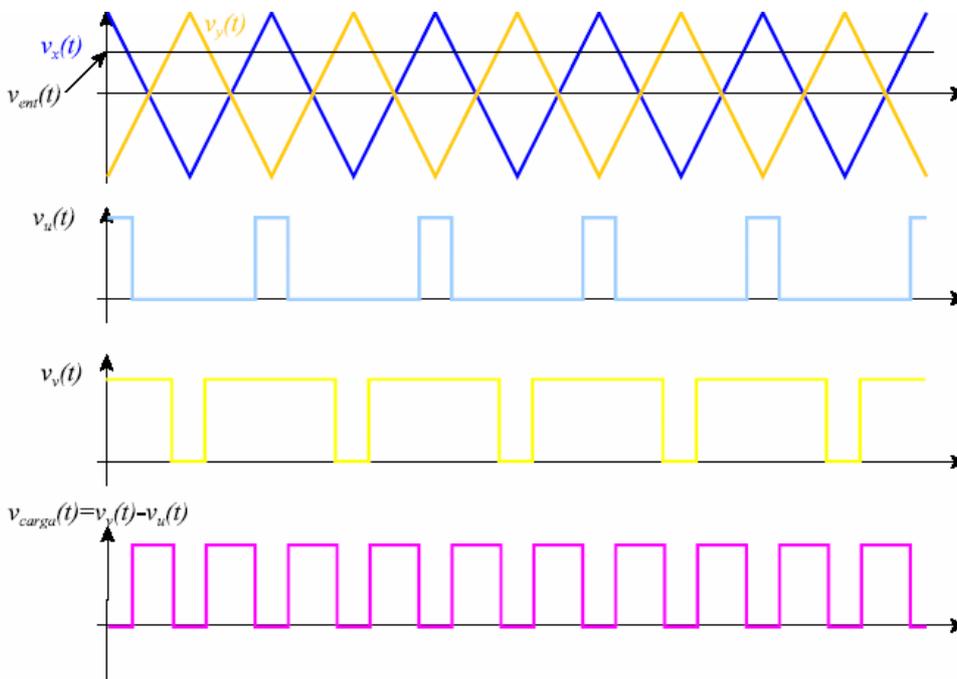


Fig.1. 26

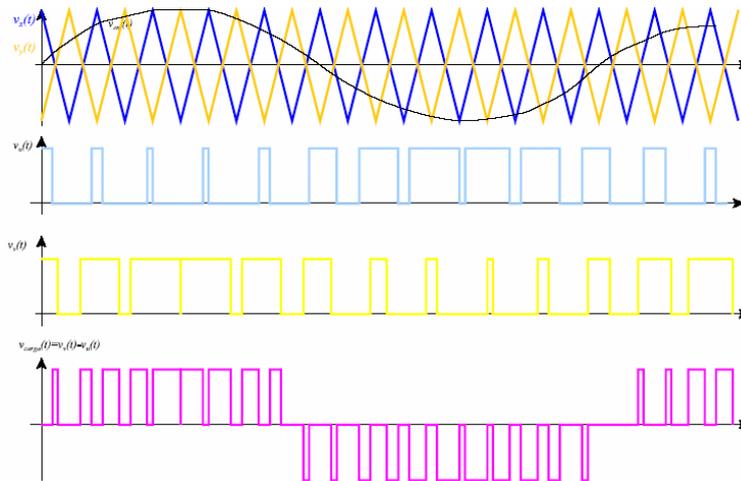


Fig.1. 27

Y si finalmente, la tensión de entrada se hace variar senoidalmente, la tensión en la carga tendrá un aspecto como el deseado en un principio, de modo que al final, dependiendo de la frecuencia y amplitud de la señal de entrada, se consiguen señales de frecuencia y amplitud “equivalentes”, pero moduladas según su ancho de pulso Fig.1.28

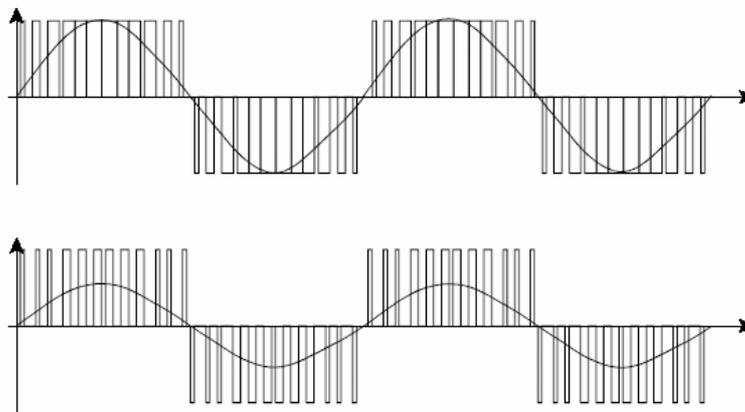


Fig.1.28

1.4.2 Inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos conectados a la red

La finalidad de los inversores conectados a la red es la de adaptar las características de la corriente continua generada en las placas solares a la corriente alterna de la red. El inversor debe introducir a la red eléctrica la mayor cantidad posible de energía generada por las placas solares pero al mismo tiempo tiene que ser capaz de responder ante posibles situaciones críticas que pueda

encontrarse, como fallo del suministro, cambio de frecuencia, picos de sobretensiones, además de la constante variación en el campo fotovoltaico.

Para que la potencia eléctrica generada por paneles fotovoltaicos pueda ser inyectada a la red o ser usada por cargas AC, es necesario que se haga la conversión de una potencia en corriente directa a una en corriente alterna. En un sistema fotovoltaico es necesario que se tenga un flujo de energía en una dirección predefinida

Los inversores conectados directamente a la red eléctrica, necesitan de un buscador del máximo punto de potencia, el cual consiste en ajustar continuamente la impedancia de la carga y de esta forma tomar la máxima potencia posible del sistema de generación fotovoltaico.

Actualmente existen dos grandes grupos de inversores, los autoconmutados y los conmutados de línea (Fig. 1.29).

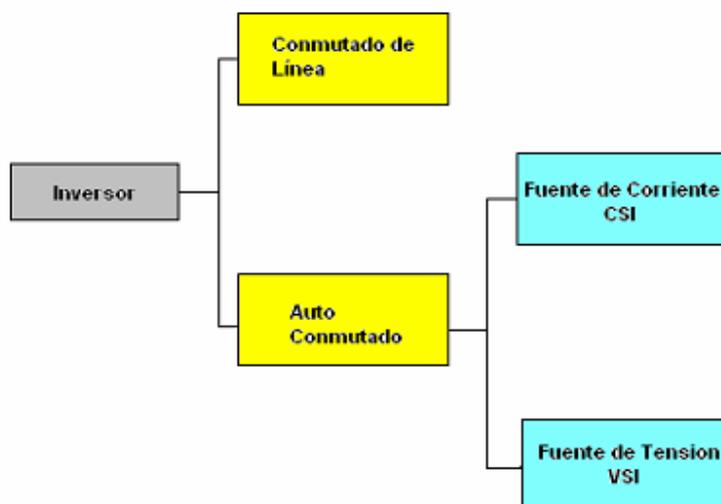


Fig.1.29

El primer tipo de inversor, disponible comercialmente, para ser usado en instalaciones fotovoltaicas, era el inversor conmutado por línea. Luego, se usaron los inversores autoconmutados, los cuales hacen uso de la técnica de modulación

de ancho de pulso (PWM), además de poseer transformadores que pueden trabajar con frecuencias altas. Con este tipo de inversores se puede controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente. En la parte alterna, permiten ajustar el factor de potencia y reducir la corriente armónica, y son muy resistentes a la distorsión de la red.

Gracias a todas esas ventajas, la mayoría de inversores que se usan en aplicaciones fotovoltaicas, son los inversores del tipo auto conmutado.

Los inversores autoconmutados se dividen en dos grandes grupos:

- Inversores en fuente de corriente (CSI)
- Inversores en fuente de tensión (VSI)

Los inversores en fuente de corriente (CSI), hacen uso de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua. Mientras que los inversores en fuente de tensión (VSI), la fuente de entrada constante es de tensión. Para el caso de los sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua de los paneles solares constituye la fuente de tensión del inversor.

Hace algunos años se utilizaba un único inversor que era el encargado de realizar la conversión de todo el sistema, pero la tendencia ha sido hacia las concepciones modulares, en las que pequeños inversores se conectan en serie hasta obtener la potencia deseada. Esta tendencia responde a la línea actual de conexión modular de paneles, al conectar grandes sistemas, la eficiencia total puede ser incrementada. Mediante el uso de pequeños inversores, evitando el desacoplamiento de los módulos y reduciendo el cableado en la parte de continua. Todo parece indicar que las tendencias futuras seguirán marcadas por este concepto modular, especialmente en el mercado de los sistemas fotovoltaicos integrados, gracias a que permite una fácil expansión del sistema. Otra nueva tendencia, en particular entre los inversores fotovoltaicos con tensiones altas de entrada, es la de prescindir de transformador en la entrada del convertidor. Los inversores sin transformador son ventajosos gracias a sus altas eficiencias,

además de beneficios adicionales, como la reducción de costo, tamaño, peso y complejidad. Sin embargo, la falta de transformador, y por lo tanto de aislamiento entre inversor y paneles, debe tenerse en cuenta.

Desde hace 25 años², las nuevas tecnologías basadas en convertidores multinivel se han ido abriendo paso en el campo de las aplicaciones fotovoltaicas con conexión a la red, y actualmente se presentan en el área de las aplicaciones de media y alta tensión como una alternativa de peso a los convertidores de dos niveles tradicionales. La tecnología multinivel se basa en la síntesis de la tensión alterna de salida a partir de la obtención de varios niveles de tensión del bus de continua. Cuanto mayor es el número de niveles de tensión de entrada continua, más escalonada es la forma de onda de la tensión de salida, de modo que tiende cada vez más a una onda senoidal, minimizándose así la distorsión armónica. La primera patente en topologías multinivel apareció en 1975. En ella, figura el primer inversor en cascada que conecta en serie módulos de inversores en puente completo y con fuentes de tensión independientes para generar una tensión de salida alterna escalonada. A través de la manipulación del inversor en cascada con diodos bloqueando las fuentes, surge el inversor multinivel Diode-Clamped. La topología Diode-Clamped adquirió también el nombre de Neutral-Point-Clamped (NPC), al ser utilizada por primera vez en un inversor de tres niveles en el que el nivel medio de tensión se definió como el punto neutro. Gracias a que el inversor NPC permite doblar el nivel de tensión aplicada, esta topología prevaleció en la década de los 80. Pese a que la topología en cascada fue inventada antes, sus aplicaciones no tuvieron éxito hasta mediados de los 90. Gracias a la gran demanda de inversores de media tensión y alta potencia, esta topología ha despertado un gran interés. La siguiente topología multinivel en aparecer en la lista de patentes estadounidenses fue la definida como Flying Capacitor, o Capacitor-Clamped, que surgió en la década de los 90 y que también presenta múltiples ventajas. Hoy en día, los inversores multinivel ofrecen múltiples ventajas respecto a los inversores convencionales de dos niveles, y su uso está

² Tomado de "Edificios Conectados a la Red Eléctrica". Instituto de Energía Solar, Universidad politécnica de Madrid

ampliamente extendido en aplicaciones de alta potencia con niveles medios de tensión. Pese a que los inversores multinivel marcan una clara tendencia de futuro y ya existen múltiples aplicaciones con motores y turbinas eólicas, su uso aún no está implantado en el campo de las energías fotovoltaicas. La proliferación de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red hace cada vez más presente el efecto nocivo que producen ciertos fenómenos en las redes y los equipos. Un caso claro es el del cada vez más importante efecto "islanding". Este efecto se produce cuando, al desconectarse intencionadamente la red eléctrica de los equipos, el inversor no detecta esta caída y continúa alimentando a las cargas con la energía que recibe de los paneles, con lo que se crea un sistema aislado susceptible de crear daños en las cargas y personas.

1.4.3 Características de los Inversores Conectados a la Red Eléctrica.

Los inversores que se utilizan para inyectar potencia a la red eléctrica deben cumplir con ciertas características mínimas como, seguimiento del máximo punto de potencia del generador fotovoltaico, conexión o desconexión de la red en función de las condiciones de esta y de la irradiancia que incide sobre el generador, detección de pérdidas de aislamiento, medidas de energía etc.

Puesto que la salida de los inversores está conectada a la red eléctrica, el sincronismo con esta es un aspecto fundamental en el funcionamiento del inversor. El control principal debe ser algo prioritario, el cual se realiza mediante un seguimiento muy sensible de cualquier cambio que se de en la red. Ello permite introducir las correcciones necesarias cada cierto tiempo. El control de la red se realiza mediante un circuito analógico, que permite ajustes del sistema, mediciones de tensión, corriente y factor de potencia.

Al arrancar los inversores, hay que esperar un tiempo hasta que empiecen a funcionar, esto se debe a que tienen que sincronizarse con la red. Es necesario que estén conectados a la red para poder arrancar. Para conseguir el mejor

rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles.

A partir de los parámetros de la red eléctrica, de la situación del sincronismo, y el seguimiento del punto de máxima potencia, el sistema de control principal del inversor comunica al generador de forma de onda senoidal S.P.W.M. las acciones a realizar en cada momento. Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión del bus DC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red si la potencia disponible en paneles supera un valor umbral o mínimo.

1.4.4 Partes fundamentales que componen un inversor conectado a la red

Control principal

Realmente se trata de la parte que incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por ancho de pulso (PWM). En el control se incluye también una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

Etapas de potencia

Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada. Es cierto que la reiteración de componentes en el caso de los sistemas modulares hace decrecer la fiabilidad, pero en contra partida nos asegura el

funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo.

Las últimas tecnologías apuestan firmemente por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores que los que no usan alta frecuencia para su funcionamiento.

No obstante, el empleo de tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo coste, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque a decir verdad, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 Kw. a 5kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación en cualquier lugar de la vivienda fotovoltaica conectada a la red.

Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

Control de red

Se trata de un modulo clave del conjunto del inversor, ya que su misión es hacer de interfase entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. En este circuito recae la tarea de sincronizar perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (Control principal + etapa de potencia) a la de la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc.

Seguidor del máximo punto de potencia

Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. En otras palabras, se encarga constantemente de mantener el punto de

trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

1.5 Reguladores de Carga

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles FVs es nulo. Al amanecer, atardecer o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden cargar las baterías. En este último caso el control de carga cumple un rol pasivo, aislando el banco de acumulación del bloque de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los paneles supera al del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Es entonces cuando el control de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito.

Los módulos fotovoltaicos siempre tienen una tensión nominal superior a la tensión nominal de las baterías o acumuladores usados en las instalaciones. Este hecho es debido fundamentalmente a dos causas:

- La tensión del panel debe ser más elevada, para paliar la disminución que se puede producir debido al aumento de temperatura.
- La tensión a circuito abierto del panel fotovoltaico debe ser siempre mayor que la tensión máxima de batería, para poder cargarla adecuadamente.

La misión del regulador se centra, por lo tanto, en evitar que, debido a una sobrecarga excesiva proporcionada por el panel, este pueda en algún momento causar perjuicios al acumulador, acortando la vida del mismo. En definitiva, el regulador de carga es un equipo capaz de evitar la sobrecarga del acumulador a la vez que limita la tensión de la batería a unos valores adecuados para el mantenimiento, en estado de flotación, del grupo de baterías.

La misión del regulador de carga es de suma importancia en la mayoría de los casos, ya que estamos trabajando con una fuente de energía totalmente variable y estacional. Supongamos, por ejemplo, un consumo fijo durante los días del año. Si calculamos el número de módulos solares necesarios, lógicamente debemos

tomar como base la radiación invernal para asegurar el correcto funcionamiento del sistema en la peor época. Sin embargo, esto nos da pie para pensar que, cuando llegue el verano, el valor de la radiación puede duplicarse, por lo que la producción sería el doble de la calculada para la estación invernal y, por el contrario, el consumo sería mismo. De no existir un sistema regulador, se produciría un exceso de corriente que sería capaz de hacer hervir el electrolito, con la consiguiente pérdida de agua y deterioro del grupo acumulador, al no estar limitada la tensión

Habitualmente el control del estado de carga de las baterías se realiza mediante la medida de la tensión en los Bornes, usando datos proporcionados por los diferentes fabricantes, ya que existe una relación entre estos dos parámetros. De esta forma, el circuito de control del regulador de carga sabe cuando este debe empezar a actuar limitando la corriente proporcionada por el grupo fotovoltaico.

Esencialmente, existen dos grandes grupos de reguladores: Los de tipo Shunt o paralelo y los de tipo serie. La misión de ambos casos es la misma, y se diferencian en la forma de trabajo y presentaciones de cada uno de estos elementos.

1.5.1 Regulador Shunt

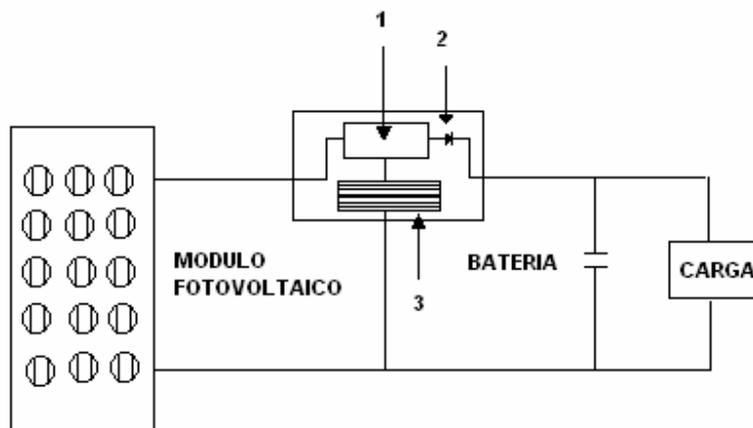
El método tradicional de controlar la carga de las baterías en los sistemas eléctricos solares es el regulador en shunt. Los dispositivos de este tipo, colocados en paralelo con el grupo solar y el sistema de baterías detectan la tensión de los bornes de la batería, y cuando ese potencial alcanza un valor establecido de antemano, crean una vía de baja resistencia a través del grupo solar, derivando con ello la corriente y apartándola de las baterías.

Un diodo en serie, situado entre el regulador en derivación y la batería, impide que la corriente del acumulador retorne a través del regulador o del grupo solar. Como el sistema al que se está dando energía toma corriente de la batería, su tensión en los bornes descenderá hasta que se desconecte el regulador en derivación y se

reanude la carga. Los reguladores del tipo shunt han de disipar toda la corriente de salida del grupo solar cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores térmicos de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y de costo elevado.

Este tipo de reguladores, muy utilizado en los inicios del desarrollo de los módulos fotovoltaicos, está hoy en día en desuso, ya que el avance en los microprocesadores y la electrónica en general ha facilitado el diseño de equipos más compactos y con más prestaciones que las que ofrecían aquellos, todo ello con un costo mucho más contenido y la posibilidad de alojarlos en cajas estancas, cosa que no se podía hacer en el caso de los reguladores shunt, puesto que disipan calor y en consecuencia debe dejarse una salida para su evacuación.

ESQUEMA DE BLOQUES DE UN REGULADOR SHUNT



1. CIRCUITO DE CONTROL
2. DIODO DE BLOQUEO
3. ELEMENTOS DE DISIPACION

1.5.2 REGULADOR SERIE

Como se ha comentado, la tradicional forma de regular la corriente que proviene del panel solar por medio de un regulador tipo Shunt, ha dejado paso, de forma casi universal, a la utilización de los reguladores serie. Estos se basan

lógicamente en el concepto de regulación en serie, en la que el grupo solar se desconecta de los sistemas de baterías cuando se logran un estado de plena carga. En otras palabras, este sistema es equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia, desde el grupo solar al sistema de baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo y la batería cuando esta se encuentra plenamente cargada.

En el regulador serie que utiliza relé electromecánico no se disipa nada de energía en ninguno de los estados, porque cuando esta en la posición de cerrado no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en posición de abierto no hay paso de corriente. La única potencia consumida es la requerida para el propio funcionamiento de los circuitos de control y, en su caso, la producida por la caída de tensión en el diodo de bloqueo, si se le dota de este elemento al regulador.

Los primeros reguladores serie que se empezaron a usar utilizaban relés electromecánicos, pero a medida que se avanzaba en el empleo de los sistemas fotovoltaicos y las potencias y tensiones de trabajo eran mayores, se derivó el uso a relés de estado sólido, que evitaban los considerables tamaños y consumos de las bobinas que necesitaban para su funcionamiento los relés tradicionales, así como la destrucción prematura de sus contactos, especialmente en tensiones de trabajo de más de 24 voltios, debido a los rayos fotovoltaicos que es capaz de producir la corriente continua en estos valores.

Después de lo expuesto, se deduce que la calidad de un regulador serie está íntimamente ligada a la calidad del relé que utiliza, que es el que dará una vida prolongada a este equipo. Hoy en día la totalidad de reguladores serie utiliza relés de estado sólido, con una circuitería de control más o menos sofisticadas que hará que sus funciones sean más o menos avanzadas en cuanto a regulación de carga se refiere. Si enumeramos las funciones mínimamente necesarias para que un regulador de carga tipo serie, con uso en sistemas fotovoltaicos, sea válido a los requerimientos de carga tecnológicamente disponibles en la actualidad, deberíamos exigirle como mínimo los siguientes condicionales:

Relé de estado sólido, de elevada fiabilidad de funcionamiento en el tiempo

Selección automática de la tensión de entrada, como mínimo en valores estándar de 12 V y 24 V nominales.

Sistema de regulación en fases diferenciadas, que nos proporcione una carga adecuada de los acumuladores, evitando el todo o nada de los primeros reguladores serie que se usaban relés tradicionales. Esto se consigue mediante el uso de microcontroladores que implementa una variación en las tensiones de carga que mejora sustancialmente el nivel de carga de los acumuladores, llegando incluso a la carga completa y equilibrada 100%

Variación de los niveles de carga con la temperatura, mediante un sensor externo o interno que modifique dichos niveles en función de la temperatura ambiente a que se encuentre el acumulador, asegurando de esta forma una carga adecuada a la batería y evitando la falta de carga o la sobrecarga por variaciones de la temperatura. Esta función es especialmente importante en países donde la diferencia de temperatura entre el invierno y el verano es considerable.

Los reguladores serie utilizados hoy en día para el control de carga de la batería de acumuladores nos aseguran un eficaz trabajo y una mayor vida de los sistemas fotovoltaicos. En la medida que el sistema de regulación realice fases de carga diferenciadas, podremos asegurar un mayor y mejor nivel de carga, lo cual redundará, sin duda, en el mejor aprovechamiento de los recursos de almacenamiento del acumulador y, como consecuencia, en una mayor disposición de energía útil.

1.6 ESPECIFICACIONES TECNICAS.

En el anexo 1 se muestra la oferta del mercado, en cuanto a productos fotovoltaicos se refiere. Esta investigación se desarrolló, haciendo uso de Internet, y también por medio de visitas a los diferentes distribuidores de materiales eléctricos en el país.

De acuerdo a esta investigación, podemos decir que la disponibilidad de elementos para una instalación fotovoltaica en El Salvador es muy poca.

A excepción de unos cuantos distribuidores, como el caso de TECNOSOLAR e Ingeniería Electrónica entre otras.

En el anexo 1, se muestran las hojas técnicas de los elementos necesarios en la instalación solar, con datos relevantes como voltajes, corrientes, potencias etc. Los cuales serán ocupados posteriormente.

En el capítulo II se muestran diagramas eléctricos (Con especificaciones técnicas reales), y se hace el dimensionamiento de la instalación, de acuerdo a los datos técnicos recogidos en el anexo 1. Con estas especificaciones técnicas, mostramos al lector, una oferta técnica real, de nuestra instalación solar fotovoltaica.

CAPITULO II

DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

El dimensionamiento de la instalación fotovoltaica es la parte más importante de todo el proyecto, pues de ello depende no solo el correcto funcionamiento del sistema solar a proponer, sino también la rentabilidad que este pueda tener durante su vida útil.

Por una parte, una instalación solar dimensionada en forma insuficiente prestará un servicio discontinuo, el cual será de poca o nula utilidad; por el otro lado, una instalación sobredimensionada dará un servicio excelente, pero su rentabilidad económica será seguramente nula. Además, del correcto dimensionamiento de cada uno de los dispositivos dependerá su seguridad contra accidentes eléctricos que puedan causar daños materiales o personales, como lo puede ser el sobrecalentamiento de conductores, pérdidas de aislamiento en borneras, sobrecarga de inversores y baterías, etc.

2.1 El Concepto de Hora Solar Pico (hsp)

Antes de describir la forma de dimensionar nuestro sistema solar, debemos de tener claro lo que es una hora solar pico.

Como es sabido, la radiación solar no es uniforme durante el día, pues inicia desde cero al amanecer, llega a su máximo cerca del mediodía, para luego decrecer hasta desaparecer en la noche. La radiación solar cerca del mediodía es muy cercana a $1000\text{W}/\text{m}^2$, tal como se esquematiza en la figura 2.1. Sin embargo, el tiempo durante el cual se mantiene este nivel de radiación es muy corto, y el objetivo de definir un número de horas solares pico es “resumir” la radiación de todo el día en unas pocas horas en donde se tenga un nivel de radiación de $1000\text{W}/\text{m}^2$. Por tanto, de acuerdo a la figura 2.1 nosotros podemos afirmar que la cantidad de energía que se irradió durante todo el día es igual a la que se irradiara durante un número de HSP (marcada por el rectángulo amarillo).

Por ejemplo, si decimos que en El Salvador se tiene un promedio de 5 hsp, decimos que la energía percibida del sol en un día promedio es igual a la que se recibiera en un día que tuviera cinco horas de mediodía ($1000\text{W}/\text{m}^2$) y el resto de total oscuridad.

De lo dicho anteriormente podemos concluir lo siguiente:

$$1 \text{ hsp} = 1000\text{Wh}/\text{m}^2$$

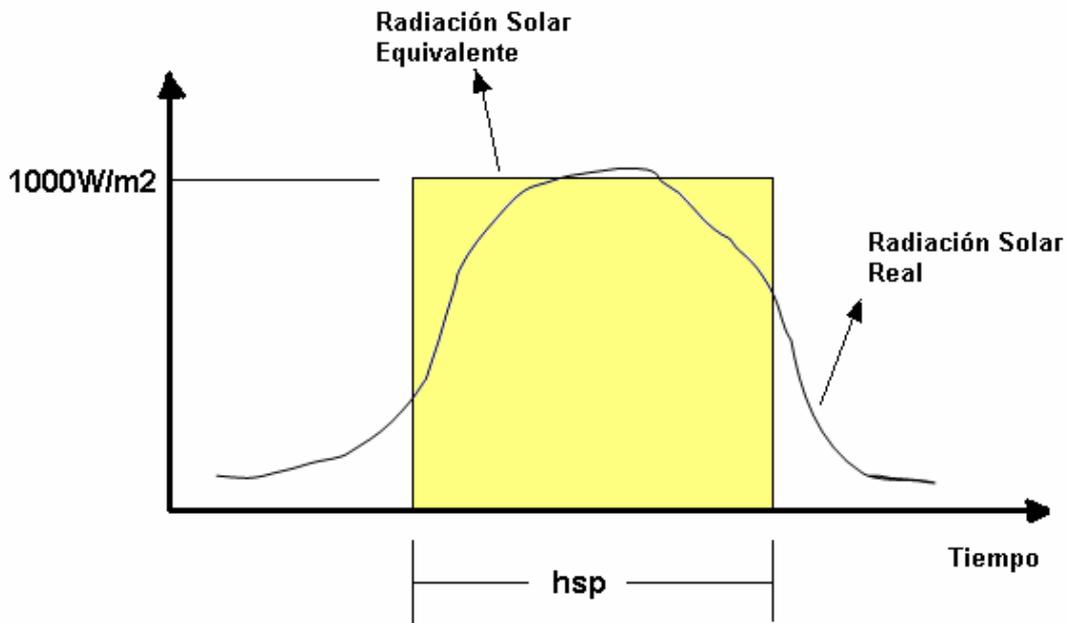


Figura 2.1. El concepto de hora solar pico

2.2 Determinación Del Ángulo Óptimo De Inclinación

El colocar los paneles solares a inclinaciones distintas a la óptima incurre en disminuciones en la cantidad de energía aprovechada diariamente. Por tanto, una de las maneras más fáciles de aumentar la producción de energía por parte de los paneles es colocarlos en una posición tal que su superficie frontal quede el mayor tiempo posible de cara al sol.

El ángulo óptimo en el que los paneles reciben la mayor insolación es el promedio entre el ángulo óptimo en el día 22 de Junio y el día 22 de Diciembre

(día en que el sol alcanza el mayor y menor ángulo de elevación respecto al horizonte para lugares situados en el hemisferio Norte, respectivamente).

Para el caso de El Salvador, específicamente la Ciudad de San Salvador, la posición del sol en el cielo el día 22 de Junio es el mostrado en la figura 2.2

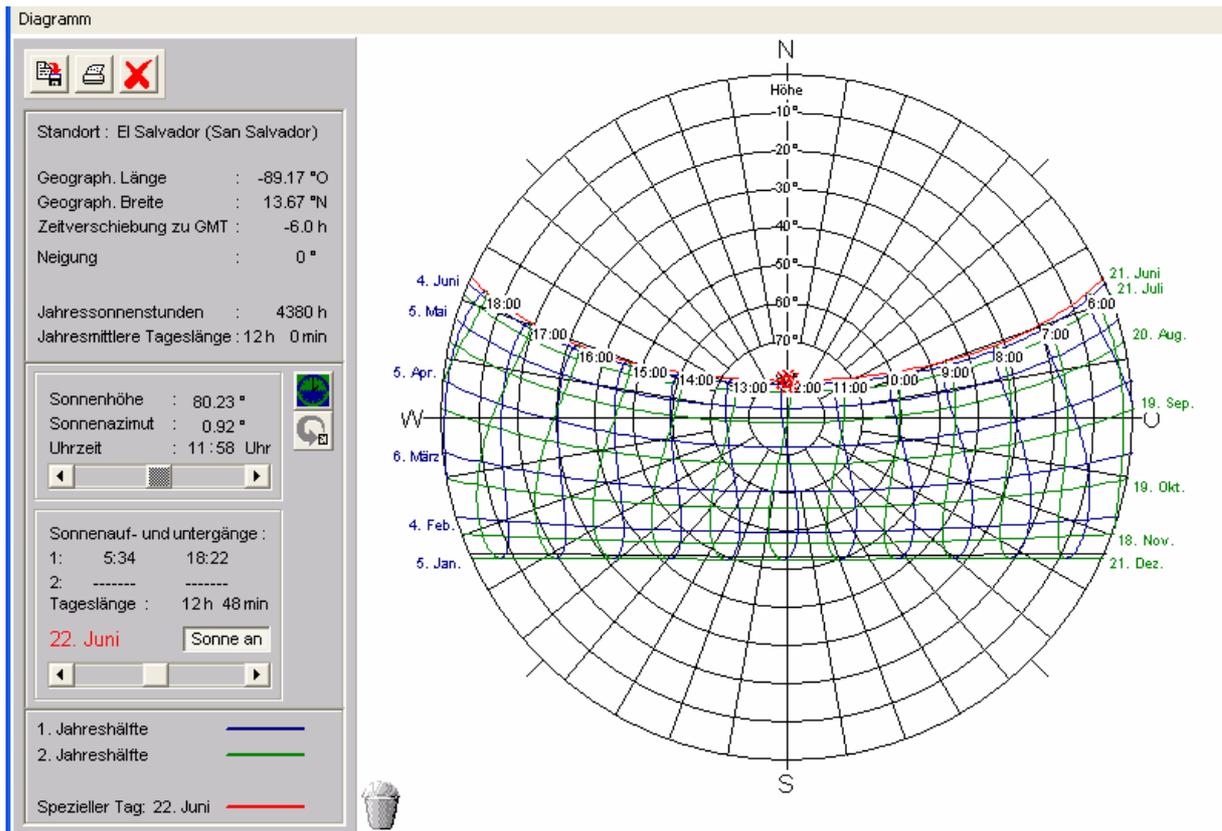


Figura 2.2, Posición del sol al mediodía del día 22 de Junio en la Ciudad de San Salvador¹

De donde se obtiene que el ángulo de elevación es 99.8°.

Mientras que para el día 22 de Diciembre, la posición es la mostrada en la figura 2.3.

¹ Obtenido a través del uso del Software SunOrb™

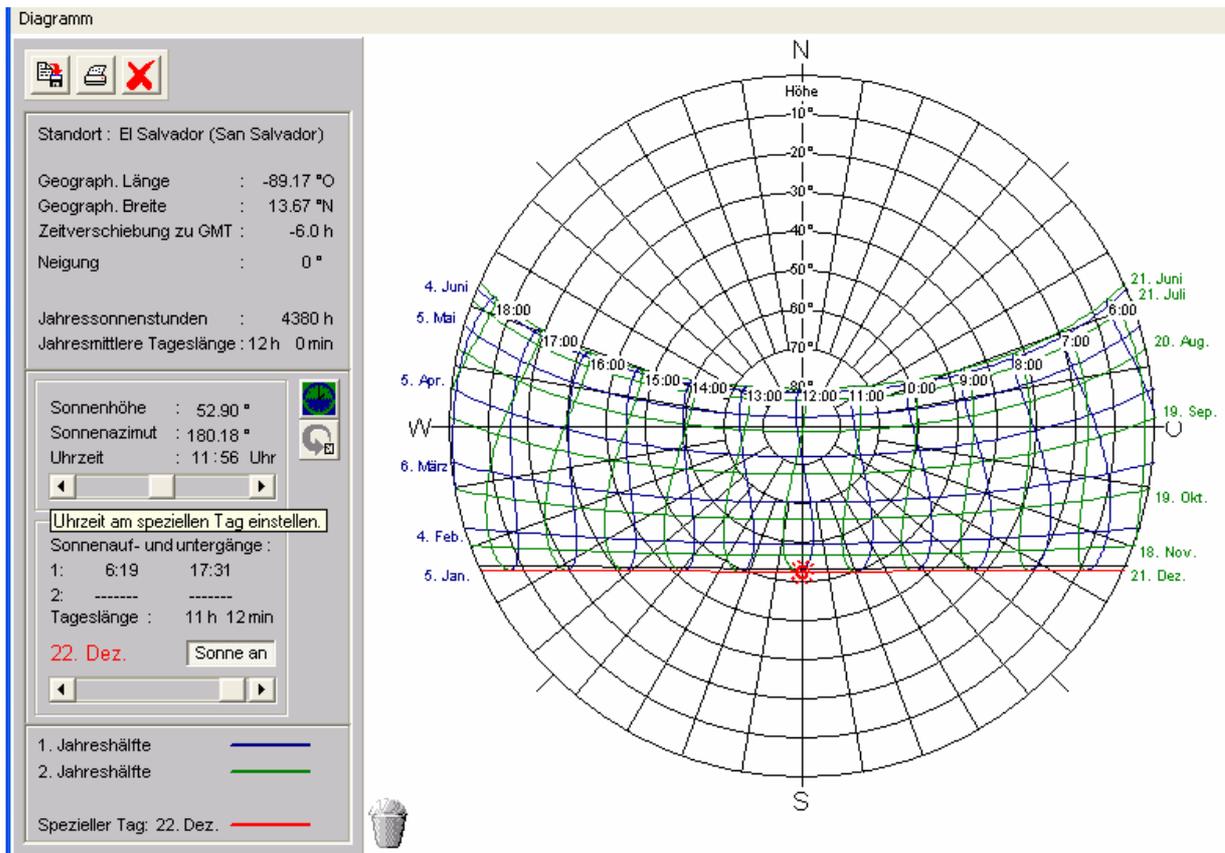


Figura 2.3, Posición del sol al mediodía del día 22 de Diciembre en la Ciudad de San Salvador³

De donde se obtiene que el ángulo de elevación del sol es 52.9°.

Un esquema de ambas posiciones del sol es mostrado en la figura 2.4.

Sin embargo, el ángulo promedio anual al cual se mantiene el sol es de:

$$Ang_prom_anual = (99.8^\circ + 52.9^\circ) / 2 = 76.4^\circ$$

Por tanto, la inclinación respecto a la horizontal a la que deben estar los paneles es de $90^\circ - 76.4^\circ = 13.6^\circ$ hacia el Sur, tal como es mostrado en la Figura 2.5

Pero para fines prácticos, podemos aproximar este ángulo a 15° sin tener pérdidas de energía significativas. Un esquema de la ubicación de los paneles es mostrado en la figura 2.6

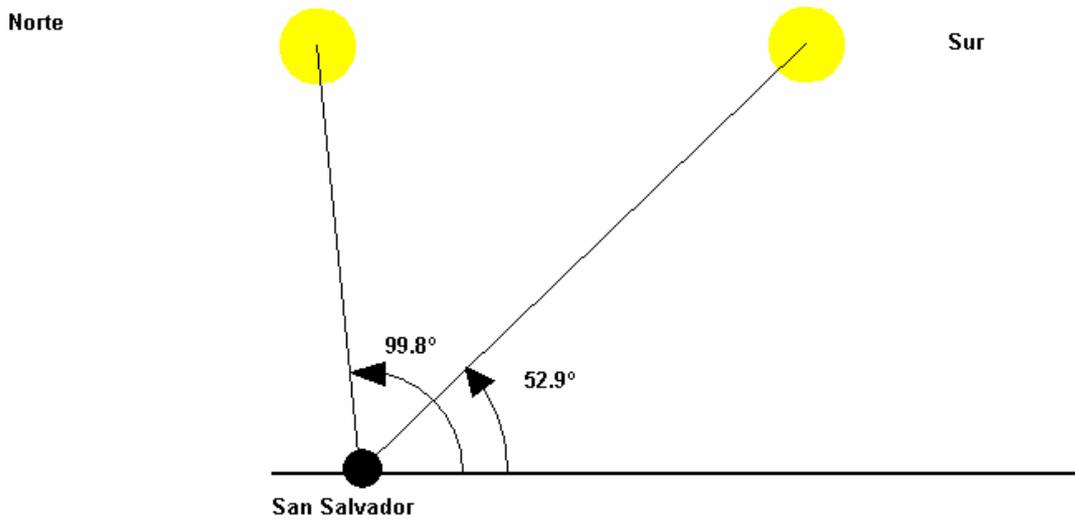


Figura 2.4, Angulo de elevación del sol al mediodía del 22 de Junio y 22 de Diciembre en la Ciudad de San Salvador

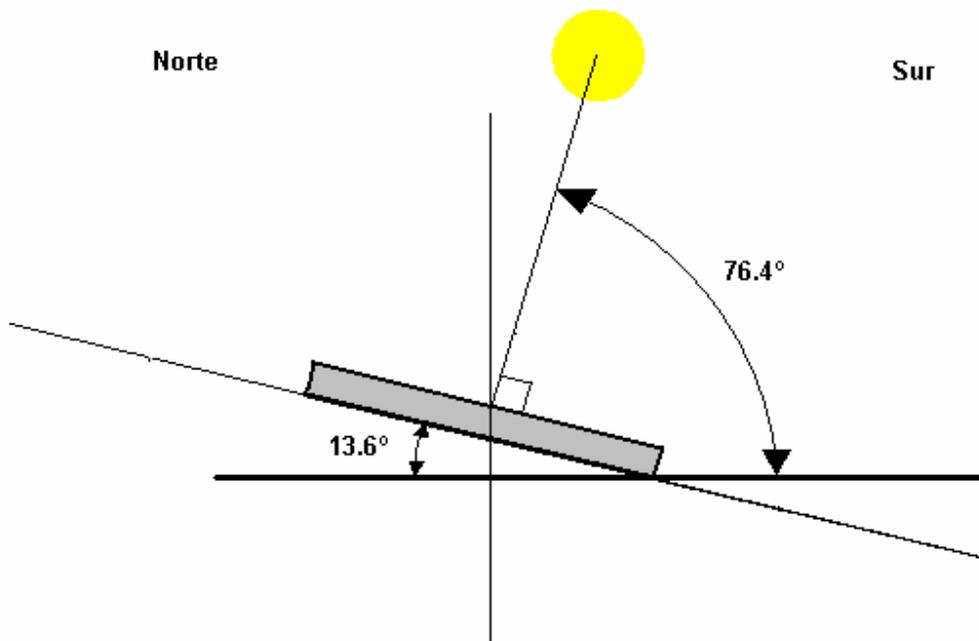


Figura 2.5. Inclinación Óptima de los paneles

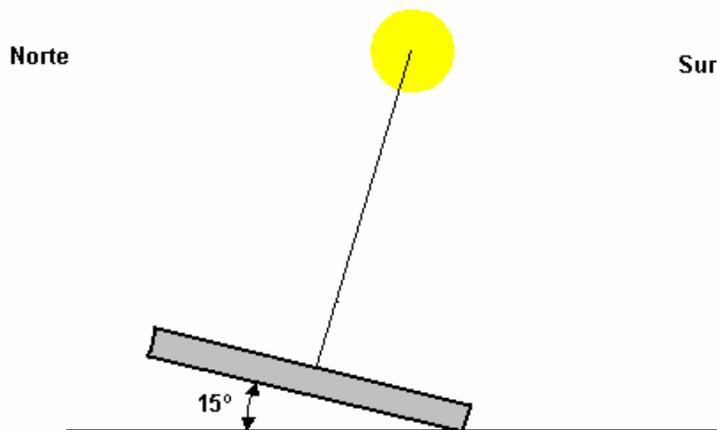


Figura 2.6. Ubicación Final Idónea para los paneles fotovoltaicos

2.3 Obtención De Datos De Radiación Solar Para El Salvador

Para la obtención de un valor real de las horas solares pico en El Salvador recurrimos a las mediciones hechas en la Universidad de El Salvador, cuya gráfica de radiación resultante para un día 6 de Enero es la mostrada en la figura 2.7

En dicha figura se muestra la curva obtenida en base a la radiación incidente sobre una superficie horizontal y otra en base a una superficie inclinada 25° hacia el Sur.

A partir de esas gráficas disponibles fue posible obtener los datos mostrados en la Tabla 2.1

Hora	x	P horizontal (W/m2)	P a 30° al sur (W/m2)
06:30 a.m.	0	0	0
07:30 a.m.	1	85	150
08:30 a.m.	2	317	400
09:30 a.m.	3	474	670
10:30 a.m.	4	615	860
11:30 a.m.	5	685	1025
12:30 p.m.	6	690	1100
01:30 p.m.	7	635	1090
02:30 p.m.	8	504	970
03:30 p.m.	9	337	740
04:30 p.m.	10	122	290
05:30 p.m.	11	0	0

Tabla 2.1 Datos Obtenidos a Partir de las Gráficas de radiación.

Y obtenidas las siguientes funciones aproximadas por regresión²:

- Para la superficie horizontal:

$$P = 0.456x^4 - 11.13x^3 + 55x^2 + 81.8x - 10$$

- Para la superficie inclinada 25° hacia el sur:

$$P = 0.44x^4 - 12.26x^3 + 72.7x^2 + 96x + 0.51$$

En donde las unidades de P son W/m².

Y obtenidos los siguientes resultados finales:

	Superficie Horizontal	Superficie Inclinada 25° hacia el Sur
Área Bajo la Curva (Energía) [Wh/día-m ²]	4487	7351
Horas Solares Pico (HSP)	4.5	7.4

Tabla 2.2 Promedio de HSP en El Salvador

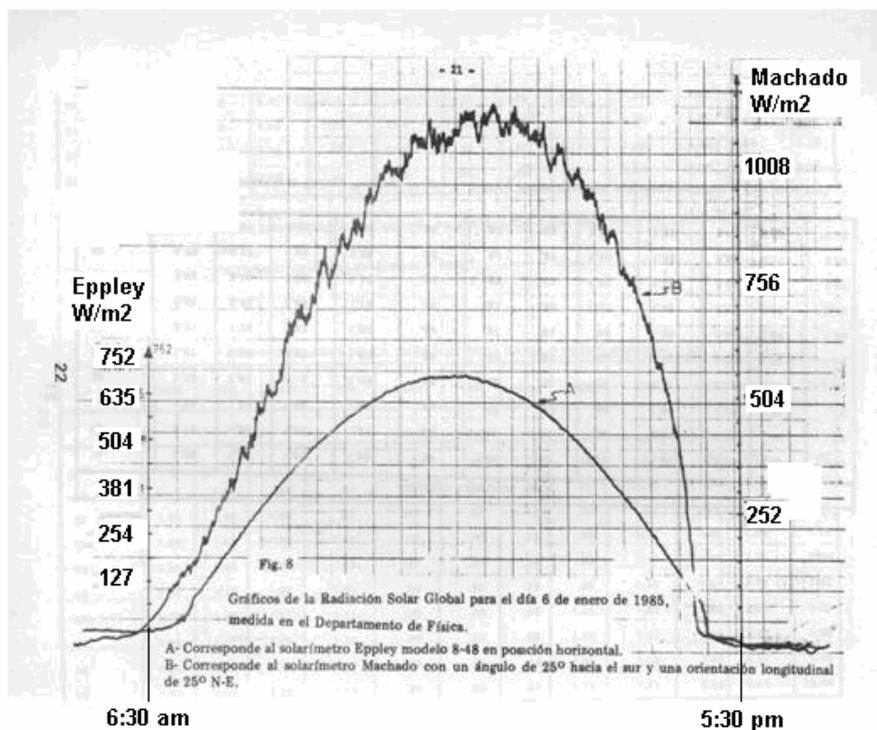


FIG (1) . LA PRESENTE CURVA MUESTRA LA INSOLACION GLOBAL EN W/M² EN FUNCION DE LA HORA DEL DIA PARA UN DIA TIPICO (CIUDAD UNIVERSITARIA , EL SALVADOR , CENTRO AMERICA.) Y MEDIDO CON DOS INSTRUMENTOS EN POSICION FIJA DURANTE LA JORNADA. LA DISTRIBUCION DE RADIACION VARIA CADA DIA A LO LARGO DEL AÑO . INFORMACION TOMADA DEL DOCUMENTO TITULADO "SEMINARIO TALLER APLICACIONES DE CELDAS FOTOVOLTAICAS ; UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA , DEPARTAMENTO DE FISICA. ABRILDE 1985.

Figura 2.7. Mediciones de Radiación Solar hechas en la Universidad de El Salvador

² En el anexo 2 se muestra la manera de hacer la regresión de una ecuación, haciendo uso de Matlab

Sin embargo, para corroborar estos datos se consultaron las mediciones hechas por otras organizaciones, las cuales se presentan en la figura 2.8.

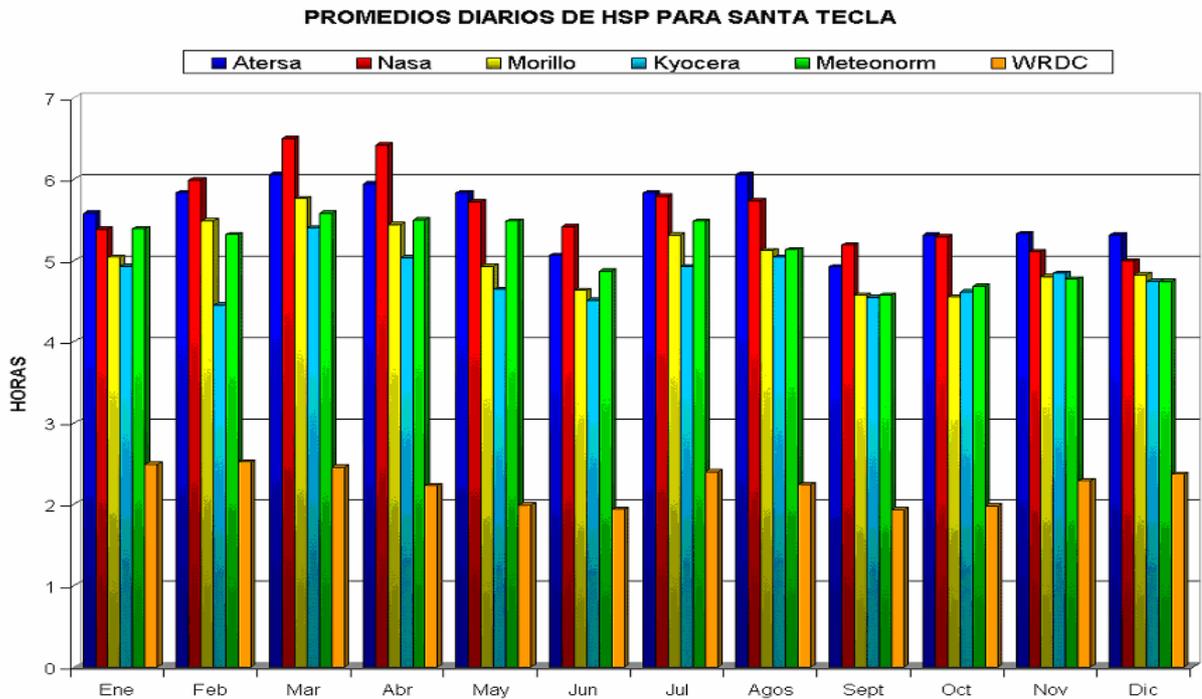


Figura 2.8 Mediciones de Radiación para Santa Tecla en una superficie horizontal

De dichas gráficas observamos que todas las organizaciones, a excepción de WRDC, afirman que para Santa Tecla (cuya radiación solar es prácticamente la misma que en la Universidad Don Bosco y en la Universidad de El Salvador), existen por lo menos 4.5 horas solares pico para una superficie horizontal. Por lo que se ha considerado conveniente y a la vez conservador tomar como dato de diseño una radiación solar de 4.5 HSP para una superficie que se encuentre a su ángulo óptimo de inclinación.

2.4 El Dimensionamiento de Nuestra Instalación Solar Fotovoltaica

Una instalación solar fotovoltaica típica posee la estructura mostrada en la figura 2.9. Se puede observar la presencia de un campo solar fotovoltaico, con paneles solares en paralelo (para aumentar corriente) y en serie (para aumentar voltaje). Los valores de voltaje de DC típicos con que se trabaja en las

instalaciones fotovoltaicas son de 12V, 24V y 48 V. La corriente en DC que necesita suplir el conjunto de paneles fotovoltaicos depende exclusivamente de la potencia de la carga conectada, el tiempo de uso de esta y la cantidad de días de autonomía requerida por la instalación (es decir el número de días que el sistema debe de entregar energía a la carga aún cuando se tenga cero insolación).

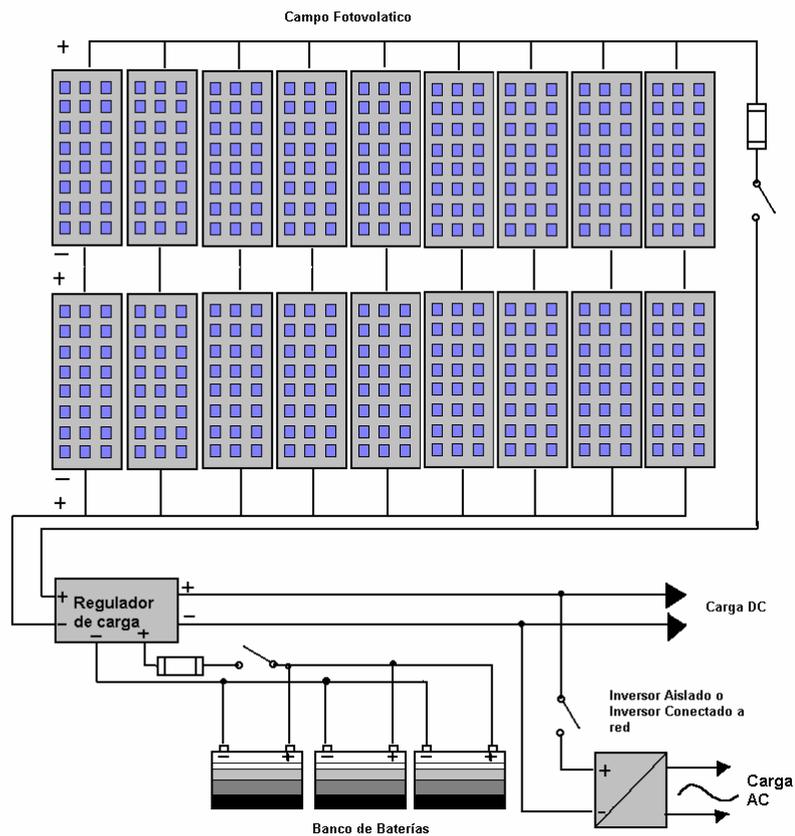


Figura 2.9 Estructura Típica de Una Instalación Solar Fotovoltaica

Otro elemento importante es el/los reguladores de carga, el cual debe de controlar la carga y descarga del banco de baterías. Las especificaciones más importantes de los reguladores de carga son el voltaje de trabajo (en DC) y la corriente que manejan.

Por otro lado se tiene el banco de baterías, el cual está conformado por baterías monoblock de 12V en instalaciones de poca potencia y por elementos ó vasos de 2V cada uno en instalaciones de mayor potencia. El número de baterías en serie depende del voltaje requerido, mientras que el número de baterías en paralelo

(máximo dos por cuestiones de seguridad y estabilidad) depende de la cantidad de amperios-hora (Ah) requeridos. La capacidad de acumulación requerida (Ah) para el banco de baterías depende de la potencia y tiempo de uso de las cargas a conectar, del número de días de autonomía de la instalación y de la máxima profundidad de descarga a la que se permitirá descargar las baterías.

Si se necesitara alimentar cargas en DC, se haría directamente desde el banco de baterías ó desde la salida del regulador (según sea el tipo de conexión de éste). Sin embargo, en una instalación mas sofisticada usualmente se necesitará alimentar cargas de corriente alterna, por lo que se instala uno o varios inversores según sea la potencia requerida.

Cuando se quiere una instalación que sume potencia a la red de distribución local se hace necesario instalar un inversor con capacidad de sincronización a la red; estos inversores se conectan en paralelo a la red, y tienen la misma función de un generador síncrono conectado a la red, con la diferencia de que un inversor sólo puede trabajar a factores de potencia arriba de cero punto nueve.³

2.4.1 Censo de Carga

Como primer paso para calcular nuestra instalación se realizó un censo de la carga a conectar, así como la medición y estimación de su comportamiento durante el día.

La carga conectada en ambas plantas del edificio SUM es la presentada en las tablas 2.3 y 2.4. La carga se encuentra numerada según el número de cubículo; el plano de distribución de cargas y luminarias en el edificio es el presentado en el anexo 4.

La carga se ha separado en los siguientes grupos:

- Carga Tomacorrientes Planta Baja
- Luminarias Planta Baja
- Carga Tomacorrientes Planta Alta
- Carga Luminarias Planta Alta

³ Consultar el Anexo 3 para mayor información acerca de la conexión a red.

N° Cubiculo	Carga Conectada en Tomacorrientes	Total Carga (W)
3	Lámpara 20W	20
2	Lámpara 20W	20
1	PC 250W, Lámpara 20W	270
4	PC 250W, Lámpara 20W	270
5	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W	330
6	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W	380
7	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W	330
8	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W, Laptop 250W	630
9	PC 250W, Lámpara 20W, Impresor 50W	320
10	PC 250W, Lámpara 20W	270
11	PC 250W, Lámpara 20W	270
12	PC 250W, Lámpara 20W	270
15	Lámpara 20W	20
14	PC 250W, Lámpara 20W	270
13	Lámpara 20W	20
16	PC 250W, Lámpara 20W	270
17	Lámpara 20W	20
18	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W	380
21	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W	380
20	PC 250W, Lámpara 20W	270
19	PC 250W, Lámpara 20W	270
24	Lámpara 20W	20
23	-----	0
22	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W	330
25	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W	330
26	PC 250W, Lámpara 20W, Impresor 50W	320
27	PC 250W, Lámpara 20W	270
30	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W	380
29	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W	330
28	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W	380
31	PC 250W, Lámpara 20W, Ventilador 60W, Impresor 50W	380
32	PC 250W, Lámpara 20W	270
33	Lámpara 20W	20
34	2 PC 250W, Ventilador 60W	560
35	Fotocopiadora	500
36	Cañón, PC 250W	500
37	Cañón, PC 250W	500
Cocina	Horno 1400W, 2 Cafeteras, Oasis	2600
	Total Carga Conectada Tomacorrientes (W)	12970

Cantidad	Carga Conectada en Luminarias	Potencia (W)
5	Lámparas Fluorescentes 4x40W	800
9	Lámparas Fluorescentes 3x40W	1080
7	Lámparas Fluorescentes 2x40W	560
4	Focos Fluorescentes 23 W	92
	Total Carga Conectada Luminarias (W)	2532

Total Carga Tomacorrientes + Luminarias (W) =	15502
--	--------------

Tabla 2.3. Carga Conectada en Planta Baja del Edificio SUM

Nº Cubiculo	Carga Conectada en Tomacorrientes	Total Carga (W)
1	-----	0
2	PC 250W	250
3	PC 250W, Ventilador 60W	310
4	PC 250W	250
5	PC 250W, Ventilador 60W, Impresora 50W	360
6	Ventilador 60W	60
7	Ventilador 60W	60
8	-----	0
9	PC 250W, Impresor 50W	300
10	-----	0
11	PC 250W, Ventilador 60W	310
12	PC 250W, Ventilador 60W, Impresora 50W	360
13	PC 250W, Ventilador 60W	310
14	PC 250W	250
15	PC 250W, Ventilador 60W, Impresora 50W	360
16	-----	0
17	Ventilador 60W	60
18	Ventilador 60W, Radio 50W	110
19	-----	0
20	PC 250W	250
21	PC 250W	250
22	3 PC 250W, Ventilador 60W, Impresora 50W	860
23	-----	0
24	PC 250W, Ventilador 60W	310
25	PC 250W, Ventilador 60W	310
26	Ventilador 60W	60
27	PC 250W, Ventilador 60W, Radio 50W	360
28	PC 250W, Ventilador 60W	310
29	-----	0
30	Refrigeradora	400
Cocina	Horno 1400W, Cafetera, Oasis	2200
	Total Carga Conectada Tomacorrientes (W)	8660

Cantidad	Carga Conectada en Luminarias	Potencia (W)
28	Lámparas Fluorescentes 4x40W	4480
17	Lámparas Fluorescentes 2x40W	1360
8	Focos Fluorescentes 23 W	184
	Total Carga Conectada Luminarias (W)	6024
	Total Carga Tomacorrientes + Luminarias (W) =	14684

Tabla 2.4 Carga Conectada en la Planta Alta del Edificio SUM

Se realizó un estudio apreciativo del comportamiento de la carga del SUM a través de un día promedio, las tablas resumen se presentan en el anexo 5 y los resultados obtenidos son los mostrados en la figura 2.10.

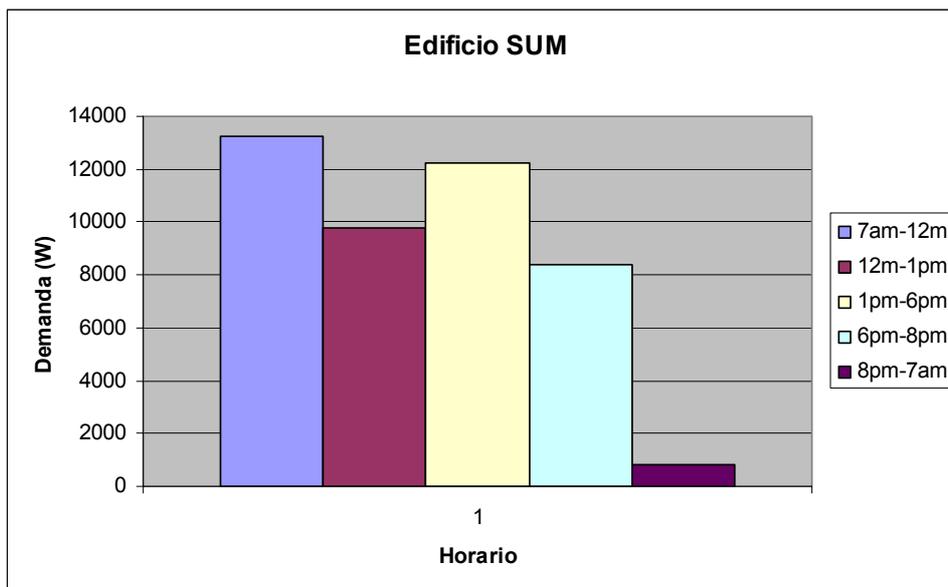
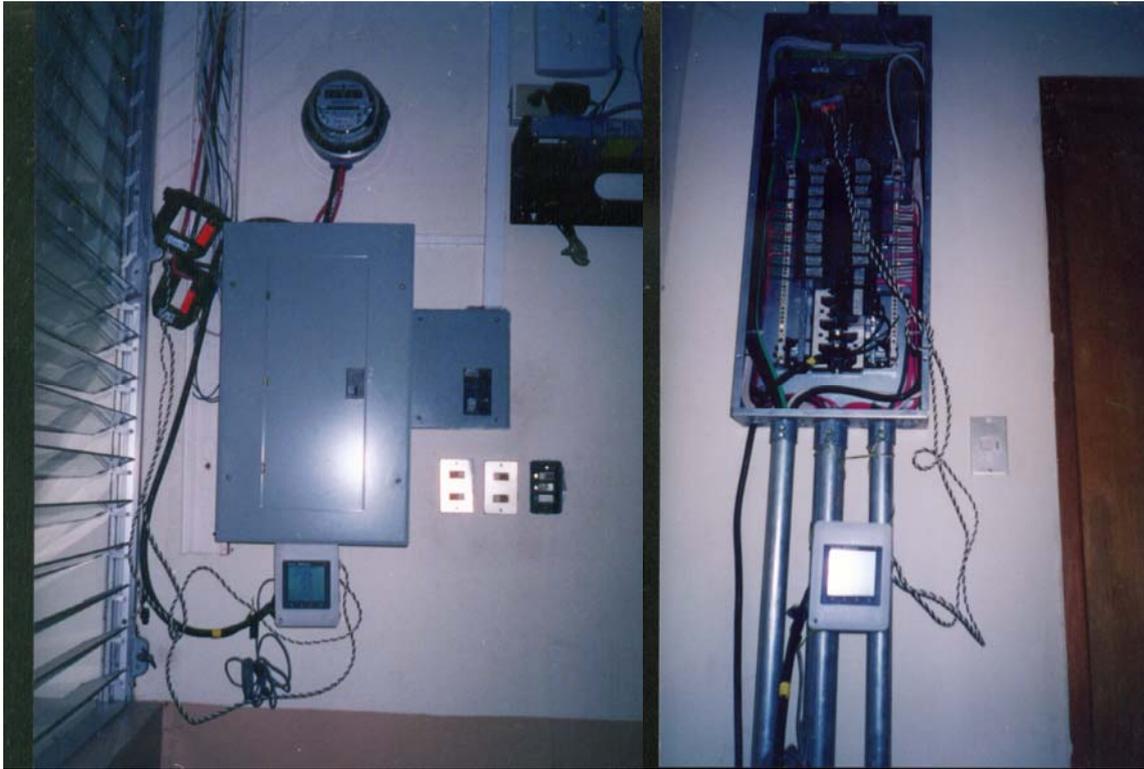


Figura 2.10. Comportamiento Promedio Estimado de la Carga del SUM

Como se aprecia, se estima que el pico de demanda de dicho edificio es durante la mañana, llegando a ser éste de alrededor de 13KW en total.

Por otra parte, se realizó la medición de la potencia usando un dispositivo digital, el cual fue montado en ambos tableros (planta alta y baja), tal como es mostrado en las figuras 2.11 y 2.12.



Figuras 2.11 y 2.12. Medición del Comportamiento de la Demanda en la Planta Alta (izquierda) y en la Planta Baja (Derecha)

Las medidas fueron realizadas entre el 12 y 23 de Diciembre de 2005. Aún cuando no había clases en esas semanas, eso no modifica el comportamiento de la carga del SUM, ya que este alberga únicamente oficinas de docentes, los cuales se encontraban en sus trabajos normales.

Los resultados promedios de la curva de demanda es la mostrada en la figura 2.13.

Tal y como se esperaba, la demanda máxima se presentó durante la mañana, por lo que estas mediciones concuerdan con las estimaciones hechas y presentadas en la figura 2.10.

Durante las dos semanas de mediciones se detectó un pico de demanda máxima de 14KW aproximadamente a las 10 a.m.

Sin embargo, para tener una visión mas de conjunto, se realizó un estudio de carga y comportamiento aproximado de toda la Universidad Don Bosco, cuyas

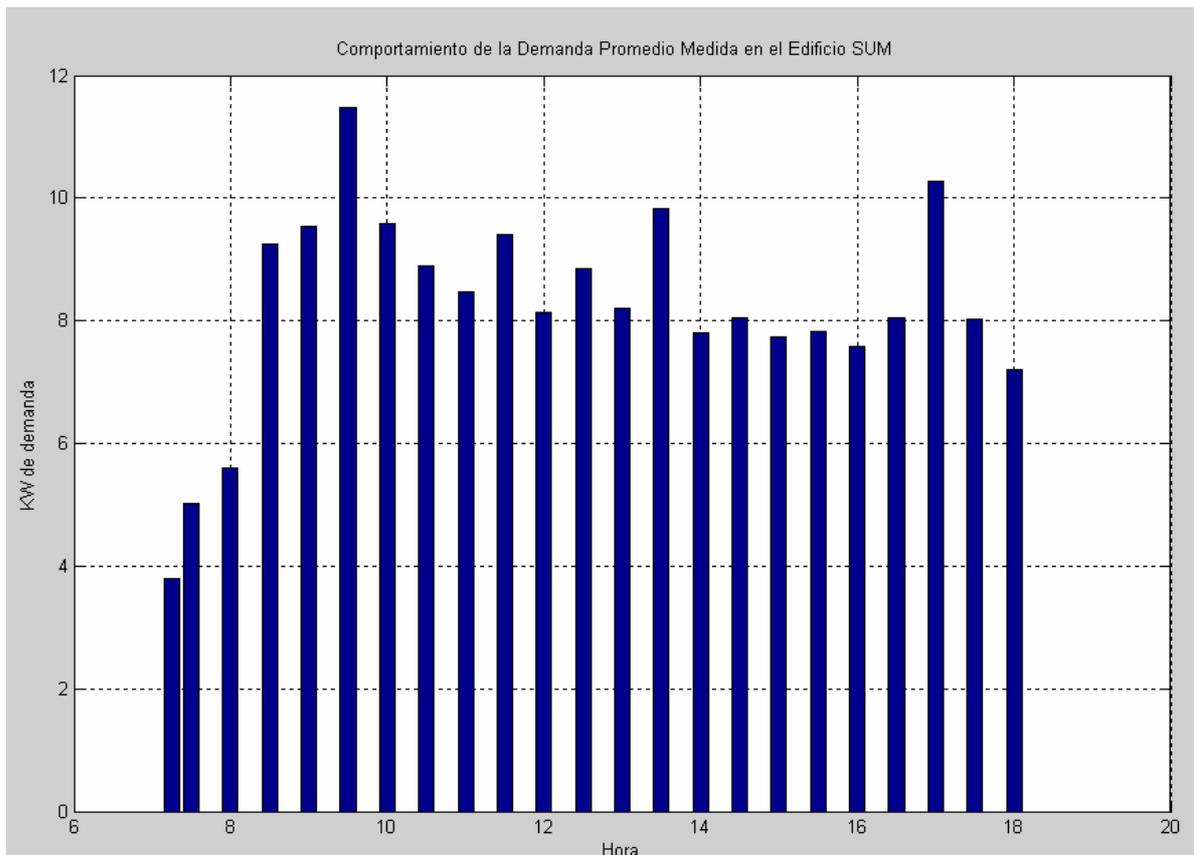


Figura 2.13. Mediciones Promedios Realizadas en el SUM

tablas-resumen y resultados se presentan en el anexo 5. De acuerdo a la estimación hecha se observa que la Universidad presenta la máxima demanda durante la mañana (al igual que el SUM) cuyo pico oscila los 400 KW.

Para comprobar, se consultó los registros de demanda de la Ciudadela Don Bosco (ver anexo 6). De dichos registros se concluye que la Ciudadela consume mas potencia durante la hora resto (5 a.m.-6 p.m.), y presentaba una demanda de arrastre de 484 KW hasta Noviembre de 2005.

Todo lo anterior nos lleva a concluir que al disminuir el consumo de energía eléctrica de la Universidad entre las 7am y 12m conlleva a una disminución en la demanda de arrastre de la Ciudadela, y por tanto a una disminución en la facturación en el rubro de “Cargo Uso de Red”.

Debemos de estar conscientes que para reducir en una forma significativa el pico de demanda de la Universidad no basta con inyectar potencia de una forma

deliberada, sino que se debe de diseñar un sistema un tanto más complejo e inteligente el cual sea capaz de:

- Medir la potencia demandada en puntos estratégicos de la Universidad y dar una señal en el instante en que se este generando un pico de demanda global.
- Retirar carga no prioritaria en el instante en que se genere un pico global ó alternar su uso (lo que se denominaría un uso inteligente de la carga)
- Inyectar potencia al sistema eléctrico de la Universidad ó retirar carga de la red y alimentarla con otra fuente de energía durante el mínimo tiempo requerido.

El objetivo general que debe perseguir este sistema es el de no permitir que un pico de demanda se genere al nivel de toda la Ciudadela por más de 1 o más minutos (pues el medidor de energía en mediana tensión registra datos de potencia cada minuto y los promedia en un lapso de 15 minutos). Por ejemplo veamos los datos de la Tabla 2.5

Hora	Potencia (KW)	Hora	Potencia (KW)	Hora	Potencia (KW)
8:01	250	8:16	270	8:31	297
8:02	252	8:17	272	8:32	292
8:03	251	8:18	275	8:33	291
8:04	253	8:19	280	8:44	290
8:05	255	8:20	290	8:35	290
8:06	264	8:21	292	8:36	291
8:07	260	8:22	290	8:37	291
8:08	261	8:23	291	8:38	288
8:09	259	8:24	289	8:39	287
8:10	259	8:25	288	8:40	286
8:11	259	8:26	290	8:41	285
8:12	260	8:27	292	8:42	282
8:13	267	8:28	293	8:43	281
8:14	270	8:29	295	8:44	275
8:15	268	8:30	299	8:45	270
Promedio	259	Promedio	287	Promedio	286

Tabla 2.5 Ejemplo del Registro de demanda de potencia de un medidor de mediana tensión.

De acuerdo a la Tabla 3 vemos que el medidor registra la potencia instantánea cada minuto, para al final de cada 15 minutos promediarlos y guardar este dato. Según el ejemplo anterior el medidor llevaría como registro de “demanda de arrastre” el dato de 287 KW. Este dato lo llevará guardado en memoria hasta que otro promedio de 15 minutos sea mayor y lo reemplace. Al final del mes este dato es registrado por la compañía distribuidora para proceder a la facturación.

Si la demanda de arrastre del mes actual es mayor a la más alta registrada en el pasado, esta nueva será cobrada por los próximos seis meses, al menos que otra mayor la reemplace y sea esa la nueva demanda de arrastre.

Lo anterior se puede verificar con el registro antiguo de la Ciudadela Don Bosco mostrado en la figura 2.14.

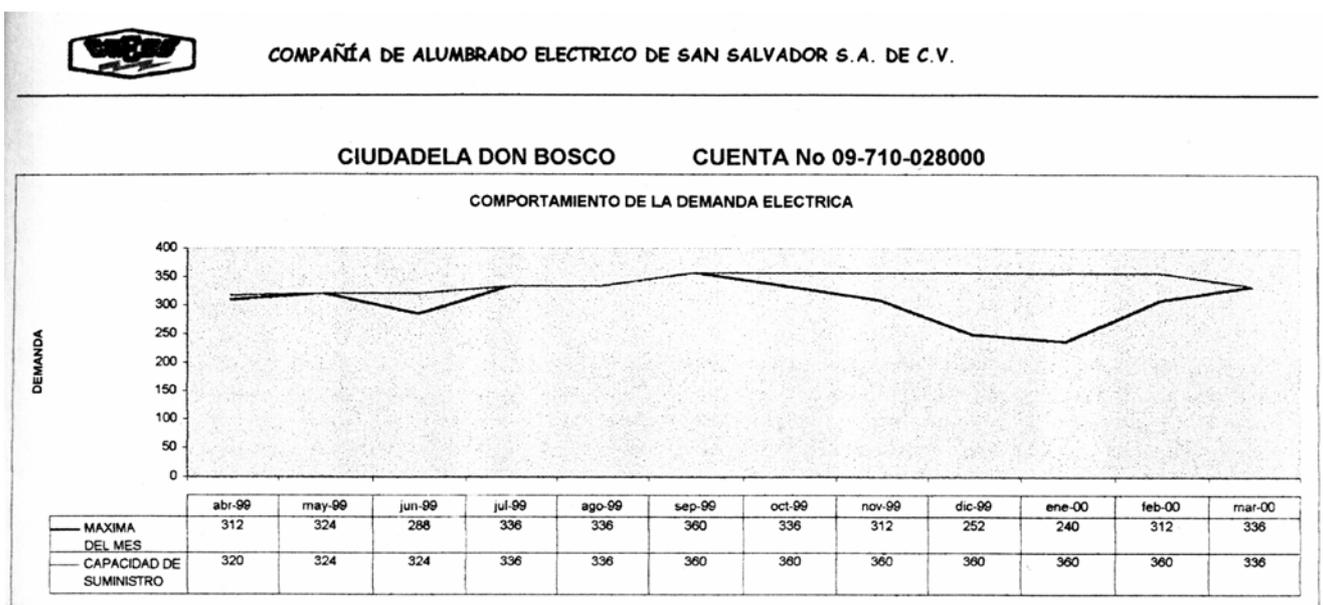


Figura 2.14 Demanda Real y de Arrastre de la Ciudadela Don Bosco en el año 1999⁴

Por tanto, un aspecto importante del sistema a proponer es que este **tiene que actuar más rápido** que la distribuidora, es decir, que antes que el medidor de CAESS registre un pico de potencia, los sensores de nuestro sistema tendrán que

⁴ Tomado de la Tesis “Estudio para el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Ciudadela Don Bosco”, Septiembre 2000

haberlo detectado antes y haber tomado las acciones pertinentes para disminuir la demanda en el menor tiempo posible.

De acuerdo a lo presentado en el Anexo 6, la Ciudadela Don Bosco tenía hasta Noviembre de 2005 una demanda de arrastre de 484 KW, lo que le supone un pago por rubro de "Capacidad de Suministro" de \$2,283.18 mensuales. Además notamos claramente del gráfico construido que la demanda promedio es mucho mayor durante la hora resto (5am-6pm), es decir durante el día.

Por tanto, la manera más viable de ahorrar en la factura eléctrica es en el rubro de "capacidad de suministro" y para ello se necesita aplanar la curva de demanda diaria de la Ciudadela Don Bosco. El promedio de demanda de potencia durante la hora resto es 224KW, mientras que el pico es de 484KW, lo que indicaría que existe un pico de potencia arriba del promedio de $484-224=260KW$ en toda la Ciudadela.

Sin embargo, los 75,772 KWh consumidos durante un mes en la hora resto (5am-6pm) los podemos considerar concentrados entre las horas de 7am-6pm (pues a las 7am se inician labores en la Ciudadela) y durante 26 días al mes (sin tomar en cuenta los Domingos, en los cuales la demanda es muy poca). Por tanto, un dato más acertado de demanda promedio durante la hora resto en la Ciudadela Don Bosco es:

$$KW_{promedio\ hora\ resto} = 75772KWh / (26días * 11horas) = 265KW$$

Y considerando en base a estimaciones realizadas en la Ciudadela, la UDB+CITT representan (en consumo eléctrico) del total de la Ciudadela aproximadamente el 14.7%+52.31% respectivamente, haciendo un total de 67% aproximadamente⁵.

En base a lo anterior, podemos considerar los siguientes datos como aplicables al campus de la Universidad Don Bosco:

$$P_{pico\ UDB + CITT} = 484KW \times 0.67 = 324KW$$

$$P_{promedio\ UDB + CITT _ hora _ resto} = 265KW \times 0.67 = 178KW$$

Por lo que tendríamos un pico de potencia arriba del promedio de $324KW-178KW=146KW$.

En base a estos datos y las tendencias de cargas obtenidas a partir de nuestro censo aproximado de carga en la Universidad Don Bosco, podemos construir la posible curva de demanda diaria de la UDB, la cual se muestra en la Figura 2.15.

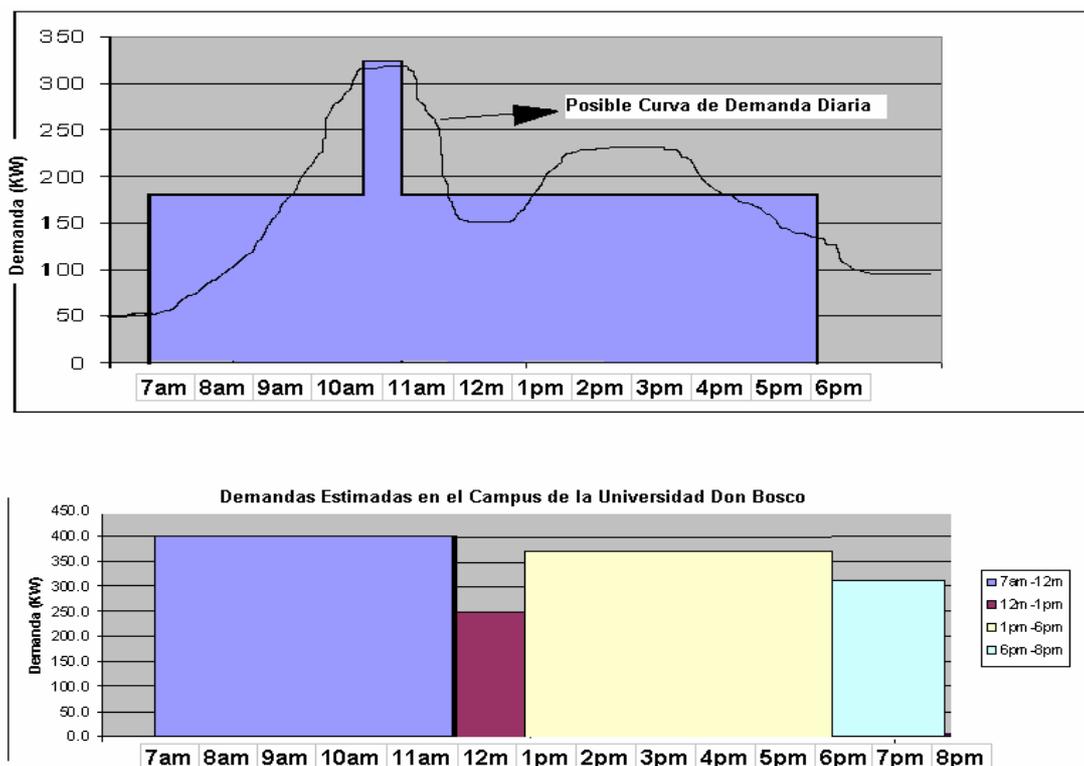


Figura 2.15 Construcción de la Posible Curva de Demanda Diaria del Campus de la UDB

Se estima que el pico de demanda es durante algún momento de la mañana, sin embargo, conocer la hora exacta no es esencial, ya que el sistema a desarrollar deberá de sensar continuamente la demanda, y en el momento en que se detecte que la demanda global sobrepase cierto valor predeterminado, este deberá actuar y disminuir de alguna u otra manera el consumo demandado a la red.

Para el caso de instalar un sistema de generación de energía solar fotovoltaica en el edificio SUM, se lograría que el pico de potencia sea recortado según la línea magenta mostrada en la figura 2.16, es decir, un recorte de alrededor de 12KW. Sin embargo, si se usan más sistemas de energía alternativa en otros edificios, fuera posible llegar a recortar el pico según la línea roja de la

misma figura, o si se esto se aunara con el racionamiento de carga no prioritaria durante la hora pico (como aires acondicionados) se podría recortar no sólo un pico, sino posiblemente los dos más altos que se dan durante el día, tal como es mostrado por la línea marrón en la figura 2.16.

Es decir, que según sea la capacidad del sistema global que se implemente, así será la intensidad con la que se disminuirá el pico de demanda mayor, o aún, se podrían disminuir varios picos. Por el momento, podemos aseverar que con la implementación del sistema que se va a proponer para el edificio SUM, podemos recortar el pico según lo describe la línea magenta de la figura 2.16.

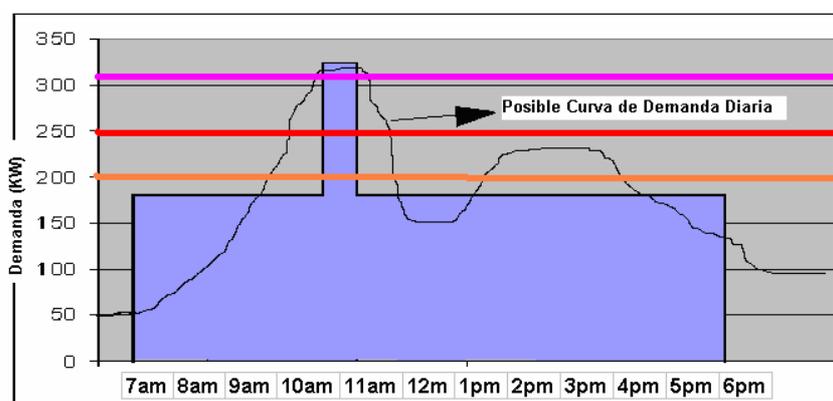


Figura 2.16

Para el caso del edificio SUM, se estima conveniente alimentar con energía solar las cargas de computadoras y alumbrado interno durante los minutos de demanda pico, este tiempo no deberá de exceder nunca los 45 minutos diarios, pues una carga elevada que dure 30-45 minutos o más lo consideramos no como un pico, sino más bien como una carga sostenida. Además, el alimentar con energía solar ciertas cargas preseleccionadas durante los minutos de demanda pico es sólo un elemento del sistema total que deberá ser diseñado. Sin embargo, por el momento pondremos nuestro énfasis en el diseño y dimensionamiento del sistema de generación solar fotovoltaica para el edificio SUM. En las siguientes páginas se hace un esbozo general sobre el dimensionamiento de la instalación a proponer, sin embargo, en el Anexo 7 se presenta detalladamente el proceso seguido y la memoria de cálculo del dimensionamiento de la instalación.

2.4.2 Dimensionado del Arreglo de Módulos Fotovoltaicos

El campo fotovoltaico es nuestro generador de energía eléctrica. Para dimensionarlo debemos de conocer con cuánta energía solar diaria contamos en el sitio del emplazamiento. Para El Salvador, se tiene un promedio de 4.5 HSP⁵, por lo que será el dato con el cual será diseñada nuestra instalación.

Luego debemos conocer cuánta energía necesitamos entregar a las cargas. La energía consumida por cada grupo de cargas de nuestra instalación se muestra en las tablas 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9.

En nuestro caso, supliremos el 100% de la carga presentada en dichas tablas por un máximo de cuarenta y cinco minutos al día.

Consumo planta alta SUM Tomacorrientes					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	Porcentaje de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
PC	19	250	50%	0.75	1781.25
Impresora	5	50	50%	0.75	93.75
Total Wh/día					1875
Tensión DC de Baterías (V)		48	Total Wh/día AC ajustado		2083.3
Eficiencia del inversor (%)		90%	Total Ah/día DC		43.4

Tabla 2.6 Energía a Suplir con Energía Solar en los tomacorrientes de la planta alta del SUM

Consumo planta baja SUM Tomacorrientes					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	Porcentaje de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
PC	28	250	65%	0.75	3412.5
Impresora	9	50	50%	0.75	168.75
Lámpara de Mesa	32	20	65%	0.75	312
Cañón	2	270	50%	0.75	202.5
Total Wh/día					4096
Tensión DC de Baterías (V)		48	Total Wh/día AC ajustado		4550.8
Eficiencia del inversor (%)		90%	Total Ah/día DC		94.8

Tabla 2.7 Energía a Suplir con Energía Solar en los tomacorrientes de la planta baja del SUM

⁵ Ver sección 2.3 de este capítulo

Consumo planta alta SUM Luminarias					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	Porcentaje de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
Lámparas Fluorescentes 4x40W	28	160	45%	0.75	1512
Lámparas Fluorescentes 2x40W	17	80	45%	0.75	459
Focos Fluorescentes 23 W	8	23	30%	0.75	41.4
Total Wh/día					2012
Tensión DC de baterías (V)		48	Total Wh/día AC ajustado		2236.0
Eficiencia del inversor (%)		90%	Total Ah/día DC		46.6

Tabla 2.8 Energía a Suplir con Energía Solar en las luminarias de la planta alta del SUM

Consumo planta baja SUM Luminarias					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	Porcentaje de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
Lámparas Fluorescentes 4x40W	5	160	60%	0.75	360
Lámparas Fluorescentes 3x40W	9	120	60%	0.75	486
Lámparas Fluorescentes 2x40W	7	80	60%	0.75	252
Focos Fluorescentes 23 W	4	23	100%	0.75	69
Total Wh/día					1167
Tensión DC de baterías (V)		48	Total Wh/día AC ajustado		1296.7
Eficiencia del inversor (%)		90%	Total Ah/día DC		27

Tabla 2.9 Energía a Suplir con Energía Solar en las luminarias de la planta baja del SUM

En la instalación serán usados los paneles BP Solar SX170B, cuyas características eléctricas son mostradas en la Tabla 2.10

Modulo BP Solar

CARACTERISTICAS ELECTRICAS

Modelo	Potencia	Corriente de c.c	Volts Circuito Abierto	Amps a P max	Volts a P max	Células Serie*paralelo	Tamaño (mm)
SX170 B	170 W	5 A	44.2 V	4.8 A	35.4 V	72x1	1593x790x50

Tabla 2.10 Características del módulo fotovoltaico a utilizar

En la tabla 2.11 se presenta la formación del arreglo de paneles a utilizar (campo fotovoltaico).

Total Ah/día DC para el sistema	211.8
Ah/día que nos da cada panel	21.6
Factor de sobredimensionamiento paneles	15%
Total paneles en paralelo necesarios	12
Paneles en serie necesarios	2
Total paneles necesarios en el sistema	24

Tabla 2.11 Total de Paneles a utilizar

El nivel de tensión en DC será 48V, por tanto será necesario colocar dos paneles en serie, por lo que la formación del arreglo total será $2 \times 12 = 24$ paneles en total.

2.4.3 Dimensionado del Banco de Baterías

La instalación poseerá como máximo 45 minutos de autonomía (para suplir un pico de demanda de hasta 12 KW), y la máxima profundidad de descarga a la que serán sometidas las baterías es de 25%.

De acuerdo a lo anterior, la instalación necesitará la capacidad de acumulación presentada en la Tabla 2.12.

Banco de Baterías de Demanda Pico	
Potencia del banco (KW)	12.2
Duración Pico de Potencia (horas)	0.75
Watt-hora/día	9150.15
Eficiencia Inversores	90%
Watt-hora/día ajustados	10167
Profundidad de Descarga	25%
Sobredimensionamiento Baterías	15%
Ah/día requeridos	211.8
Tiempo de Autonomía	45 min
Ah requeridos por el banco a C0.75	974.3

Tabla 2.12 Capacidad de Acumulación del Sistema Solar

El banco de baterías será conformado por baterías de ciclo profundo del modelo especificado en la Tabla 2.13. Estos son elementos individuales de 2 VDC cada uno, se colocarán veinticuatro elementos en serie para obtener un voltaje de banco de 48VDC.

REFERENCIA DIN	CAPACIDAD NOMINAL Ah, 20°C				PESO (Kg)	PESO (Kg)	DIMENSIONES (mm)		
	10 hrs 1.80 Vpe	5 hrs 1.77 Vpe	3 hrs 1.75 Vpe	1 hr 1.67 Vpe	con electrolito	Cantidad de electrolito	Ancho	Fondo	Alto
4 OPzS 200	200	172	150	106	13,6	4,2	103	206	420
5 OPzS 250	250	215	187,5	132,5	21,8	5,6	124	206	420
6 OPzS 300	300	258	225	159	25,4	6,4	145	206	420
5 OPzS 350	350	300	262,5	185	30	7,3	124	206	536
6 OPzS 420	420	360	315	222	35,1	8,6	145	206	536
7 OPzS 490	490	420	367,5	259	40,1	9,6	166	206	536
6 OPzS 600	600	516	450	312	47,5	12,5	145	206	711
8 OPzS 800	800	688	600	416	63,8	16,8	210	191	711
10 OPzS 1000	1000	860	750	520	77	21	210	233	711
12 OPzS 1200	1200	1032	900	624	90	25	210	275	711
12 OPzS 1500	1500	1260	1116	744	113	28	210	275	861
16 OPzS 2000	2000	1680	1488	992	156	40	214	399	837
20 OPzS 2500	2500	2100	1860	1240	196	50	212	487	837
24 OPzS 3000	3000	2520	2232	1488	229	63	212	576	837

Tabla 2.13 Gama de Baterías FIAMM Gama OPzS

El modelo de batería que se sugiere es el FIAMM 16 OPzS 2000, pues este es capaz de entregar 992Ah en 1 hora.

2.4.4 Dimensionado del Regulador de Carga

El campo fotovoltaico estará compuesto por arreglos de seis paneles cada uno. Estos paneles estarán conectados según se esquematiza en la figura 2.17. Existirán en total cuatro arreglos de paneles (24 paneles en total) y un regulador de carga por cada dos arreglos. Por consiguiente, existirá una corriente máxima por arreglo de $5A \times 3 = 15 A$, (30A por cada dos arreglos) la cual deberá ser soportada por cada regulador.

El modelo de regulador a usar es el presentado en la Tabla 2.14.

Regulador de Carga Xantrex C40

Modelo	Voltaje (VDC)	Corriente Nominal	Voltaje Máximo del arreglo PV en circuito abierto (VDC)	Dimensiones (cm)	Peso (Kg)
C40	12/24/48	40 Amps DC	125	25.4x12.7x6.35	1.4

Tabla 2.14 Características Principales del Regulador de Carga a utilizar

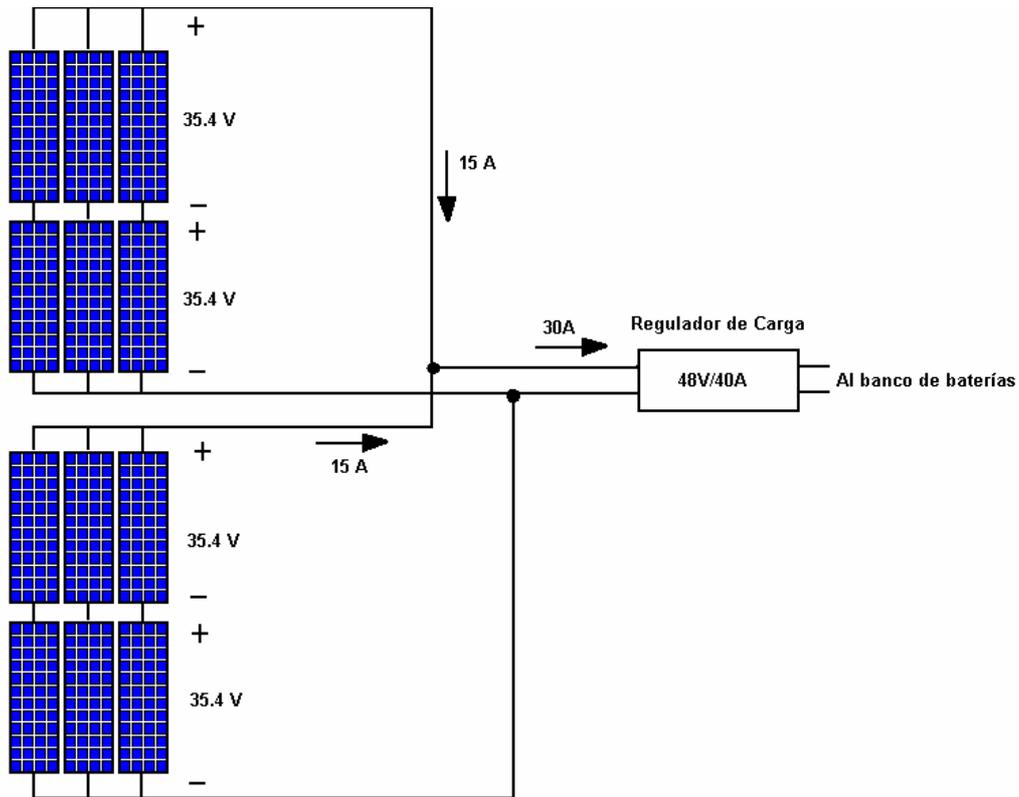


Figura 2.17 Esquema de los arreglos de paneles y regulador de carga

2.4.5 Dimensionado de los Inversores

Los inversores a utilizar son del tipo “conectados a red”. Esto nos permitirá sincronizarlos con el secundario del transformador, que aún cuando no generemos un punto de suma, si podremos hacer transferencias de “red” a “solar” en una forma imperceptible para las cargas. La potencia total a suplir con inversores será lo mostrado en la Tabla 2.15.

Descripción Carga	Potencia a entregar aprox. (W)
Luminarias Planta Alta	2683
Equipo de Oficina Planta Alta (PC's e impresores)	2500
Luminarias Planta Baja	1556
Equipo de Oficina Planta Baja (PC's, impresores, lámparas de mesa y cañones de proyección)	5461
Total (W)	12,200

Tabla 2.15 Potencia a suplir con los inversores

Por tanto, el sistema en total entregará como máximo alrededor de 12KW de potencia. Esta potencia será distribuida entre todas las cargas a alimentar con el sistema fotovoltaico.

Aplicando un factor de sobre-dimensionamiento del 30% y tomando en cuenta un factor de disminución en la potencia del inversor del 20% por efectos de aumentos de temperatura, resulta adecuado utilizar dos inversores de 4000 VA para alimentar las cargas de la planta alta del SUM y dos inversores de 5500 VA para alimentar las cargas de la planta baja.

Las características más importantes del tipo de inversor a utilizar se muestran en la Tabla 2.16

Inversores/Cargadores Xantrex Series SW

MODEL	SW2512	SW4024	SW4048	SW5548	SW4024K	SW4048K	SW4024W
General Specifications							
Nominal DC Input Voltage	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc	48 Vdc	24 Vdc	48 Vdc	24 Vdc
AC Output Voltage (RMS)	120 vac	120 vac	120 vac	120 vac	105 vac	105 vac	220 vac
Nominal Frequency	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Continuous Power @ 20°C	2500 VA	4000 VA	4000 VA	5500 VA	4000 VA	4000 VA	4000 VA
Continuous Output (@ 25°C)	21 amps AC	33 amps AC	33 amps AC	46 amps AC	38 amps AC	38 amps AC	18 amps AC
Maximum Output (RMS)	60 amps AC	78 amps AC	78 amps AC	78 amps AC	78 amps AC	78 amps AC	39 amps AC
Efficiency (peak)	90%	94%	95%	96%	94%	95%	94%
Automatic Transfer Relay	60 amps AC	60 amps AC	60 amps AC	60 amps AC	60 amps AC	60 amps AC	30 amps AC
Maximum Charging Rate	150 amps DC	120 amps DC	60 amps DC	75 amps DC	120 amps DC	60 amps DC	120 amps DC
Charger Regulation Method	3 stage	3 stage	3 stage	3 stage	3 stage	3 stage	3 stage
DC Input Requirements							
Search Mode	0.08 A (1 W)	0.04 A (1 W)	0.025 A (1 W)	0.04 A (1 W)	0.04 A (1 W)	0.025 A (1 W)	0.04 A (1 W)
On Mode (no load - idle)	1.0 A (12 W)	0.66 A (16 W)	0.33 A (16 W)	0.40 A (20 W)	0.66 A (16 W)	0.33 A (16 W)	0.66 A (16W)
At Full Rated Power	275 amps	200 amps	100 amps	137 amps	200 amps	100 amps	200 amps
Short Circuited Output	700 amps	360 amps	180 amps	180 amps	360 amps	180 amps	360 amps
Input Voltage Range	11.8 to 16.5 Vdc	22 to 33 Vdc	44 to 66 Vdc	44 to 66 Vdc	22 to 33 Vdc	44 to 66 Vdc	22 to 33 Vdc

Tabla 2.16 Características Principales de los modelos de inversores sugeridos para la instalación.

Los inversores Xantrex SW4048 y SW5548 se adaptan muy bien a nuestras necesidades, y por tanto los proponemos para su uso dentro de esta instalación. Dentro de las principales ventajas que nos ofrece este inversor es su capacidad de programación en diferentes modos de operación, uno de los cuales se ilustra en la Figura 2.18.

INVERTER/CHARGER MODE

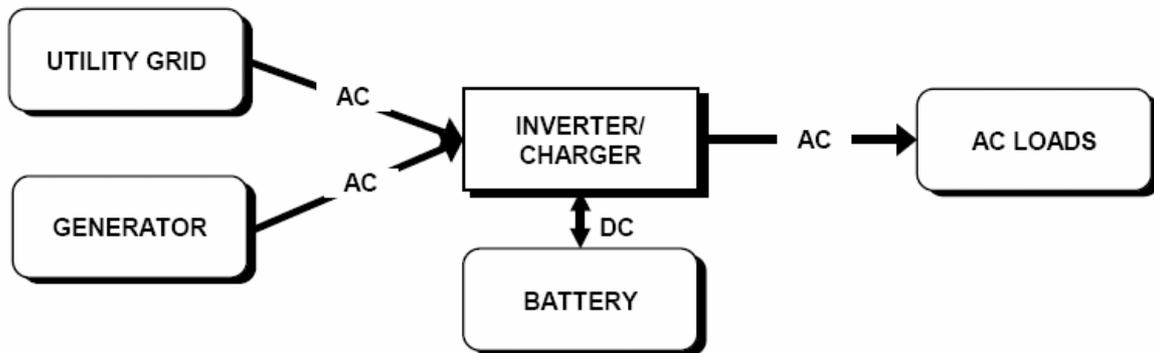


Figura 2.18 Diagrama del Modo de Operación en “inversor/Cargador”

Al trabajar en este modo, el inversor toma energía de la red (u otro generador) para alimentar las cargas conectadas a él y cargar las baterías. Al fallar la red o ser desconectado de ésta, el inmediatamente alimenta las cargas haciendo uso de la energía almacenada en el banco de baterías. Al recibir nuevamente la energía de la red, las cargas son alimentadas directamente por ésta (el inversor hace únicamente un by-pass). Las transferencias son imperceptibles por las cargas, es decir, trabaja como un UPS (Fuente de Energía Ininterrumpible).

La conexión necesaria (en el lado de alterna) para lograr este modo de operación es la mostrada en la Figura 2.19.

La alimentación se recibe del tablero principal, mientras que la carga que queda con protección de UPS y que puede ser alimentada con energía fotovoltaica es la conectada al Sub-Panel. Por tanto, si nosotros en este sistema logramos desconectar la alimentación desde el tablero principal hacia el inversor en el momento en que se tenga una demanda global pico, el sub-panel quedaría automáticamente alimentado por el inversor (usando energía solar acumulada en las baterías) y la demanda bajaría en una cantidad igual a la suministrada por el sistema solar.

Por tanto, se necesita un mecanismo de desconexión (S1) situado entre el panel principal y el inversor, tal como es mostrado en la Figura 2.20.

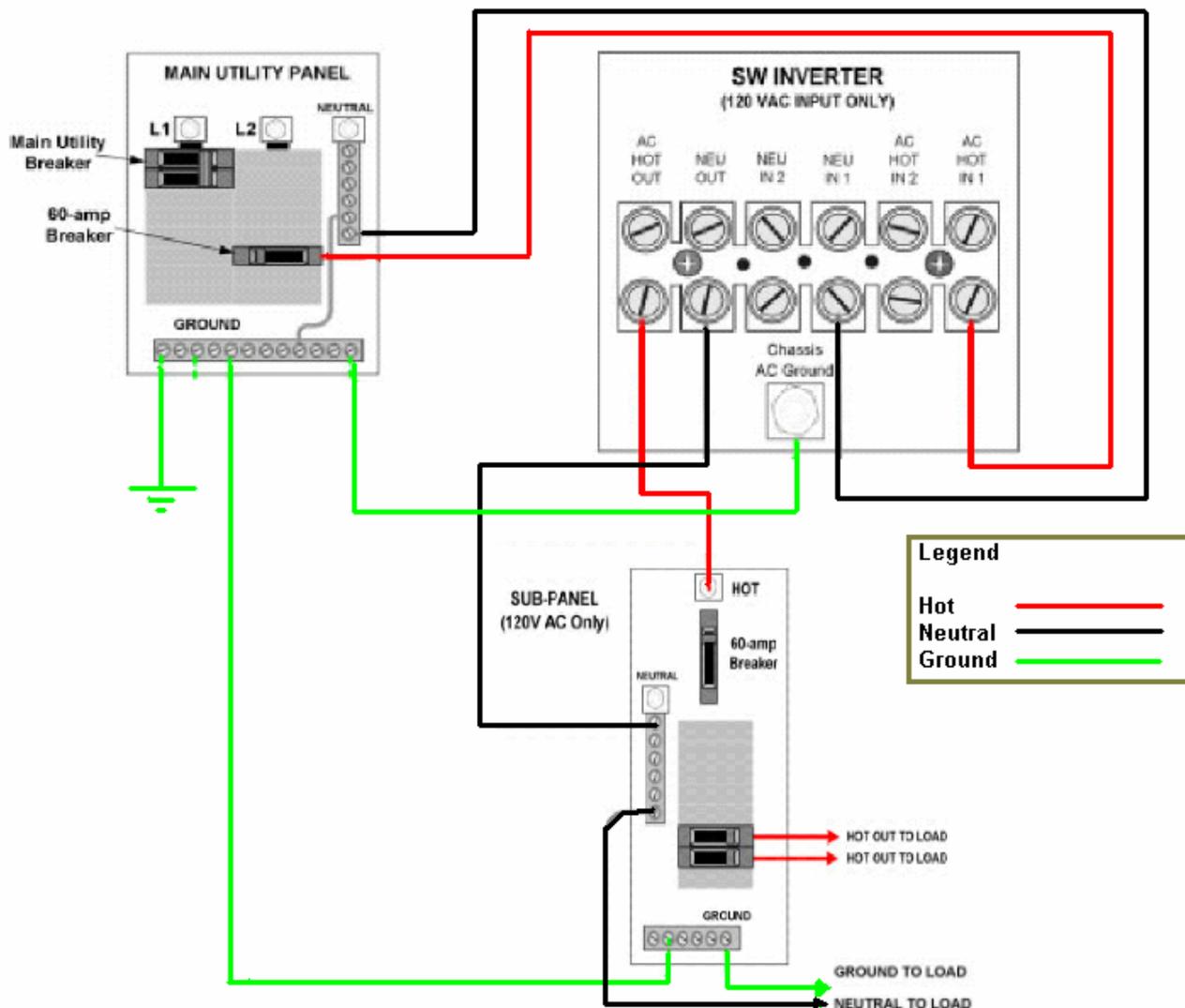


Figura 2.19 Conexión entre el tablero principal, inversor y el sub-panel⁶

Este sistema de desconexión deberá ser comandado por un sistema inteligente que vigile constantemente la demanda global de la Universidad.

Los inversores pueden conectarse en paralelo entre sí, para dar el doble de potencia al mismo nivel de voltaje, o en serie para formar un sistema monofásico 220AC de tres hilos. Por tanto, se sugiere utilizar la configuración de cargas e inversores mostrados en la Tabla 2.17.

⁶ La conexión del neutro y la polarización a tierra se tomó en base al diagrama propuesto por el manual del instalador del fabricante del inversor. "SW Series Inverter/ chargers Owner's manual. Página 121"

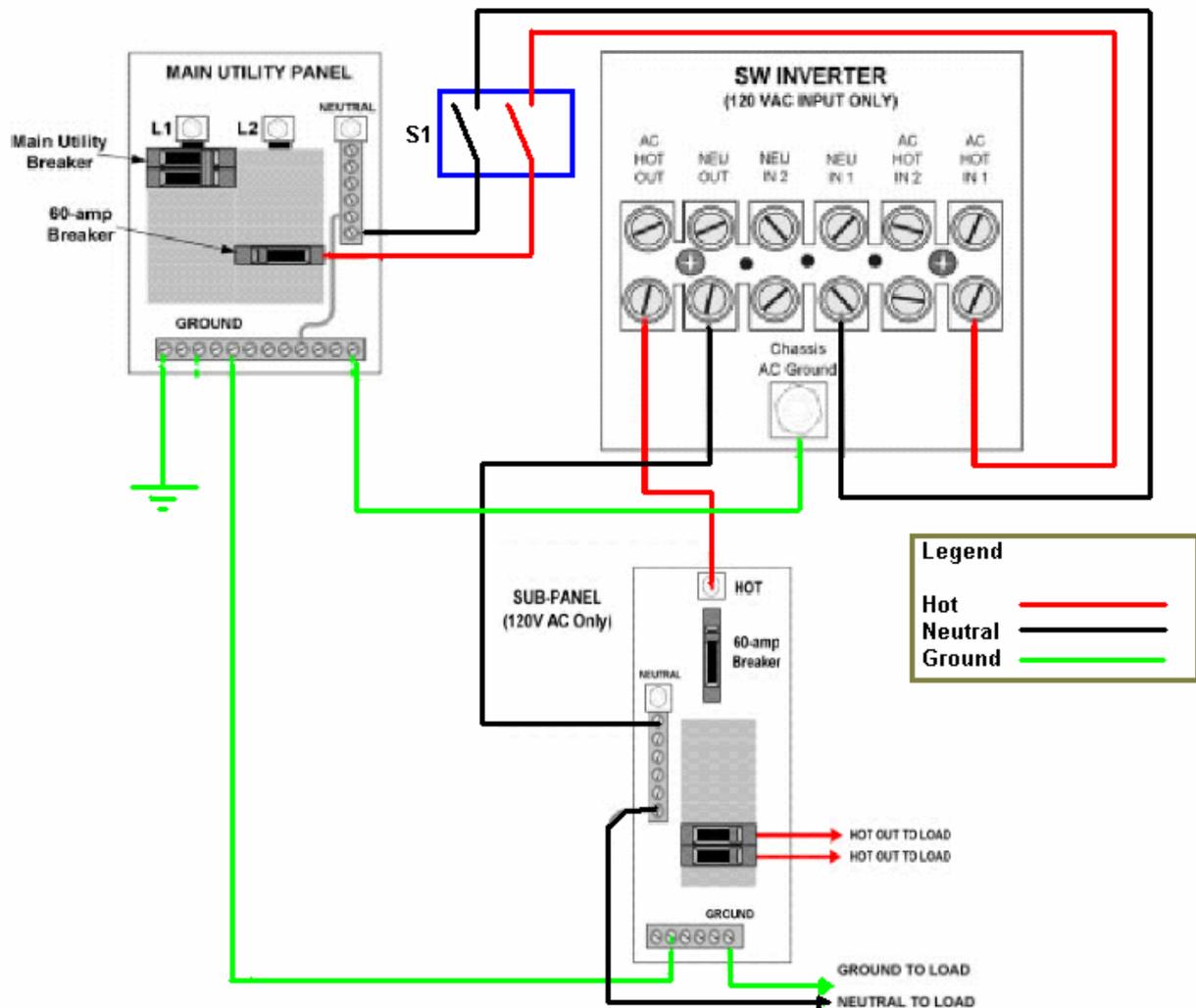


Figura 2.20 Sistema de desconexión de la red.

Cargas	Potencia Combinada (KW)	Inversores a usar
Equipo de Oficina Planta Alta y Luminarias Planta Alta	5.2 KW	Dos inversores de 4KVA en paralelo cargados a la fase A del Tablero principal
Equipo de Oficina Planta Baja y Luminarias Planta Baja	7.1 KW	Dos inversores de 5.5KVA en paralelo cargados a la fase B del Tablero principal

Tabla 2.17 Combinación de Inversores para alimentar cargas en el edificio SUM

Un valor agregado a este sistema es el hecho de que estamos respaldando toda la carga del sub-panel con una protección tipo UPS ante posibles fallos de la red o cortes de energía involuntarios.

2.4.6 Disposición Física y Ubicación del Campo Fotovoltaico

La ubicación idónea para un campo fotovoltaico es sobre el techo de los edificios, pues de esa manera no se utiliza terreno alguno, y generalmente representa la ubicación más cercana a las cargas a alimentar.

Para el caso del edificio SUM, se ha decidido ubicar los paneles fotovoltaicos según se muestra en la figura 2.21, dicha figura elaborada a escala muestra la ubicación sugerida para el campo fotovoltaico, estando los paneles sujetos a una estructura metálica que se apoya sobre las vigas ya existentes del techo. Una estructura sugerida para la sujeción de los paneles al techo es mostrada en la figura 2.22.

El ubicar los paneles los más cercano a un extremo del edificio obedece a que se ha colocado una caseta para albergar inversores, cargadores y baterías en frente del edificio. De esta manera se logra disminuir las pérdidas en los conductores y se tiene la oportunidad de colocar conductores de menor sección.

2.4.7 Cálculo del Cableado

Sabemos que los sistemas fotovoltaicos trabajan a bajos voltajes (12, 24 ó 48 VDC), y por tanto las corrientes que se conducen por los conductores en el lado de DC son de varias decenas de amperios. Eso conlleva a usar conductores de relativa alta sección para disminuir a valores aceptables las caídas de voltaje.

Las caídas de voltaje admisibles en un sistema fotovoltaico son las mostradas en la Tabla 2.18. De acuerdo a esos valores se procedió a calcular la sección de cableado necesario usando la siguiente expresión:

$$S = LI[\sigma(Va - Vb)]$$

Dónde:

S= Sección del Conductor en mm²

L= Longitud en metros

I= Intensidad de Corriente en Amperios

σ =Conductividad (Inversa de la Resistividad)

$V_a - V_b$ = Caída de Tensión en Voltios

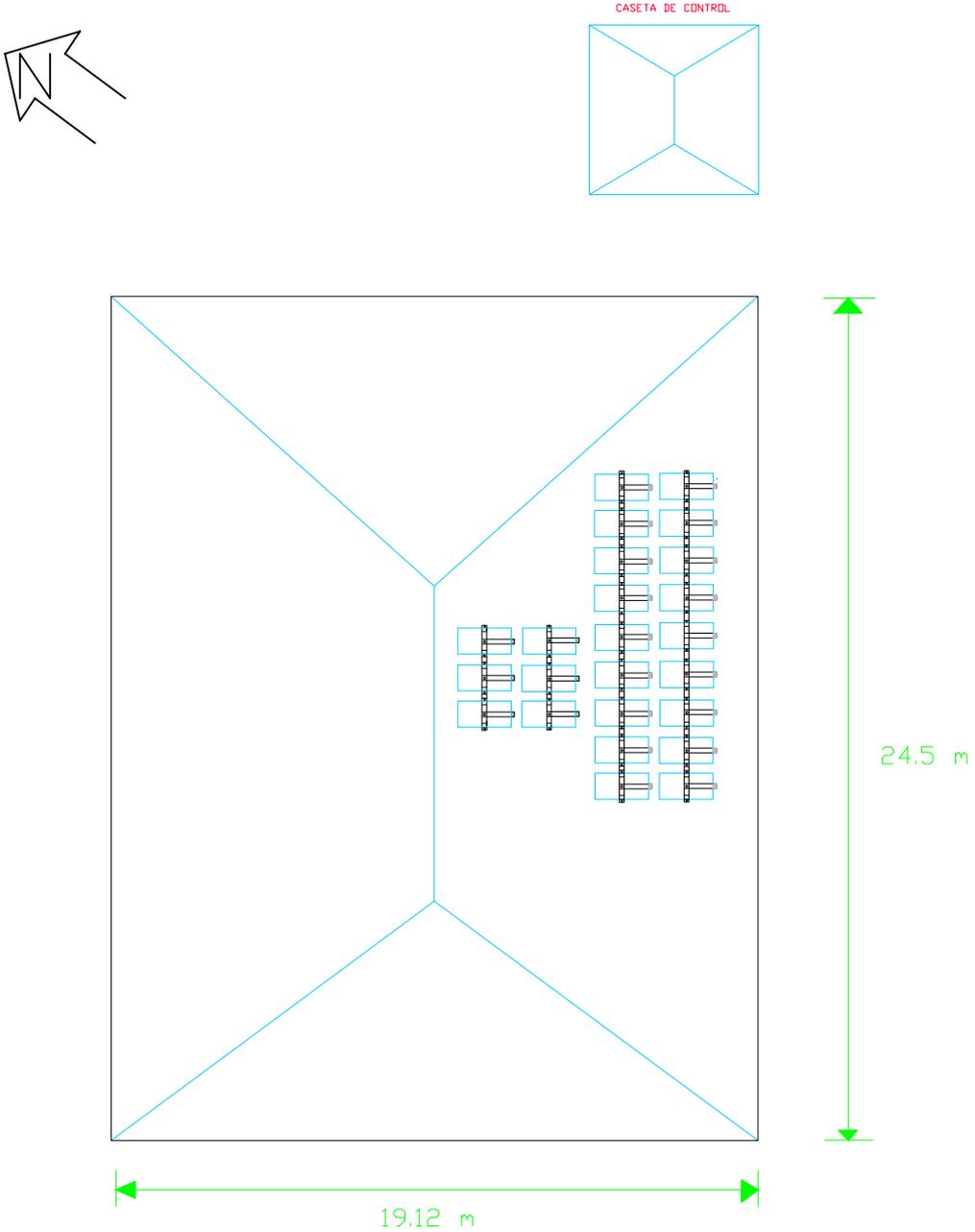
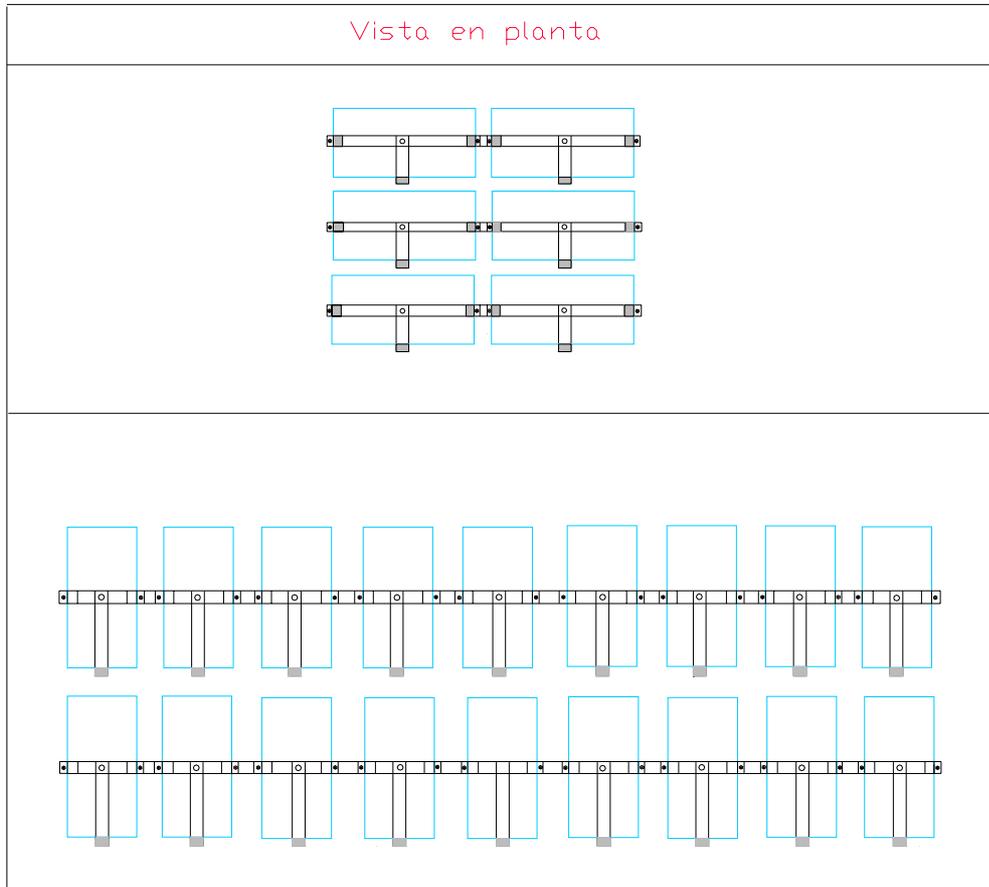


Figura 2.21 Ubicación y Distribución del Campo Fotovoltaico⁷

⁷ Esta estructura se basó en el diseño comercial que se muestra en el Anexo 8



Vista en Perfil

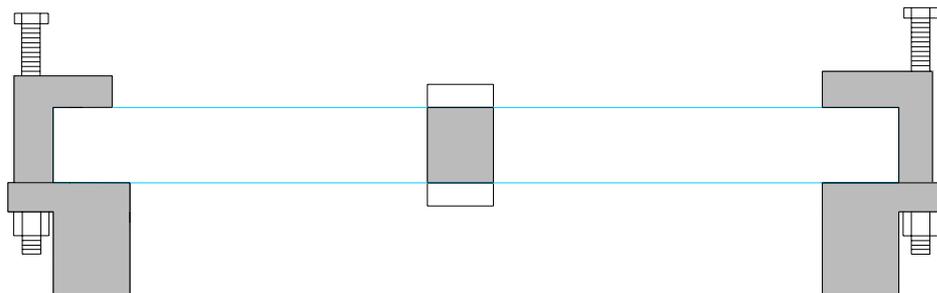


Figura 2.22 Vista en Planta y en Perfil de la estructura mecánica sugerida para la colocación de los paneles sobre el techo.

Tramo	Voltaje	Corriente	Caída de Voltaje
Campo FV-Regulador	12V/24V/48V	Hasta 50 A (aprox.)	Máxima: 3% Recomendada: 1%
Regulador-Baterías	12V/24V/48V	Hasta 50 A (aprox.)	Máxima: 1% Recomendada: 0.5%
Baterías-Inversor	12V/24V/48V	Hasta 250 A (aprox.)	Máxima: 1% Recomendada: 1%

Tabla 2.18 Caídas de Voltaje Aceptables en una Instalación Fotovoltaica⁸

Siendo $\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$ para el cobre estirado en frío, y los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 2.19.

Tramo	Voltaje	Corriente Máxima	Longitud máxima de ida y regreso (m)	Caída de Voltaje (%)	Sección (mm ²)	Calibre AWG sugerido
Campo FV-Regulador	70.8 V	15 A	74	2.5%	11.2	6
Regulador-Baterías	48 V	30 A	5	0.5%	11.1	6
Baterías-Inversor	48 V	134 A ⁹ (SW4048)	6	0.4%	74.8	4/0 (Recomendado por el fabricante del Inversor)
		184 A ⁸ (SW5548)	6	0.4%	102.7	

Tabla 2.19 Calibre de Conductores a Utilizar en la Instalación

⁸ Tomado de la página 37-3 del Libro "Sistemas de Energía Fotovoltaica, Manual del Instalador", 1ª Edición, Autor: Asociación de la Industria Fotovoltaica, Año 2002, España.

⁹ Basados en niveles de batería baja, eficiencia de 85% y dimensionamiento al 125% del nominal.

2.4.8 Diseño Eléctrico Final

El diagrama eléctrico y protecciones necesarias de la instalación fotovoltaica propuesta se muestra en la figura 2.23. Nótese la presencia de los siguientes dispositivos de desconexión y protección:

- Varistores (para disminuir sobretensiones)
- Cortacircuitos
- Cuchillas de Desconexión.

Y en el hecho **importante** de que la red de tierra del lado de alterna debe ser la **misma** red de tierra o varilla de polarización usada en el lado de directa. De lo contrario, diferencias de potencial entre las redes de tierra podrían presentarse durante una descarga atmosférica y dañar permanentemente el equipo usado en la instalación (inversores y reguladores de carga).

2.5 Forma de Comprobar el Éxito de la Instalación.

Finalmente, para comprobar que la instalación esta cumpliendo su función principal de disminuir la demanda pico de la Ciudadela Don Bosco, es necesario que mes a mes se este revisando el dato de “Demanda de Máxima”, que debe ser encontrado a partir de los formularios que se llenan con los datos del medidor de mediana tensión, tal como el mostrado en la figura 2.24. Los datos que nos interesan son los que se han marcado con un círculo, es decir:

- Multiplicador
- KW Máximos.

Para el caso de la figura 2.24 se tiene una demanda máxima de:

$$\text{KW Máximos} = 0.391 \times 1100 = 430.1$$

Mes a mes se verificará que este valor sea siempre los KW máximos hasta la fecha (484 KW) menos la capacidad de el sistema implementado, en este caso 12 KW, por tanto, el medidor no tendría que volver a marcar mas de 472 KW después de haber implementado este sistema de energía alternativa.

Por tanto, es necesario volver a hacer un nuevo contrato con la distribuidora para ajustar la nueva “Capacidad de Suministro” y reducir su costo en la factura.

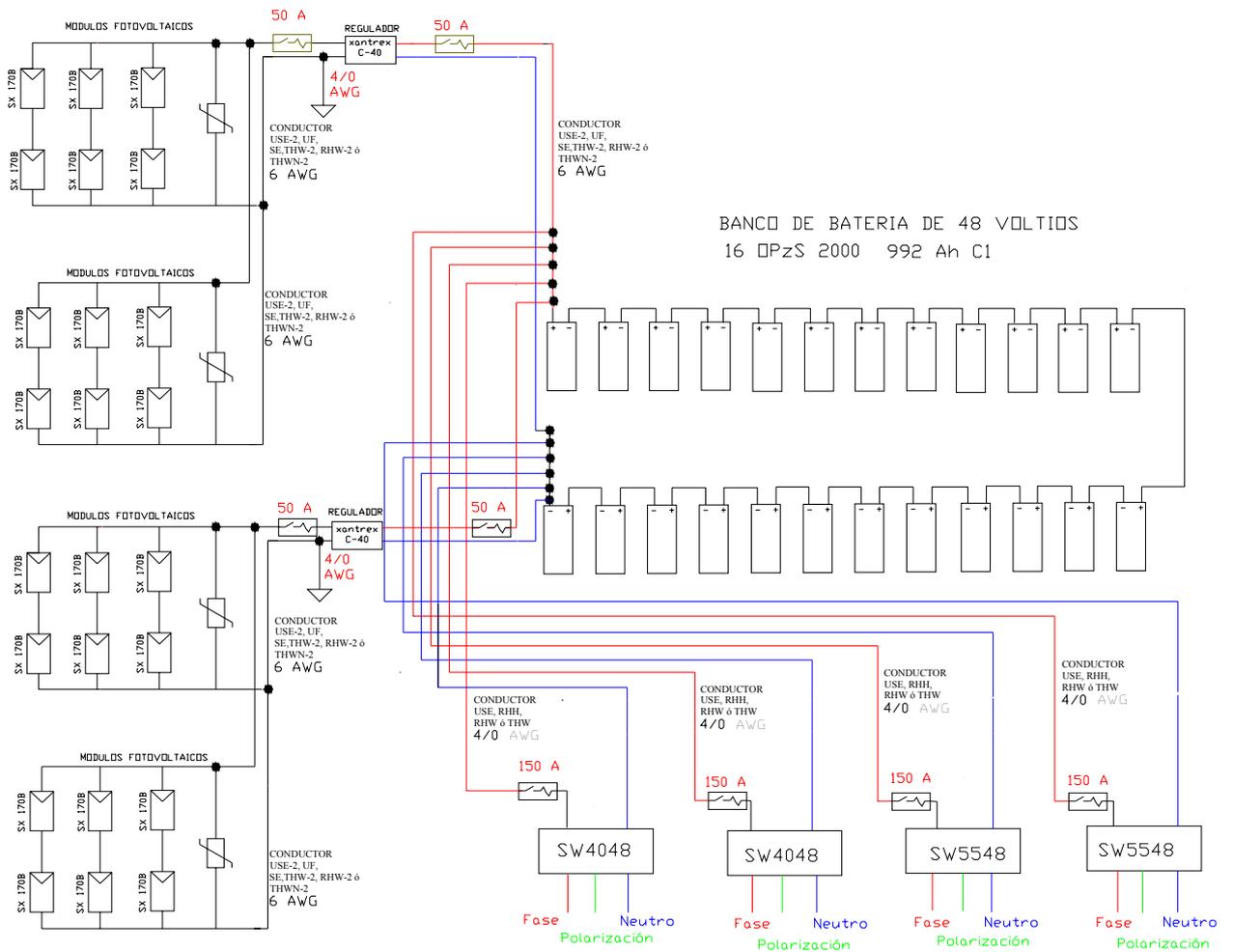


Fig. 2.23 Diagrama eléctrico de la Instalación Fotovoltaica propuesta para el Edificio SUM de la Universidad Don Bosco.

**COMPañA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE
SAN SALVADOR S.A. DE C.V.**

Pag.:

REG.: 69

LECTURA DE CONTADORES CON: GRANDES DEMANDAS

USUARIO: CIUDADELA DON BOSCO,

MED.: 95271913

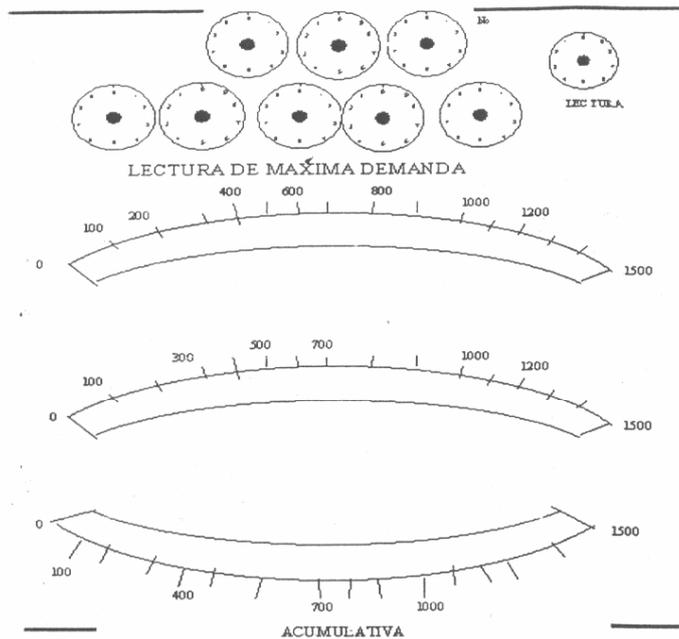
MC170 MULT.: 1,100

DIRECCION: CASETA BOMBEO CDAD UNIVERSID NAC/A.DON BOSCO

REFERENCIA: 2114 94 0001 10 000023

TARIFA: A11 GD2 - MT con Med. Hor. NIC 2500507

VIS: 2500507 NIF: 08290860



LECTURAS MES ANTERIOR

- 1. KWH PUNTA: 0000164.00
- 2. KWH RESTO: 0000981.40
- 3. KWH VALLE: 0000096.40
- 4. KWH TOR: _____
- 5. MAX KW: 0000000.40

SE COLOCO SELLO : 548279
 SE RETIRO SELLO : 546781
 MENSAJE DE ERROR: _____

POR EMPRESA _____
 POR USUARIO NABER ALMORA
 OBSERVACIONES: _____

1. Fecha: _____
2. Hora : _____
3. KWH A (VALLE): _____
4. KWH B (RESTO): _____
5. KWH C (PUNTA): _____
6. KWH TOTALES: _____
7. MAX KW : _____
8. FECHA MAX KW: _____
9. HORA MAX KW: _____
10. MAX KW A (VALLE): _____
11. MAX KW B (RESTO): _____
12. MAX KW C(PUNTA): _____
13. KWA (FP)*: _____
14. MULT.: _____

En esta casilla se anotará el F.P. para Medidores que los desplieguen o KVAH el que no lo desplegara.

MODO NORMAL

COD:	PARAMETROS	LECTURAS
1.	FECHA	<u>08/00/05</u>
2.	HORA	<u>8:41</u>
3.	KWH HORA VALLE	<u>104.0</u>
4.	KWH HORA RESTO	<u>1049.5</u>
5.	KWH HORA PUNTA	<u>176.9</u>
6.	KW MAXIMOS	<u>0.391</u>
7.	F.P. PROMEDIO	<u>0.955</u>
8.	COD. DE ERROR	

MODO NORMAL

COD:	PARAMETROS	LECTURAS
1.	FECHA	
2.	HORA	
3.	KWH VALLE	
4.	KWH RESTO	
5.	KWH PUNTA	
6.	KW MAX VALLE	
7.	KW MAX RESTO	
8.	KW MAX PUNTA	
9.	F.P. PROMEDIO	
10.	No. SALIDAS POTE.	
11.	DURAC.SAL. POT.	
12.	COD. DE ERROR	
13.	COD. DE ALERTA	

Figura 2.24 Formulario de donde se obtiene el dato de "Demanda Máxima"

Capítulo III

Manual de la Instalación, Canalizaciones, Disposición Física y Análisis Económico

3.1 Manual de Seguridad.

En todo tipo de instalación es necesario que se tomen en cuenta diferentes factores entre los cuales podríamos mencionar la seguridad de las personas involucradas, el cuidado y el manejo que se le debe dar a cada uno de los elementos involucrados en la instalación. A continuación, se muestran las indicaciones generales para llevar a cabo tal propósito.

3.1.1 Seguridad en las Instalaciones Fotovoltaicas.

Siempre se deben guardar medidas necesarias que nos ayuden a mantener el orden y la seguridad en la instalación fotovoltaica, además de ello es necesario que se identifiquen cada una de las medidas a tomar, y una de ellas es la seguridad que se debe tener durante el montaje de la instalación.

3.1.1.1 Seguridad Durante el Montaje

El propósito de la seguridad en el montaje de nuestra instalación fotovoltaica es doble:

- Evitar cualquier deterioro o daño material de los elementos que forman parte de la instalación
- Evitar cualquier daño personal propio o ajeno (dentro del alcance de la instalación fotovoltaica).

Seguridad Material

Hasta el mismo momento de la entrega de la instalación fotovoltaica, el instalador es el responsable de asegurar el buen estado de conservación de todo el material.

Seguridad durante el transporte

El transporte del material a pie de obra debe realizarse de modo que este no sufra ningún daño. En este sentido, conviene tener en cuenta las siguientes consideraciones y recomendaciones:

- Mantener todo el material en sus cajas y embalajes originales
- Respetar, cuando existan, las indicaciones de colocación dispuestas por el fabricante.
- Si es necesario apilar el material, prestar especial atención a su fragilidad. En este sentido, los módulos fotovoltaicos son los elementos más frágiles.
- Amarrar o colocar el material de modo que éste no pueda desplazarse (por efecto del movimiento del vehículo de transporte) y golpearse entre sí o contra el propio vehículo.

Se debe tener especial cuidado con los movimientos bruscos de las baterías, ya que estos pueden provocar el derrame del electrolito.

Seguridad durante el almacenamiento

El almacenamiento temporal (previo al montaje) del material a pie de obra debe realizarse de modo que este no sufra ningún daño. En Este sentido, conviene tener en cuenta las siguientes consideraciones y recomendaciones:

- Tener el material al alcance de la vista o almacenarlo en un lugar seguro (de acceso restringido) para evitar hurtos y manipulaciones indebidas que puedan ocasionar golpes o caídas.
- No exponer el material a condiciones climáticas adversas.

No se debe exponer a la intemperie aquellos elementos que no tengan el grado de protección IP adecuado¹. Si lo tienen, asegurarse de que dicha protección no ha quedado temporalmente anulada (durante su manipulación interior, por ejemplo)

¹ Ver el anexo 9 para entrar en más detalle acerca de la protección IP

Seguridad durante el manejo

El manejo del material debe realizarse de modo que este no sufra ningún daño. En este sentido, conviene tener en cuenta las siguientes consideraciones y recomendaciones:

- Emplear las personas y los medios mecánicos necesarios.

Los módulos fotovoltaicos son elementos especialmente frágiles. Se debe evitar los golpes, las caídas y el apoyo de la cubierta sobre una superficie que pueda provocar el deterioro de la primera (piedra, cemento, baldosa, metal)

Los paneles fotovoltaicos tienen una relación superficie-peso considerable. Durante su izado y colocación en la estructura pueden verse sometidos a fuerza por presión del viento que pueden provocar golpes contra los elementos circundantes (edificación, estructura, soporte, etc.) o caídas previas a la sujeción de los mismos a la estructura.

Los acumuladores eléctricos son bastante robustos pero pueden tener un peso considerable, de modo que una caída (incluso a la altura del suelo) puede provocar, en el peor de los casos, el deterioro de las placas y la inutilización del acumulador.

En el caso de integración en tejados o cubiertas, montar y conectar primero los módulos situados en las hileras superiores. De no ser así, el acceso a estas hileras superiores, o las caídas de material, pueden provocar daños en el módulo de las hileras inferiores.

La colocación de los acumuladores en las bancadas o estanterías debe realizarse de modo que no se provoque el vuelco de las mismas. En el caso de bancadas, estas se estabilizarán colocando primero algunos acumuladores en la parte central. En el caso de estanterías, la colocación de los acumuladores se realizará completando primero las hileras inferiores.

Seguridad Personal.

En ocasiones, el montaje de una instalación fotovoltaica implica exposición del personal técnico a condiciones ambientales y de trabajo que pueden provocar situaciones de peligro. En este sentido, conviene tener en cuenta las siguientes consideraciones y recomendaciones.

El trabajo en condiciones de fuerte soleamiento directo debe interrumpirse periódicamente para evitar efectos fisiológicos perjudiciales (Fatiga, deshidratación, desmayos) que pudieran provocar accidentes por falta de atención o caídas. En estas condiciones, el operario debe tomar agua moderadamente y descansar fuera del alcance de los rayos del sol. En algunos casos, la sombra provocada por los módulos fotovoltaicos será la única disponible.

El trabajo en alturas es algo muy común y frecuente durante el montaje del campo fotovoltaico. En este sentido, las medidas de seguridad personales no difieren de las correspondientes a otros tipos de trabajo. Entre estas, cabe señalar las siguientes:

- Utilizar casco para evitar posibles golpes provocados durante la manipulación de material por encima de la cabeza (Izado de los paneles, por ejemplo), o por caídas de material (Herramientas, elementos estructurales, etc.)
- Utilizar gafas de sol para evitar situaciones de deslumbramiento y pérdida momentánea de visión que puedan provocar pérdida de equilibrio y caídas.
- Utilizar calzado adecuado para el desplazamiento por tejados y cubiertas.
- Desplazarse con especial precaución por los tejados y cubiertas, asegurándose antes de que la presión máxima (peso/superficie) admisible así lo permite.

- No subir a tejados o cubiertas con la superficie mojada. Esperar a que se seque por completo
- Colocar, sujetar y estabilizar convenientemente los andamios y escaleras.
- Utilizar siempre las dos manos para subir por los andamios y escaleras
- No sujetar nada hasta encontrarse en una situación estable que permita soportar el peso con seguridad
- Trabajar siempre en equipo
- Los acumuladores eléctricos pueden tener un peso considerable , de modo que, en estos casos , su transporte y colocación manual no es en absoluto recomendable
- El trabajo con electricidad requiere también la adopción de una serie de medidas de seguridad, por tener en cuenta un hecho incuestionable: no se puede prevenir lo que se ignora o desconoce. El instalador deber ser consiente del riesgo eléctrico asociado a las operaciones llevadas a cabo durante el montaje de la instalación.
- La exposición de las células de un modulo fotovoltaico a la luz (Incluso artificial) provoca la aparición de tensión en sus terminales. Para evitarlo se puede apoyar el modulo boca abajo (Sobre una superficie adecuada) o cubrir completamente la superficie de captación con algún elemento opaco, como un cartón o una manta. (NO utilizar plásticos para esta función)
- En las operaciones de cableado de los circuitos de las baterías, el riesgo eléctrico se debe principalmente a la elevada intensidad de corriente (Miles de amperios) que pueden generar los acumuladores eléctricos de mediana o gran capacidad (Incluso los de 2 voltios) en situación de corto circuito. En este sentido, la medida básica de seguridad es la utilización de herramientas convenientemente aisladas que no permitan el contacto accidental simultáneo de los bornes de polaridad opuesta. También es muy recomendable no

llevar objetos personales metálicos. (relojes, cadenas, etc.) Durante la manipulación de los acumuladores.

La corriente de cortocircuito puede provocar un elevado calentamiento del objeto metálico causante del mismo, llegando incluso a fundirlo. Esto puede provocar quemaduras al intentar tomarlo, y que los objetos personales metálicos queden pegados. Además, del arco eléctrico producido al separar el objeto metálico del acumulador, lo cual puede provocar una explosión.

Respecto a la seguridad del personal ajeno de la instalación durante el montaje de la misma, se debe delimitar, advertir y señalar convenientemente la zona de peligro por riesgo de caídas de material. Se deben adoptar las medidas de seguridad necesarias para que en las vías de paso habituales no exista dicho peligro (Redes, cubiertas de obra, aviso de operarios, etc.)

3.1.1.2 Seguridad Durante el Funcionamiento y la Utilización

El propósito de la seguridad durante el funcionamiento y la utilización de la instalación fotovoltaica es evitar cualquier daño material y personal provocado por situaciones excepcionales, o en si peligrosas, que puedan aparecer una vez entregada y puesta en marcha la instalación.

Seguridad material

Respecto a la parte no eléctrica de la instalación fotovoltaica, hay que hacer especial hincapié en la necesidad (y obligatoriedad) de que el anclaje y sujeción del campo fotovoltaico (Estructura y paneles) sea el adecuado para soportar la carga máxima de viento (principalmente) prevista en el lugar de la instalación. En ocasiones, el tipo y/o estado de la superficie de sustentación del campo fotovoltaico no permiten asegurar su resistencia frente a estas situaciones de carga máxima, de modo que la única solución es impedir que dicha carga supere el valor máximo permitido. Ni que decir tiene que este tipo de situaciones deben

preverse con antelación en la fase de diseño, adoptando entonces las medidas oportunas, como aumentar la separación habitual entre paneles, ubicarlos en los lugares mas resguardados del viento o reducir el área efectiva sobre la que actúa la presión de este ultimo (impidiendo que entre por detrás de los paneles)

En cuanto a la parte eléctrica de la instalación fotovoltaica, la seguridad material comprende (Al igual que en las instalaciones eléctricas convencionales) todas aquellas medidas de protección contra cualquier daño o deterioro (en aparatos cableado) provocado por situaciones de cortocircuito, sobrecarga o sobre tensión, como la utilización de fusibles, magneto térmicos y descargadores de tensión de calibre y tipo adecuados. Debe prestarse especial atención a la protección de los circuitos de continua, utilizando siempre la avaramente especificada para este tipo de protección sin el poder de corte y el mecanismo de actuación adecuados, y su colocación en las proximidades de los acumuladores eléctricos, puede provocar, en situaciones de cortocircuito, la aparición de un arco eléctrico que en una atmósfera de aire-hidrogeno (Liberado durante la carga de las baterías) podría causar una explosión

Seguridad Personal

En las instalaciones fotovoltaicas deben adoptarse (al igual que en las instalaciones eléctricas convencionales) las medidas de seguridad personal adecuadas para evitar el peligro por choque eléctrico debido a contactos directos. Es necesario también señalar convenientemente todas las cajas, armarios, cuadros y elementos de desconexión y protección donde existan tensiones fuera del rango de la seguridad personal. Esto es especialmente recomendable en instalaciones donde coexistan tensiones dentro y fuera del rango de seguridad personal, resultando además de gran utilidad para el técnico de mantenimiento, quien, dicho sea de paso, nunca debe "Suponer", sino comprobar por medio de mediciones.

Otro punto de especial interés es la seguridad personal en la sala de baterías. Al posible riesgo eléctrico (por tensión de contacto directo, principalmente), hay que

añadir el de quemaduras por ácido y el de explosión por ignición de la mezcla aire-hidrogeno. En este sentido las medidas básicas de seguridad son:

- Acceso restringido y controlado a la sala de baterías
- Ventilación adecuada
- Utilizar guantes y gafas protectoras en las operaciones de medición de la densidad y reposición del electrolito
- Disponer en la sala de baterías de agua limpia, vendas, algodón y limpiador ocular. Las quemaduras por ácido deben lavarse con abundante agua y protegerse del contacto del aire, antes de acudir al medico.
- No llevar ropa que favorezca la carga electrostática
- No fumar
- No realizar trabajos ni utilizar aparatos que puedan originar chispas o llamas
- Señalización adecuada en la sala de baterías.

3.2 Manual de Recepción.

La elaboración de un buen manual de recepción general para instalaciones fotovoltaicas es una práctica profesional muy recomendable y una muestra de la profesionalidad del instalador. El manual debe contener la descripción completa de los procedimientos de verificaciones, ensayos, comprobaciones finales y puesta en servicio de la instalación. También se pueden incluir en el mismo los modelos de las hojas de registro, cuyo cumplimiento puede ser un requisito previo a la entrega y aceptación de la instalación fotovoltaica.

El instalador puede elaborar un manual de recepción general que contemple los aspectos generales de aplicación común a todos los tipos de instalaciones fotovoltaicas que alcance a realizar, indicando en cada caso que procedimientos son de aplicación y acompañándolo con las especificaciones que, debido a las características singulares de cada instalación particular, no se contemplen en el manual general. También puede y debe acompañarse

cada manual de recepción con la documentación necesaria facilitada por los fabricantes de los distintos elementos, limitándose el manual a referenciar los aspectos pertinentes de dicha documentación.

El manual de recepción así elaborado, constituye en muchos casos una herramienta fundamental para las tareas de mantenimiento programando, ya que, generalmente, lo que el técnico lleva a cabo en su visita anual o semestral de mantenimiento se puede considerar como una nueva recepción y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica. Conviene hacer hincapié en que cualquier aspecto referente al mantenimiento, salvo reparación o sustitución, tiene su correspondencia con alguno de los procedimientos incluidos en el manual de recepción.

A continuación se indican y describen los procedimientos que se podrían incluir en un manual general de recepción de instalación fotovoltaica.

Manual de Recepción.	
Alcance	Aspecto tratado
Campo fotovoltaico	Característica eléctrica Conexionado Limpieza de los paneles Sujeción de los paneles Sujeción de la estructura
Baterías	Conexionado Limpieza Puesta en marcha
Regulador e inversor	Estado general
Instalación eléctrica	Caídas de tensión Cableado
Sistema fotovoltaico	Puesta en servicio de la instalación

3.2.1 Características Eléctricas.

Objeto: comprobación de las características eléctricas del campo fotovoltaico.
(Verificación de los valores de tensión e intensidad previstos)

Documentación: plano de conexionado serie-paralelo del campo fotovoltaico y parámetros característicos del modulo utilizado.

Herramientas/ Materiales: Solarímetro, voltímetro y tenaza amperimétrica.

Descripción:

En las horas centrales de un día soleado:

- A partir de la característica V-I de un modulo, determinar la tensión (de ensayo) a circuito abierto y la corriente (de ensayo) de cortocircuito de un modulo correspondiente a los valores de irradiancia y temperatura (aproximada) existentes en el momento de la comprobación.
- Localizar la caja principal de conexiones del campo fotovoltaico
- Desconectar los terminales positivo y negativo principales del resto de la instalación, a ser posible actuando sobre los elementos de protección y desconexión presentes en el circuito del campo fotovoltaico.
- Verificar que la tensión existente entre los terminales positivo y negativo de cada circuito generador (rama en paralelo) y del circuito principal es la misma e igual a la tensión de ensayo multiplicada por el numero de módulos en serie que forman cada circuito generador
- Verificar que la corriente de cortocircuito de cada circuito generador (rama en paralelo) es la misma e igual a la corriente de ensayo
- Verificar que la corriente de cortocircuito del circuito principal es igual a la de ensayo multiplicada por el numero de circuitos generadores (ramas en paralelo)

Medición de la tensión a circuito abierto

- Preparar el voltímetro para medir tensiones y seleccionar la escala adecuada.
- Colocar las sondas del voltímetro en los terminales del circuito correspondiente. La inversión de polaridad provocará (simplemente) una lectura negativa.

Medición de la corriente de cortocircuito:

- Preparar el voltímetro para medir corrientes en los terminales del circuito correspondiente.
- Colocar las sondas del voltímetro en los terminales del circuito correspondiente.
- Para intensidades elevadas se utilizará una tenaza amperimétrica. En este caso, el cortocircuito se provocará puentando los terminales correspondientes con un conductor de sección adecuada. Para intensidades muy elevadas, el puente se realizará mediante un interruptor de calibre adecuado, dispuesto a tal efecto.

3.2.2 Conexión

Objeto: comprobación del estado de estanqueidad, conservación y apriete de las conexiones del campo fotovoltaico.

Documentación: plano de conexión serie-paralelo del campo fotovoltaico.

Herramientas/ materiales: juego de destornilladores, protector contra corrosión y cinta selladora

Descripción:

En cajas de conexiones (de módulos, principales, etc.)

- Comprobar mediante pequeños tirones que los cables están firmemente conectados. Si se observa algún aflojamiento, proceder al apriete correspondiente o volver a realizar la conexión.
- Comprobar que la longitud de los cables en el interior de las cajas es la adecuada para que las conexiones no se vean sometidas a esfuerzos.
- Comprobar que los prensaestopas están convenientemente fijados a las cajas (bien apretados y sin holguras, no giran sobre si mismos). Si se observa algún aflojamiento, proceder al apriete correspondiente.
- Asegurarse de que los terminales están libres de corrosión y las conexiones son eléctricamente eficaces. En ambientes especialmente adversos, proteger las conexiones con algún protector contra la corrosión (spray, grasa, etc.)
- Asegurarse de que las cajas quedan convenientemente cerradas . Ante la duda, utilizar cinta selladora especial para asegurar la estanqueidad de las mismas.

3.2.3 Limpieza de los paneles.

Objeto: comprobación del estado relimpieza de la superficie de los paneles.

Herramientas/ materiales: agua y productos de limpieza no abrasivos (jabón, paño, etc.)

Descripción:

- Comprobar que la superficie de los paneles no tiene restos de suciedad que no se pueda eliminar de forma natural (polvo, pequeña vegetación, etc.) en su caso, eliminarlas presentando especial atención a no rayar la superficie de los paneles ni degradar sus juntas (por abrasión química). Conviene realizar esta operación cuando el panel no este caliente.

3.2.4 Sujeción de los Paneles.

Objeto: comprobación de la estabilidad, rigidez y sujeción de los paneles.

Herramientas/ materiales: Juego de llaves (Fijas, inglesas, etc.)

Descripción:

- Comprobar que los paneles están bien fijados a la estructura de soporte y que no existen holguras o aflojamientos en las fijaciones que puedan provocar vibraciones por efecto del viento. En su caso, proceder al apriete correspondiente para dotar a los paneles de la estabilidad, rigidez y fijación adecuadas. Esta comprobación se puede realizar de forma visual y observando qué sucede al intentar mover los paneles de forma manual.

3.2.5 Sujeción de la Estructura.

Objeto: Comprobación de la estabilidad, rigidez y sujeción de los paneles.

Herramientas/ materiales: Juego de llaves (Fijas, inglesas, etc.)

Descripción:

- Comprobar mediante inspección visual que la cimentación de la estructura y/o la superficie de sustentación del mismo no muestran signos de deterioro (grietas, desprendimientos de material etc.) en su caso, proceder con la obra civil necesaria para asegurar la reparación del estado de deterioro correspondiente.
- Comprobar que las uniones y anclajes de la estructura no muestran signos de holgura o aflojamiento que puedan provocar vibraciones por efecto del viento. En su caso, proceder al apriete correspondiente

- Comprobar mediante inspección visual que los elementos de la estructura no sufren deformaciones (provocada por el peso soportado) no especificadas en el análisis estructural efectuado en la fase de diseño

3.2.6 Conexionado.

Objeto: comprobación del conexionado serie-paralelo de los acumuladores eléctricos, comprobación de la realización y estado de apriete de las conexiones y verificación de la tensión nominal.

Documentación: plano de conexionado serie-paralelo de los acumuladores eléctricos

Herramientas/ materiales: llaves (fijas, allen, etc.) y multímetro.

Descripción:

- Comprobar que el conexionado serie-paralelo de los acumuladores es el indicado en el plano correspondiente, prestando especial atención a la polaridad de los bornes y al conexionado equipotencial de las filas en paralelo, evitando caminos preferentes para la corriente
- Comprobar que los terminales de interconexión hacen el contacto adecuado con los bornes y están convenientemente apretados (permanecen fijos al intentar moverlos). En caso contrario, realizar una conexión eficaz (maximizar la superficie de contacto) y proceder al apriete firme pero moderado de los mismos (un par de apriete excesivo puede provocar daños irreparables en el interior del acumulador)
- Localizar los terminales positivo y negativo principales del conjunto acumuladores.

- Desconectar estos terminales del resto de la instalación, a ser posible actuando sobre los elementos de protección y desconexión presentes en los circuitos de las baterías.
- Verificar que la tensión existente entre los terminales positivo y negativo principales del conjunto de acumuladores es aproximadamente igual a la tensión nominal de cada acumulador multiplicada por el número de acumuladores en serie. Verificar que esta tensión corresponde con la tensión nominal de sistema.

Atención:

Antes de colocar las espigas del multímetro en los bornes de los acumuladores, hay que asegurarse de que el multímetro está preparado para medir tensiones. De no ser así, se puede dañar y provocar un arco eléctrico.

Medición de tensión:

- Preparar el multímetro para medir tensiones y seleccionar la escala adecuada
- Colocar las sondas del multímetro en los terminales principales correspondientes. La inversión de polaridad provocará (simplemente) una lectura negativa.

3.2.7 Limpieza en la Instalación.

Objeto: Comprobación del estado de limpieza de los acumuladores eléctricos.

Herramientas / materiales: Agua limpia, disolución de bicarbonato de sodio en agua (200 g/l), grasa especial para bornes de baterías, paños y utensilios especiales para limpieza de terminales.

Descripción:

- Comprobar que las bancadas, el interior de los contenedores y, sobre todo, la parte superior de los acumuladores no presentan restos de suciedad (polvo, humedad, salpicaduras de electrolito, condensaciones de gases, etc.) que pueda provocar auto descargas parásitas o derivaciones eléctricas. En su caso, limpiar la suciedad y el polvo con un paño humedecido en agua limpia. En los acumuladores del electrolito líquido, eliminar los restos de ácido con un paño humedecido en la disolución neutralizante, enjuagar con un paño humedecido en agua limpia y secar con un paño limpio.
- Comprobar que los terminales de conexión no muestran signos de corrosión o sulfatación que reduzcan el área efectiva de contacto entre el terminal y el borne del acumulador. En su caso, desconectar el terminal, limpiarlo convenientemente (principalmente la superficie de contacto) y limpiar también el borne del acumulador. Para ello se puede proceder de forma análoga a la limpieza de la parte superior de los acumuladores. En ocasiones puede ser necesario la utilización de utensilios especiales de limpieza (cepillo de alambre, escariador, etc.). Una vez limpios, se aplicará de forma uniforme en el terminal y en el borne una fina capa de grasa especial (de conductividad adecuada) para preservar la conexión. La aplicación (en su caso) de vaselina neutra o grasa de silicona debe limitarse a proteger el exterior de la conexión (no la superficie de contacto)
- Comprobar que los tapones cerámicos de los acumuladores de electrolito líquido no están obstruidos parcialmente por las salpicaduras del mismo. En su caso, lavarlos con abundante agua y secarlos agitándolos vigorosamente o aplicando una corriente de aire para eliminar toda el agua.

Atención:

- Antes de efectuar cualquier tarea de limpieza hay que asegurarse de que los orificios de reposición de agua (en los acumuladores de electrolito líquido) están bien cerrados para evitar la entrada de suciedad o disolución neutralizantes en el interior de las celdas.
- La utilización de disoluciones neutralizantes a base de amoníaco pueden dañar permanentemente el material plástico de los acumuladores
- La aplicación excesiva de grasa protectora puede provocar auto descargas parásitas al derretirse por efecto de la temperatura.

3.2.8 Puesta en Marcha.

Objeto: Preparación de los acumuladores eléctricos de electrolito líquido para la prestación de servicio

Documentación: Tablas de relación entre la densidad del electrolito y el estado de carga correspondiente. (Correcciones por temperatura y nivel del electrolito)

Herramientas/ Materiales: preparado de electrolito, densímetro, embudo y sifón (opcional)

Descripción:

- Quitar los tapones de los orificios de llenado
- Colocar los indicadores de nivel (cuando proceda)
- Llenar los elementos hasta el nivel máximo
- Después de la impregnación (Unas dos horas), reajustar los niveles añadiendo electrolito hasta el nivel máximo.
- verificar. Mediante la medición de la densidad, que el estado de carga se corresponde con el de las baterías cargadas en seco (75% aproximadamente)
- colocar los tapones en los orificios de llenado
- efectuar una carga de ecualización

Corrección de la densidad por efecto de la temperatura del electrolito

- por cada °C por encima o debajo de 25° C, sumar o restar 0.0007 g/cm³

Utilización del densímetro:

- con el densímetro en posición vertical, presionar la perilla por completo, sumergir (sin tocar las placas) el extremo del tubo en el electrolito y succionar hasta que el indicador flote libremente.

3.2.9 Estado General.

Objeto: Comprobación del estado general del conexionado, sujeción y limpieza del regulador, inversor y otros aparatos

Herramientas/ Materiales: Juego de destornilladores, protector contra corrosión, paño, limpiador multiusos y material diverso de construcción.

Descripción:

- comprobar mediante pequeños tirones que los cables están firmemente conectados. Si se observa algún aflojamiento, proceder al apriete correspondiente o volver a realizar la conexión.
- Si hay prensaestopas, comprobar que la longitud de los cables en el interior del aparato es la adecuada para que las conexiones no se vean sometidas a esfuerzos, comprobar que los prensaestopas están convenientemente fijados al aparato (bien apretados y sin holguras, no giran sobre si mismos). Si se observa algún aflojamiento, proceder al apriete correspondiente.
- Asegurarse de que los terminales están libres de corrosión y las conexiones son eléctricamente eficaces. En ambientes

² se debe tomar en cuenta que la densidad del electrolito se ve afectada con respecto a la temperatura, por esta razón es necesario sumar o restar cierta cantidad a la densidad, cuando la temperatura esta por arriba o debajo de los 25°C. para de esta manera tener el verdadero valor de densidad que el electrolito tiene en ese momento.

especialmente adversos, proteger las conexiones con algún protector contra la corrosión (spray, grasa, etc.)

- Comprobar que el aparato no muestra restos de suciedad que dificulte la visualización de sus indicaciones o pueda afectar a su funcionamiento. En su caso, eliminar la suciedad con un paño humedecido en agua o limpiador multiusos.
- Comprobar mediante inspección visual y pequeñas sobrecargas de peso que la sujeción del aparato es firme y que la superficie de sustentación del mismo no muestra signos de deterioro (grietas, desprendimientos de material, etc.) en su caso, proceder con la obra civil necesaria para asegurar la reparación del estado de deterioro correspondiente.

3.2.10 Caída de Tensión en la Instalación.

Objeto: Comprobación de la caída de tensión en los circuitos del campo fotovoltaico- regulador, regulador-baterías y baterías-inversor

Documentación: plano eléctrico general de la instalación

Herramientas y materiales: Multímetro y pinza amperimétrica

Descripción:

En las horas centrales de un día soleado

- cuando el regulador no este limitando la corriente de carga (observar la indicación o señalización correspondiente en el regulador) :

- comprobar con la pinza amperimétrica que la corriente en el circuito del campo fotovoltaico y regulador es aproximadamente igual a la máxima prevista, y verificar con el multímetro que la diferencia de tensión en los terminales principales de la caja de conexiones principal del campo fotovoltaico y la tensión en los terminales del regulador correspondientes al campo fotovoltaico están dentro del margen permitido

Con carga máxima de consumo en alterna

- comprobar con la pinza amperimétrica que la corriente en el circuito baterías- inversor es aproximadamente igual a la máxima prevista, y verificar con el multímetro que la diferencia entre la tensión en los terminales principales de la batería más alejados eléctricamente del inversor y la tensión en los terminales del inversor correspondientes a la batería están dentro del margen permitido.

Si la longitud de los circuitos y la accesibilidad simultánea de los terminales de prueba lo permiten. Las caídas de tensión se pueden determinar midiendo directamente la tensión en los terminales de prueba de igual polaridad.

Atención:

- las sondas del multímetro se deben colocar sobre los terminales, no sobre los conductores, al objeto de tener en cuenta los posibles efectos resistivos de los primeros y detectar conexiones mal realizadas
- para medir resistencias en el cableado de interconexión de los acumuladores eléctricos, las sondas del multímetro (en escala de ohmios) se deben colocar de forma que no quede ningún acumulador en el medio. De no ser así, se puede dañar el multímetro y provocar un arco eléctrico.

3.2.11 Consideraciones prácticas.

Conviene insistir en el carácter orientativo y de aplicación general de los procedimientos descritos anteriormente. El instalador debe ampliarlos, adaptarlos y modificarlos convenientemente, para tener en cuenta las características particulares de cada instalación fotovoltaica.

Algunas operaciones de medición o comprobación necesarias para puesta en marcha de una instalación fotovoltaica no pueden llevarse a cabo una vez concluido el montaje de la misma. Tal es el caso, por ejemplo, de campos fotovoltaicos en los que las cajas de conexiones de los módulos quedan inaccesibles (algo habitual en integraciones arquitectónicas), o en los que el acceso al propio campo no resulta cómodo o sencillo. El instalador debe prever este tipo de situaciones y adjuntar los procedimientos de mediciones y comprobaciones correspondientes a las especificaciones de montaje, para que estos se lleven a cabo en el momento más oportuno y conveniente.

Durante la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica autónoma son frecuentes las maniobras de conexión y desconexión del campo fotovoltaico y las baterías. A este respecto, debe tenerse en cuenta lo siguiente.

- El buen funcionamiento de algunos reguladores requiere conectar la alimentación de las baterías antes que el campo fotovoltaico. Esta es la secuencia de maniobra de conexión recomendada en la práctica.
- Algunos aparatos de consumo pueden dañarse si quedan conectados directamente al campo fotovoltaico. Por este motivo, el campo fotovoltaico debe desconectarse antes que las baterías. Esta es la secuencia de maniobra de desconexión recomendada en la práctica.

Para la comprobación del correcto funcionamiento de algunos aparatos (regulador, inversor, etc.) Sería necesario la realización de ensayos en diferentes situaciones o estados de la instalación fotovoltaica. En la práctica, estos ensayos

se limitan al propio funcionamiento normal de la instalación, de modo que solo con la observación y el seguimiento exhaustivo del mismo se podría determinar el buen o mal funcionamiento de dichos aparatos. Así pues, tal como se ha señalado en los procedimientos de puesta en servicio de instalaciones fotovoltaicas, la comprobación práctica del funcionamiento de estos aparatos durante la puesta en marcha de la instalación puede limitarse a:

- Observar la aparición de situaciones anómalas (Alarmas, fallos, zumbidos extraños, calentamientos, etc.)
- Comprobar que las instalaciones de estado son correctas (se corresponden con la situación concreta de la instalación fotovoltaica.
- Contrastar las indicaciones de tensión e intensidad en los aparatos eléctricos con las mediciones realizadas con los instrumentos de campo.

Entrega y aceptación.

Generalmente, los proyectos de instalaciones fotovoltaicas son del tipo “llave en mano”, es decir, se entregan al cliente totalmente terminadas y listas para funcionar. La entrega de la instalación concluye con la firma del acta de aceptación de la instalación por parte del cliente que, según el tipo de acuerdo alcanzado con la empresa instaladora, puede ser provisional o definitiva. En cualquier caso, esto supone la conformidad del cliente (aun con reparos) con la instalación realizada.

3.3 Manual del Usuario.

Una de las claves para elaborar un buen manual que sea de utilidad para el usuario es incluir solo la información necesaria y suficiente para la conservación y utilización correcta y segura de la instalación fotovoltaica correspondiente por parte del mismo.

Esta información vendrá determinada principalmente por las competencias de actuación del usuario acordadas entre este y la empresa instaladora, y en función del contrato de mantenimiento, las condiciones de garantía, las características de la instalación y del usuario, etc.

En cualquier caso, en el manual del usuario se debe dar respuesta al qué, cómo y cuándo de las actuaciones del usuario, tanto en materia de utilización como de mantenimiento.

Respecto a la utilización, conviene informar al usuario acerca de las prestaciones y limitaciones de su instalación fotovoltaica, dejando suficientemente claro que la misma ha sido diseñada para proporcionar un servicio eléctrico determinado y de acuerdo a unos criterios de utilización también determinados.

El usuario debe conocer bien su instalación (principio de funcionamiento, función y modo de operación de los aparatos y elementos de desconexión, efectos de una manipulación indebida, etc.) y debe tener el conocimiento y las herramientas necesarias para poder realizar un diagnóstico general de la misma, con el fin de detectar anomalías que puedan afectar a la prestación y disponibilidad del servicio y, en última instancia, a la durabilidad de la instalación fotovoltaica.

Generalmente, el mantenimiento a cargo del usuario es de tipo preventivo (ocasional o programado). La finalidad de estas tareas de mantenimiento es doble:

- Mantener la instalación (en la medida de lo posible) en un estado óptimo de conservación y funcionamiento similar al correspondiente a la puesta en marcha de la instalación.
- Detectar a tiempo posibles anomalías o defectos que influyen negativamente en el rendimiento general de la instalación fotovoltaica y en su prestación de servicio.

En la práctica, la presencia del usuario favorece la realización de las tareas de mantenimiento de forma frecuente y ocasional, algo muy recomendable, al menos hasta que el usuario conozca cómo se comporta su instalación y pueda determinar la necesidad y la periodicidad más conveniente de dichas tareas de mantenimiento.

Manual de Mantenimiento		
Alcance	Operación	
Campo Fotovoltaico	Inspección	Estado de los módulos
		Estado de la estructura
		Estado del cableado
	Comprobación	Generación eléctrica
Baterías	Inspección	Estado de los acumuladores
		Nivel de electrolito
	Comprobación	Estado de carga
Regulador, inversor y otros aparatos	Inspección	Estado de los aparatos
	Comprobación	Funcionamiento de los aparatos
Instalación eléctrica.	Inspección	Estado del cableado
		Estado de los elementos de desconexión y protección.
	Comprobación	Funcionamiento de los elementos de desconexión

3.3.1 Estado de los módulos.

Objeto: Inspección general estado del campo fotovoltaico.

Periodicidad: Ocasional y ante condiciones ambientales especialmente adversas (lluvia o sol)

Descripción:

- Evitar el sombreado no previsto de los módulos fotovoltaicos debido a variaciones en la vegetación circundante o la colocación de

objetos próximos a los módulos. Este sombreado puede disminuir considerablemente la producción de energía eléctrica y, por tanto, las prestaciones de la instalación fotovoltaica

- Evitar la acumulación prolongada y permanente de objetos y depósitos de suciedad en la superficie de los módulos (especialmente los procedentes de las aves). Sus efectos son análogos a los del sombreado.

3.3.2 Estado de la Estructura.

Objeto: comprobación de la generación eléctrica del campo fotovoltaica.

Periodicidad: ocasional y ante cualquier indicio de mal funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Descripción:

En las horas centrales de un día soleado

- Comprobar, observando las señalizaciones e indicaciones del regulador de carga u otros aparatos de monitorización, que la tensión e intensidad del campo fotovoltaico son las previstas.

3.3.3 Estado del Cableado.

Objeto: inspección general del estado de los acumuladores eléctricos.

Periodicidad: ocasional.

Descripción:

- Mantener la sala de baterías en las mismas condiciones que en la puesta de marcha de la instalación, evitando el almacenamiento descontrolado de objetos.
- Advertir al técnico ante cualquier indicio de degradación o alteración en el estado de los acumuladores (placas, recipientes, terminales, etc.): caídas, golpes, roturas, corrosión, aflojamientos

Atención:

No manipular la conexión de los acumuladores.

- Comprobar que el nivel del electrolito (en los acumuladores de electrolito líquido) se mantiene entre los niveles mínimo y máximo. Los acumuladores de uso fotovoltaico suelen tener una reserva considerable de electrolito, de modo que la reposición del nivel puede efectuarse durante la visita programada del técnico. Advertir al técnico ante una disminución del nivel superior a la prevista.

Atención:

- Si es necesario reponer el nivel del electrolito, utilizar únicamente agua destilada o desmineralizada, no sobrepasar el nivel máximo, evitar salpicaduras y derrame de electrolito, evitar la penetración de impurezas en el interior de las celdas. Utilizar un embudo de plástico o cristal (no metálico) y llevar guantes y gafas protectoras.

3.3.4 Estado de Carga.

Objeto:

Comprobación del estado de carga de las baterías.

Periodicidad:

Ocasional, durante periodos prolongados de ausencia o nivel bajo de irradiación solar y ante cualquier indicio de mal funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Descripción:

Comprobar, observando las señalizaciones e indicaciones del regulador de carga u otros aparatos de monitorización, que el estado de carga de las baterías es el previsto.

3.3.5 Estado de los Aparatos.

Objeto:

Inspección general del estado de los aparatos.

Periodicidad:

Ocasional

Descripción:

- Comprobar que los estados de conservación, limpieza y sujeción del regulador, inversor y además aparatos eléctricos presentes en la instalación fotovoltaica, se mantienen en condiciones similares a las de la puesta en marcha de la instalación. Cuando sea necesario, eliminar los restos de polvo y suciedad con un paño humedecido en agua o limpiador multiusos. Advertir al técnico en caso de ser necesaria la manipulación del aparato (por roturas defectos de estanquidad).
- Ante cualquier indicio de degradación o alteración en el estado de conservación de los aparatos (desgaste, quemaduras, golpes, etc.) comprobar si el funcionamiento de los mismos se ha visto afectado y, en su caso, advertir al técnico.

3.3.6 Funcionamiento de los Aparatos.

Objeto:

Comprobación del funcionamiento de los aparatos.

Periodicidad:

Ocasional y ante cualquier indicio de mal funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Descripción.

- seguir los procedimientos de comprobación rutinaria (no técnica) del funcionamiento de los aparatos, facilitados por el fabricante (en los manuales de operación de los aparatos) o por el instalador.
- Indicaciones correctas de estado de funcionamiento y de monitorización.
- Ausencia de fallos, alarmas, zumbidos extraños, calentamiento, etc.

Advertir al técnico ante cualquier indicio de mal funcionamiento de los aparatos.

Atención

No quitar la carcasa protectora de los aparatos ni manipular sus conexiones.

3.3.7 Estado del Cableado

Objeto:

Inspección general del estado de toda la instalación.

Periodicidad: Ocasional

Descripción:

Advertir al técnico ante cualquier indicio de degradación o alteración en el estado de la instalación eléctrica (elementos de desconexión y protección como fusibles, magnetos térmicos y otros, conductores de protección, canalizaciones, cajas, armarios, sujeciones, etc.): deterioro, defectos de aislamiento o estanquidad, desgaste, quemaduras, etc.

3.3.8 Funcionamiento de los Elementos de Desconexión.

Objeto:

Comprobación del funcionamiento de los elementos de desconexión.

Periodicidad:

Ocasional.

Descripción:

Realizar maniobras de conexión-desconexión (según indicación del instalador) y advertir al técnico ante cualquier indicio de mal funcionamiento de los elementos de desconexión.

Notas:

- Si el regulador utilizado en la instalación fotovoltaica no dispone de la función de carga automática de ecualización (ya sea periódica o como consecuencia de un bajo estado de carga), esta debe realizarse de forma manual y con una periodicidad mensual. Motivos evidentes de la necesidad de ecualización son las diferencias superiores a 0.04 V o 0.015 g/cm³ en la tensión y densidad. Respectivamente, de algunos elementos acumuladores en buen estado de carga y escogidos al azar.
- Debido a su periodicidad mensual, esta tarea de mantenimiento corresponde generalmente al usuario, de modo que el instalador debe preverla, adoptando las medidas oportunas para que dicha operación no

suponga una manipulación de riesgo para la instalación y para el usuario.

- Una solución práctica y cómoda para permitir la carga manual de ecualización es colocar un interruptor entre el campo fotovoltaico y el regulador, en una posición del interruptor, el circuito campo fotovoltaico regulador permanece inalterado y en la otra posición, el campo fotovoltaico queda conectado directamente a las baterías.
- La ecualización podría llevarse a cabo durante las horas centrales de un día soleado y en ausencia de carga de consumo en toda la instalación.
- La ecualización debe interrumpirse en cuanto se observe un gaseoso considerable en los acumuladores. El mantenimiento prolongado de este estado ocasionara una sobrecarga excesiva (no controlada) de las baterías, con sus efectos perjudiciales correspondientes.

Mantenimiento a cargo del técnico

- Al margen del tipo de contrato de mantenimiento y otros acuerdos establecidos entre la empresa instaladora y el usuario (propietario) de la instalación fotovoltaica, es muy recomendable la realización de dos visitas técnicas programadas a la instalación, previas al inicio del periodo invernal y de verano, respectivamente.
- Es muy recomendable que el técnico realice, al menos una vez al año, una comprobación exhaustiva del estado de los acumuladores eléctricos, con el fin de detectar algún defecto o envejecimiento prematuro que pueda afectar negativamente al buen funcionamiento de todo el subsistema de acumulación. Para ello será necesario medir la densidad del electrolito en todos y cada uno de los elementos. (en buen estado de carga) y observar si existen diferencias superiores a las indicadas por el fabricante. A falta de datos, una densidad inferior a la prevista en más de 0.030 g/cm^3 significaría que el elemento en cuestión está defectuoso, o su

envejecimiento es sensiblemente superior al resto, y habría que reemplazarlo.

- Por último, conviene recordar que durante las operaciones de mantenimiento es muy probable que el suministro eléctrico se vea interrumpido de forma temporal. De ser así, el técnico debe informar antes al usuario o responsable de la instalación y obtener la autorización o permiso correspondiente.

Averías y detección de errores.

- En ocasiones, las averías no afectan en modo aparente al funcionamiento de la instalación fotovoltaica (provocando, por ejemplo, una interrupción del suministro eléctrico), sino que afectan al rendimiento, las prestaciones o durabilidad de la instalación. Esto obliga al técnico a realizar un diagnóstico exhaustivo de todo el sistema, cuyo resultado ponga de manifiesto la existencia de dichas averías y se pueda proceder a la identificación y reparación de las mismas. Entre las dificultades con que se suele topar el técnico a la hora de realizar el diagnóstico de una instalación cabe señalar:
 - baja calidad en la realización de las instalaciones: cableado reordenado y no identificado y ausencia de elementos de desconexión que faciliten la labor del técnico.
 - Ausencia de planos, esquemas y manuales.
 - Ausencia de indicaciones y señalización en los aparatos: escasa o nula monitorización
 - Ausencia de un plan de mantenimiento que permita analizar el historial de la instalación y el seguimiento de las intervenciones correspondientes.
- Es importante detectar y corregir una avería, importante es también detectar y corregir las causas de la misma y prevenir su aparición futura.
- Generalmente, las causas de una avería son los errores que se hayan podido cometer en algún momento de las fases de diseño, montaje o

utilización de la instalación. Ni que decir tiene que, en estos casos, la reparación y prevención de la avería requiere la subsanación del error correspondiente.

A continuación se muestran las averías mas comunes encontradas en las instalaciones fotovoltaicas, sus posibles causas y los errores que han podido propiciarlas.

Módulos Fotovoltaicos
<p>Avería: <u>Deterioro de la superficie de captación</u> Causa: caídas Error: montaje inadecuado (sujeción inadecuada de la estructura) Causa: Golpes fortuitos Error: Montaje inadecuado. Error: utilización del usuario inadecuada (descuidada) Causa: actos vandálicos Error: Ausencia de medidas preventivas</p>
<p>Avería: deterioro del circuito de las celular. Causa: penetración de agua por rotura del cristal. Error: según causa de la rotura. Causa: puntos calientes por sombreado Error: ausencia de diodos de paso Causa: disipación excesiva de potencia Error: ausencia de elementos de protección (diodos o fusibles) en las ramas del circuito.</p>
<p>Avería: deterioro del circuito de las celular. Causa: penetración de agua por rotura del cristal. Error: según causa de la rotura. Causa: puntos calientes por sombreado Error: ausencia de diodos de paso Causa: disipación excesiva de potencia Error: ausencia de elementos de protección (diodos o fusibles)</p>

Efectos:

Cese o disminución de generación fotovoltaica recarga de las baterías inadecuadas.

Baterías

Avería: deterioro, corrosión, sulfatación y cortocircuito de las placas.

Causa: sobrecarga y sobre descarga excesiva por mal funcionamiento del regulador.

Error: Ajuste inadecuado del regulador

Causa: Ausencia de carga de equalización por mal funcionamiento del regulador o baterías.

Error: Mantenimiento inadecuado

Causa: Exposición de las placas al aire por nivel insuficiente del electrolito

Error: Mantenimiento inadecuado

Efectos:

Disminución de capacidad de acumulación envejecimiento prematuro de los acumuladores eléctricos.

Aparatos

Avería: Fallo interno

Causa: Inversión de polaridad

Error: Montaje inadecuado

Error: Tomas de corriente para elementos de consumo inadecuadas.

Causa: Sobre tensión, sobrecarga o cortocircuito por avería en la instalación eléctrica o utilización inadecuada.

Error: Ausencia de elementos de protección (Fusibles, descargadores de sobre tensiones, etc.)

Efectos:

Interrupción del suministro eléctrico

Instalación Eléctrica

Avería: Fallos y defectos eléctricos.

Causa: Corrosión, aflojamiento, desconexión y cortocircuito de las conexiones (por desconexión o por contacto con agua)

Error: Montaje inadecuado (Terminales inadecuados, aprietes inadecuados, conexiones defectuosos, ausencia de protección contra la corrosión, sellado de cajas de conexiones inadecuado)

Causa: Puesta a tierra del campo fotovoltaico defectuoso (ineficaz)

Error: Continuidad del tendido de tierra inadecuado (contacto paneles-estructura solo mecánico, no eléctrico, y ausencia de electrodo de tierra)

Causa: Deterioro del aislamiento del cableado

Error: Montaje inadecuado

Error: ausencia de conductos de protección

Causa: Sobre calentamiento o incendio del cableado.

Error: dimensionado del cable inadecuado

Causa: Deterioro o fallo de la paramenta eléctrica

Error: Dimensionado de calibre y/o capacidad inadecuado

Error: Utilización en continua de paramenta para alterna.

3.4 Cronograma de Mantenimiento.

Como bien se sabe, es necesario que en toda instalación, se tenga una inspección periódica, para asegurar de esta manera el buen funcionamiento de cada uno de los dispositivos involucrados en esta. Debido a esa necesidad, se hace hincapié, en tener un método sistematizado de mantenimiento periódico, y para tal propósito, se muestra en el siguiente cuadro, un cronograma de mantenimiento, previsto para un intervalo de tiempo de 3 días.

Alcance	Operación	Dia 1		Dia 2		Dia 3	
		Mañana	Tarde	Mañana	Tarde	Mañana	Tarde
Campo Fotovoltaico	1. Estado de los módulos						
	2. Estado de la estructura						
	3. Estado del cableado						
	4. Generación eléctrica						
Baterías	1. Estado de los acumuladores						
	2. Nivel de electrolito						
	3. Estado de Carga						
Regulador, inversor y otros aparatos.	1. Estado de los aparatos						
	2. Funcionamiento de los aparatos						
Instalación eléctrica.	1. Estado del cableado						
	2. Estado de los elementos de conexión y protección						
	3. Funcionamiento de los elementos de desconexión						

3.5 Canalización de la instalación.

En toda instalación es necesaria una canalización eléctrica que sirva para proteger los conductores ante los efectos ambientales. Una canalización eléctrica también es la encargada de mantener la estética del lugar. En base a esos criterios se propone la siguiente canalización en la figura 3.1

A partir de los cálculos hechos se determino que el calibre de conductor que se usara será el número 6, y para esto es necesario que se conduzcan 8 conductores desde el techo del edificio SUM hasta el cuarto de control. Este desplazamiento se realizará a través de una canalización.

En la tabla 3.1 se muestra el diámetro de tubería en función del número de conductores que puede albergar y en base a esta tabla se ha determinado el diámetro de la tubería que se utilizará en la instalación.

CONDUCTORES													
Tipo	Tamaño conductor	Tamaño de la canalización, para tubo Conduit, en pulgadas											
		½	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	3 1/2	4	5	6
THHN, THWN	14	13	22	36	63	85	140	200	309	412	531	833	1202
	12	9	16	26	46	62	102	146	225	301	387	608	877
	10	6	10	17	29	39	64	92	142	189	244	383	552
	8	3	6	9	16	22	37	53	82	109	140	221	318
	6	2	4	7	12	16	27	38	59	79	101	159	230
	4	1	2	4	7	10	16	23	36	48	62	98	141
	3	1	1	3	6	8	14	20	31	41	53	83	120
	2	1	1	3	5	7	11	12	26	34	44	70	100
	1	1	1	1	4	5	8	10	19	25	33	51	74

Fuente : Nacional Electrical Code 1999, extraído de la Tabla 1 capítulo 9

Tabla 3.1

A partir de la tabla anterior se ha determinado que la tubería deberá tener un diámetro de 1 1/4 de pulgada.

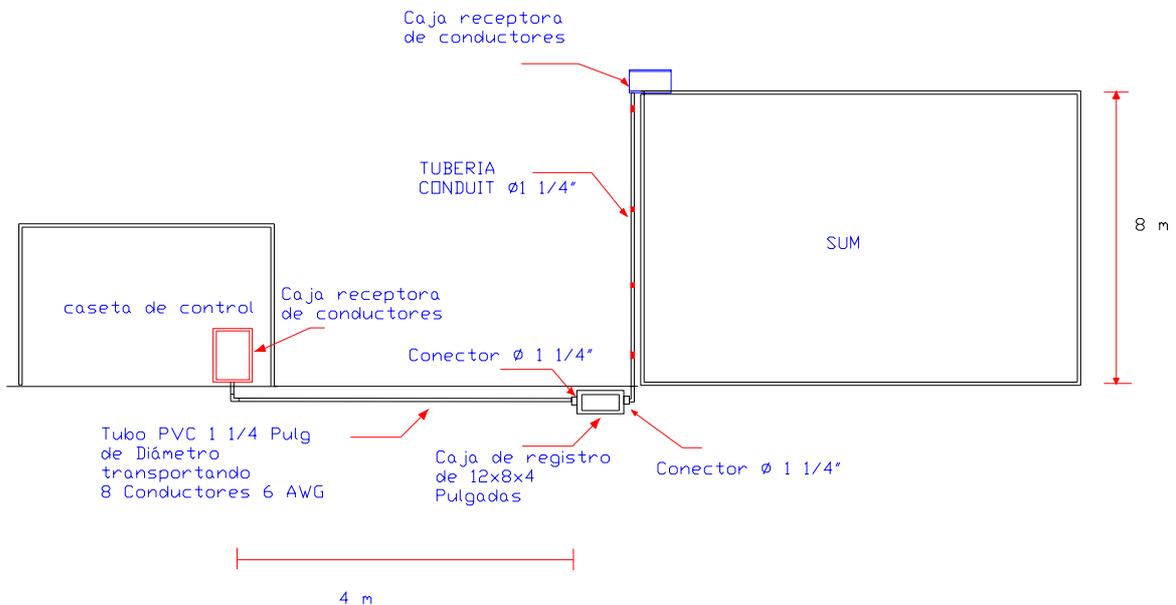


Fig. 3.1 Canalización de la instalación fotovoltaica.

3.6 Disposición Física de los Elementos³.

La disposición física se ha realizado de acuerdo a las medidas de cada uno de los elementos y de la seguridad necesaria en este tipo de instalaciones fig 3.2 y fig 3.3. Además de ello se pretende brindar el espacio necesario para que los técnicos puedan tener un acceso seguro y no correr el riesgo de tocar elementos que estén energizados, de esta forma se asegura evitar cualquier tipo de accidentes tanto en personas como en el equipo. Algunos aspectos que han sido tomados en cuenta en la distribución del espacio físico, han sido los que los fabricantes de los productos especifican. En el caso de los inversores podríamos mencionar que es necesario que estén lo mas cerca posible del banco de baterías,

³ Para entrar en mayor detalle acerca de la instalación de los equipos, se recomienda ver los manuales de los instaladores proporcionados en el cd.

esto se hace así para disminuir la cantidad de conductor. También es necesario que los inversores tengan un espacio por el cual pueda circular aire, y así asegurar su correcto enfriamiento.

En el caso de los reguladores también es necesario que estén cerca del banco de batería para evitar grandes caídas de tensión por longitud de cable.

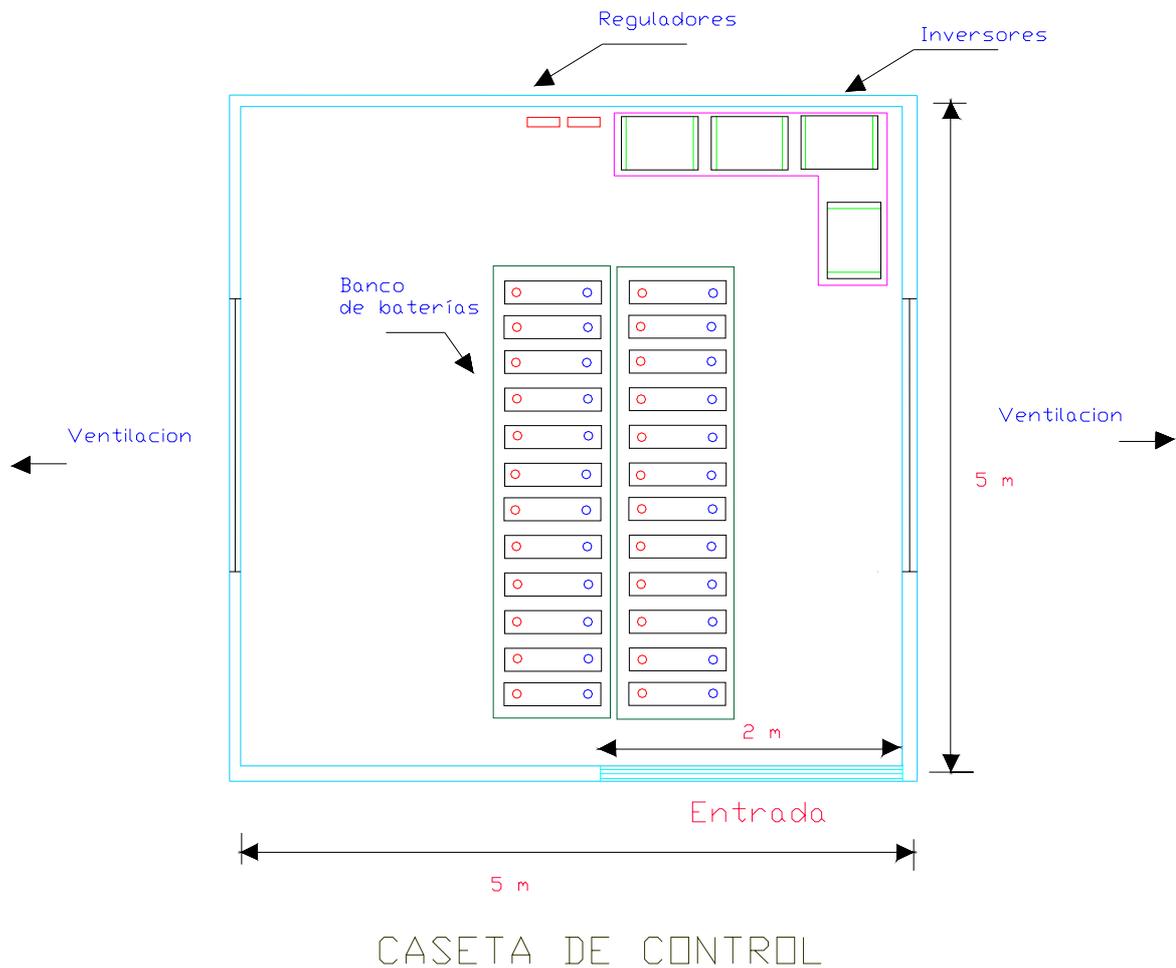
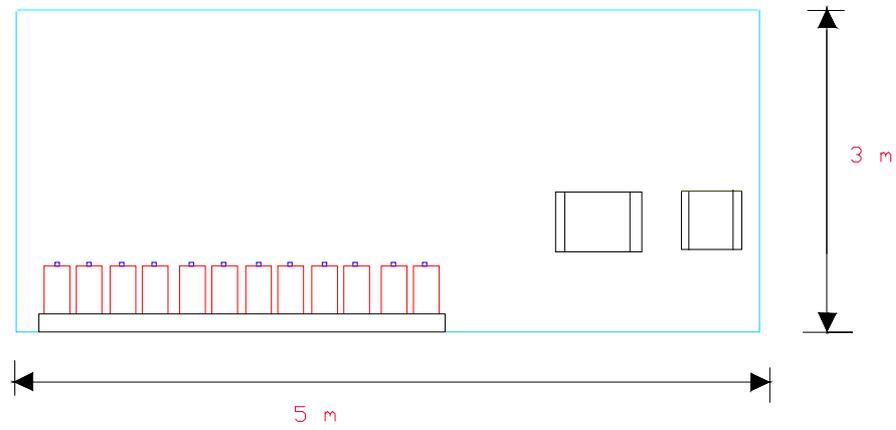


Fig. 3.2 Vista en planta de la disposición



CASETA DE CONTROL

**Fig. 3.3 Disposición física en la caseta de control.
(vista en perfil)**

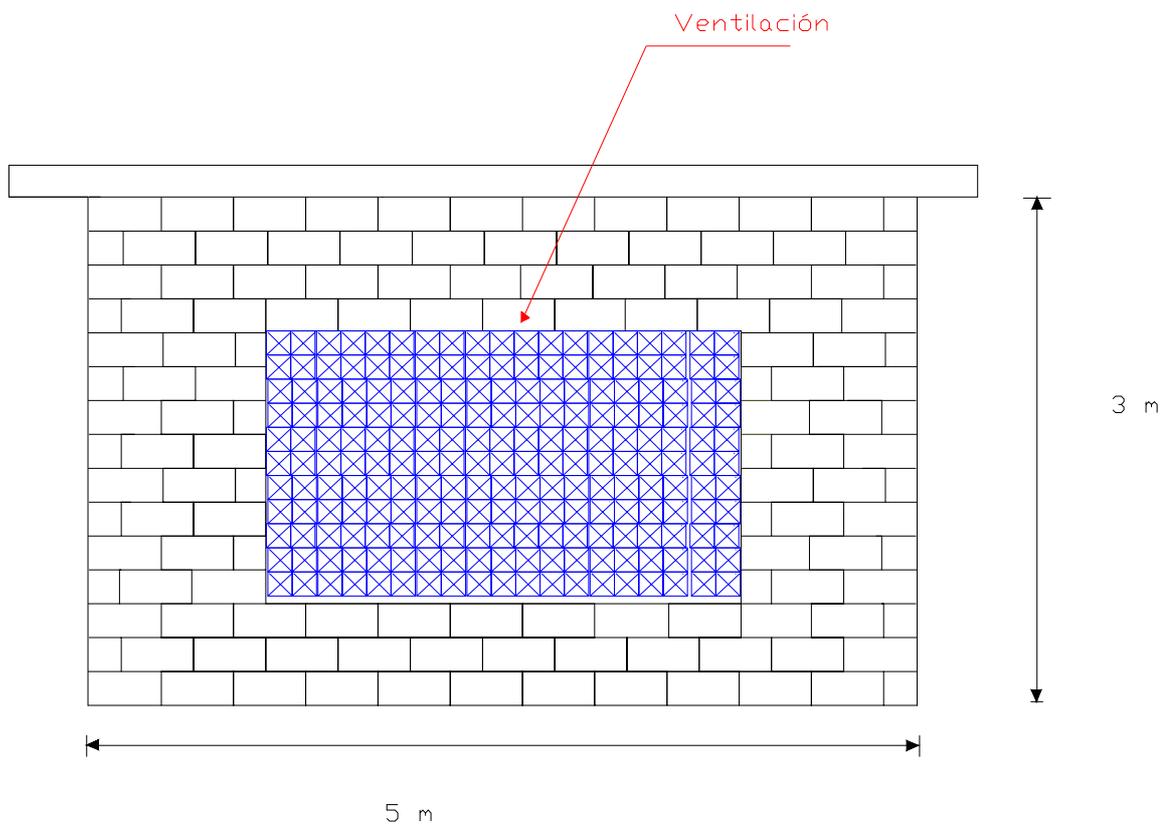


Fig. 3.4 Detalle de la obra civil (Vista lateral)

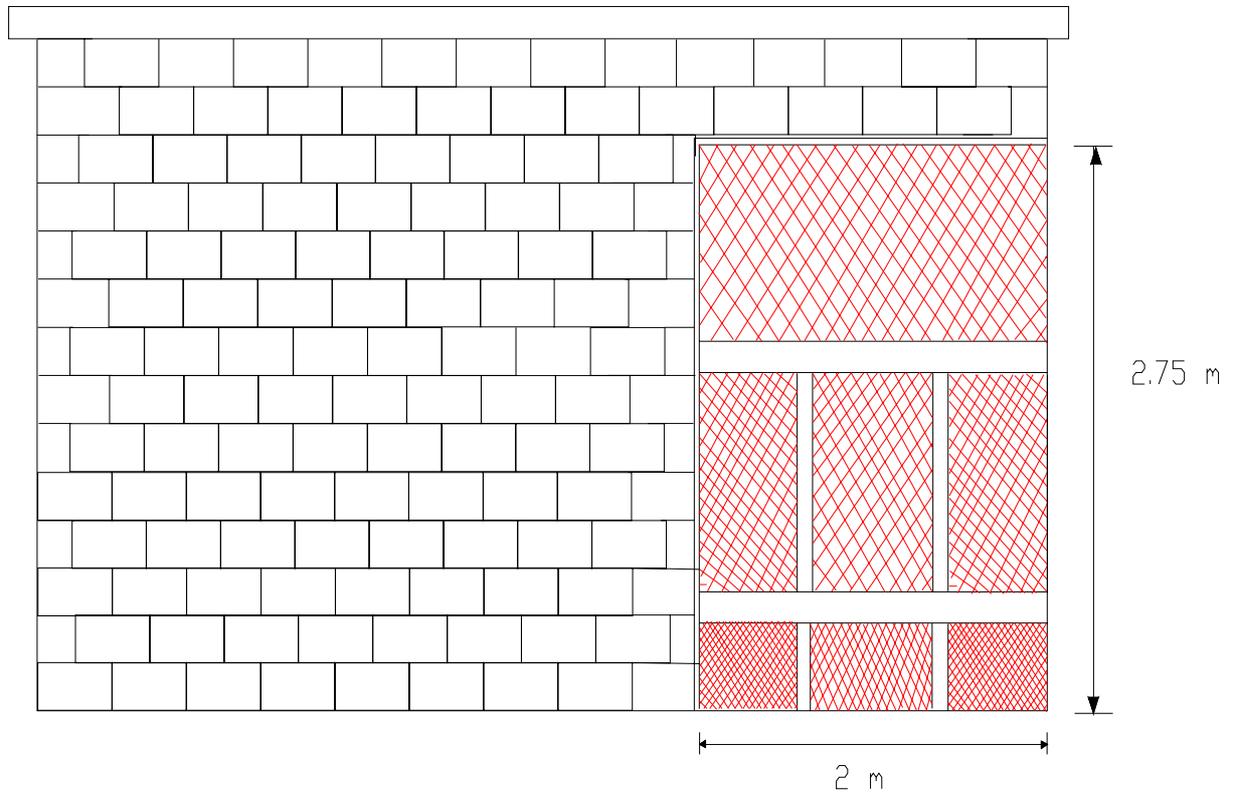


Fig. 3.5 Vista frontal de la obra civil

3.7 Gastos e Ingresos del Proyecto

Los egresos e ingresos del proyecto deben ser analizados muy cuidadosamente con el objetivo de determinar la rentabilidad o no de dicha instalación fotovoltaica. El flujo de dinero más importante a tomar en cuenta es la inversión inicial, pues seguramente es el egreso de mayor magnitud que se tendrá durante toda la vida útil de la instalación, y por tanto deberá ser calculada muy cuidadosamente para evitar “sorpresas” a la hora de la ejecución.

3.7.1 Inversión Inicial

Para la realización del cálculo de la inversión inicial de ésta instalación se han tomado en cuenta los siguientes rubros generales:

- ✓ Costos Actuales de los Dispositivos de Uso Fotovoltaicos, siendo estos:
 - Paneles Solares
 - Inversores
 - Baterías
 - Cargadores de baterías
- ✓ Costo actual de la ductería utilizada
- ✓ Costo de materiales en obras civiles relacionada con la caseta de control
- ✓ Costo de mano de obra
- ✓ Costo de cables y otros accesorios menores (interruptores, fusibles, etc).

Para la obtención de los costos de los dispositivos de uso fotovoltaicos se realizaron cotizaciones de dichos aparatos tanto a distribuidores nacionales como internacionales. Al realizar dichas cotizaciones, se determinó que el mercado nacional cuenta con una oferta muy pobre de paneles solares, baterías de ciclo profundo, reguladores de carga e inversores de uso profesional. Las cotizaciones realizadas con los distribuidores nacionales son presentadas en el Anexo 10, a partir de las cuales se puede concluir lo siguiente:

- ✓ Los principales establecimientos que distribuyen paneles solares, reguladores de carga de uso fotovoltaico y baterías de ciclo profundo son Ingeniería Electrónica y Tecnosolar.
- ✓ Los inversores cotizados en los diferentes establecimientos no eran modulares, es decir que no tienen la capacidad de conectarse en paralelo entre sí para aumentar la potencia.
- ✓ Con excepción de los inversores cotizados en Ingeniería Electrónica, es posible afirmar que ninguno de ellos presenta características de uso profesional, sino que presentan características de uso ambulatorio (como para excursiones o actividades de camping), además de no poseer facilidades de anclaje físico.

Por otro lado, en el mismo Anexo 10 son presentadas algunas de las cotizaciones realizadas a empresas en el extranjero, a partir de las cuales se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- ✓ Presentan una mayor oferta en lo relacionado a baterías de ciclo profundo, ofreciendo baterías de mucha mayor capacidad.
- ✓ Los inversores disponibles presentan la capacidad de conectarse en paralelo entre sí para aumentar potencia, dando esto una gran ventaja sobre los inversores cotizados a nivel nacional.
- ✓ Los reguladores de carga e inversores presentan la característica de ser programables, lo que anula la necesidad de crear un sistema por separado que realice funciones de automatización y control.
- ✓ Los paneles solares disponibles son de mayor potencia y a un menor costo de los que se venden actualmente en El Salvador.

Para comparar precios de los paneles solares, citamos los siguientes ejemplos:

Panel Solar 12 VDC 75 W 4.5A Monocristalino	\$589.13 en Ingeniería Electrónica
Panel Solar 24 VDC 170 W, 4.8 A Policristalino	\$722.55 en Coenergy (en EEUU)

Por lo que se tiene el siguiente precio por cada Watt pico de potencia:

Precio en El Salvador (Ingeniería Electrónica)	$\$589.13/75W = 7.86\$/Wp$
Precio en EEUU (Coenergy)	$\$722.55/170W = 4.25\$/Wp$

Por tanto, a la fecha, la mejor opción para comprar dispositivos de uso fotovoltaico para una instalación solar profesional es el mercado internacional, principalmente las empresas de EE.UU, Canadá y Europa. Las mayores ventajas de comprar estos dispositivos en los países antes mencionados es el obtener mejores precios y artículos que presentan mejores características.

Con lo relacionado a los demás accesorios como ductería y obra civil, se colocaron los precios promedios actuales en el mercado salvadoreño.

Por tanto, tomando en cuenta los aspectos mencionados con anterioridad, se realizó la estimación de la inversión inicial de la instalación, la cual se presenta a continuación.

Inversión Inicial			
	Cantidad	Precio Unitario Actual	Total
Inversores SW4048	2	\$2,350.00	\$4,700.00
Inversores SW5548	2	\$2,575.00	\$5,150.00
Baterías Serie 16 OPzS 2000	24	\$1,264.00	\$30,336.00
Paneles BP-SX170B	24	\$722.55	\$17,341.20
Reguladores Xantrex C40	2	\$106.53	\$213.06
Varistor para instalaciones de DC 24/48V	4	\$45.00	\$180.00
Fusibles de corriente continua 50 Amps	4	\$6.00	\$24.00
Fusibles de corriente continua 150 Amps	4	\$7.50	\$30.00
Cortacircuito de corriente continua (50 Amps)	4	\$15.00	\$60.00
Cortacircuito de corriente continua (150 Amps)	4	\$17.00	\$68.00
Rack para Paneles	1	\$550.75	\$550.75
		Sub total 1	\$58,102.26
Vida útil de baterías	12 años	Aproximado de la figura 1.16, teniendo una profundidad de descarga de 26% max.	
Conductores			
	cantidad (m)	Precio parcial	Precio total
THHN #6 AWG	154	\$1.26	\$194.23
THHN 4/0 AWG	30	\$9.25	\$277.50
		Sub total 2	\$471.73
Ductería			
	cantidad	Precio parcial	Precio total
Ducto 3m x1 1/4 Pulg de Diámetro. Conduit Rígido	3	\$16.65	\$49.95
Tubo PVC 6m x 1 1/4 Pulg. de Diámetro	1	\$6.48	\$6.48
		Sub total 3	\$56.43
Accesorios			
	cantidad	Precio unitario	Precio total
4 abrazaderas para tubo conduit 1 1/4 Pulg.	4	\$0.25	\$1.00
Curva PVC 1 1/4Pulg.	1	\$0.35	\$0.35
Conectores de tubería/caja de registro	2	\$0.60	\$1.20
Conectores conduit		\$0.57	\$0.00
Conectores tubo PVC	1	\$0.50	\$0.50
		Sub total 4	\$3.05
Caseta de Control			
	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Ladrillo Saltex	700	0.35	\$245.00
Hierro	1 quintal	34	\$34.00
Polin C	3	15	\$45.00
2 Lámparas DC 24 V	2	15	\$30.00
Bolsas de cemento	60	5.6	\$336.00
Duralita 11 pies	12	16	\$192.00
Ladrillos tragaluz	242	0.25	\$60.50
Arena	12	8	\$96.00
Grava	5	28	\$140.00
Mano de Obra			\$600.00
		Sub total	\$1,778.50
		Gran Total	\$60,411.97

* Se asume un aumento de la misma proporción que el cargo por energía

3.7.2 Ingresos del Proyecto

Los ingresos del proyecto lo representan principalmente el ahorro en la energía no comprada a la distribuidora y la reducción en el rubro de “Capacidad de Suministro”. Debido a que estas tarifas no son constantes y dependen principalmente del comportamiento del precio del petróleo (debido al papel predominante de las centrales térmicas en el país), se ha estimado el comportamiento del precio del crudo para los próximos 25 años de acuerdo a la tendencia que ha llevado durante las últimas dos décadas.

En la figura 3.6 se muestran el comportamiento que ha llevado el precio del crudo desde 1987 hasta la fecha (Abril 2006), mientras que en la Figura 3.7, se muestra la tendencia que se ha estimado para los años venideros. Es de suponer que desde el momento en que las reservas de petróleo han iniciado a escasear, su precio ha iniciado a subir exageradamente, doblando su precio desde el año 2004 al 2006. Debido a que la crisis energética aún inicia, es de suponer que el precio del petróleo continuará subiendo al mismo ritmo hasta que se llegue el momento en que otra fuente de energía lo reemplace. Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se ha estimado el incremento anual que sufrirá el precio del petróleo para los siguientes años de la siguiente manera:

$$\text{Pendiente de la Gráfica} = (105-15)/(2012-2001)=8.18\$/\text{año}$$

Si se mantiene esta tendencia por los próximos 25 años, se esperaría un precio del petróleo de $\$60+8.18 \times 25 = 264.5\$/$ barril, lo que indica que el HFO (Heavy Fuel Oil, un derivado del petróleo) costaría cuatro punto cinco veces su valor actual.

Además, de acuerdo a WartsilaTM, que es uno de los mayores fabricantes de motores para plantas de generación de energía eléctrica, el 80% del costo del KWh producido es debido al combustible, y el 20% debido a costos de operación. Por tanto, un aumento de 4.5 veces en el precio del crudo se traduciría en prácticamente un aumento de 4.5 veces en el costo del KWh, por lo que se

considera que dentro de 25 años el valor del KWh será de $\$0.08187 \times 4.5 = 0.368\$/Kwh$.

Teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados, se procede a realizar la siguiente estimación de los ingresos que tendrá la instalación durante el período de su vida útil, la cual se estima de 25 años, que corresponde con el período de vida útil de los paneles solares. Seguidamente, se realiza el diagrama de flujo de fondos de la instalación, determinando además si es rentable o no su ejecución en la actualidad.

Ingresos del Proyecto					
Ahorro por Energía y Disminución de Pico (Actual)					
		Tarifa Actual	Cantidad (mensual)	Ahorro Mensual \$	Ahorro Anual \$
Energía Hora Resto		0.07798 \$/Kwh	279 Kwh	21.76	261.08
Capacidad de Suministro		4.717306 \$/Kw	12 KW	56.61	679.29
				Ahorro Total	\$940.37
Incremento en el precio de la tarifa por energía eléctrica en hora resto					
Tarifa por Energía Hora Resto (Caso de CAESS) en Mayo 2006					\$0.08187
Tarifa Estimada para el año 2031 (Dentro de 25 años)					\$0.3680
Gradiente de la tarifa (\$/Kwh/año)					0.011445
Ahorro por Energía y Disminución de Pico (Estimada Dentro de 25 años)					
		Tarifa	Cantidad (mensual)	Ahorro Mensual \$	Ahorro Anual \$
Energía Hora Resto		0.3680\$/Kwh	279 Kwh	102.67	1232.06
Capacidad de Suministro*		21.24 \$/Kw	12 KW	254.88	3058.56
				Ahorro Total	\$4,290.62
Ahorro en compras de UPS (Actual)					
			Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
			47	\$60.00	\$2,820.00
Para los UPS consideraremos un aumento anual del 0% (únicamente afectados por la inflación) en su precio por los próximos 25 años					
Vida Útil de los UPS	3 años				

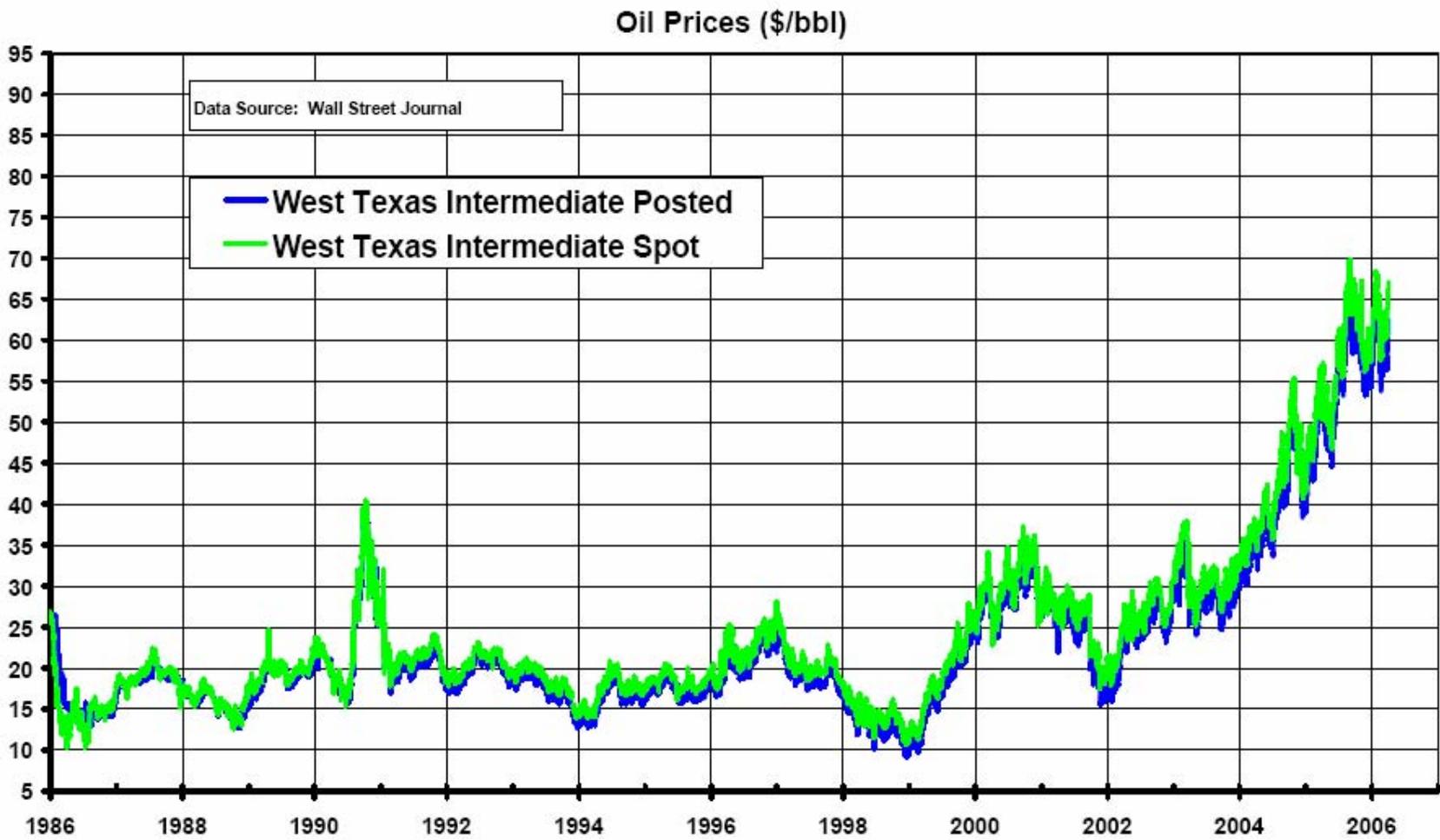


Figura 3.6 Comportamiento del Precio del Petróleo en las últimas dos décadas

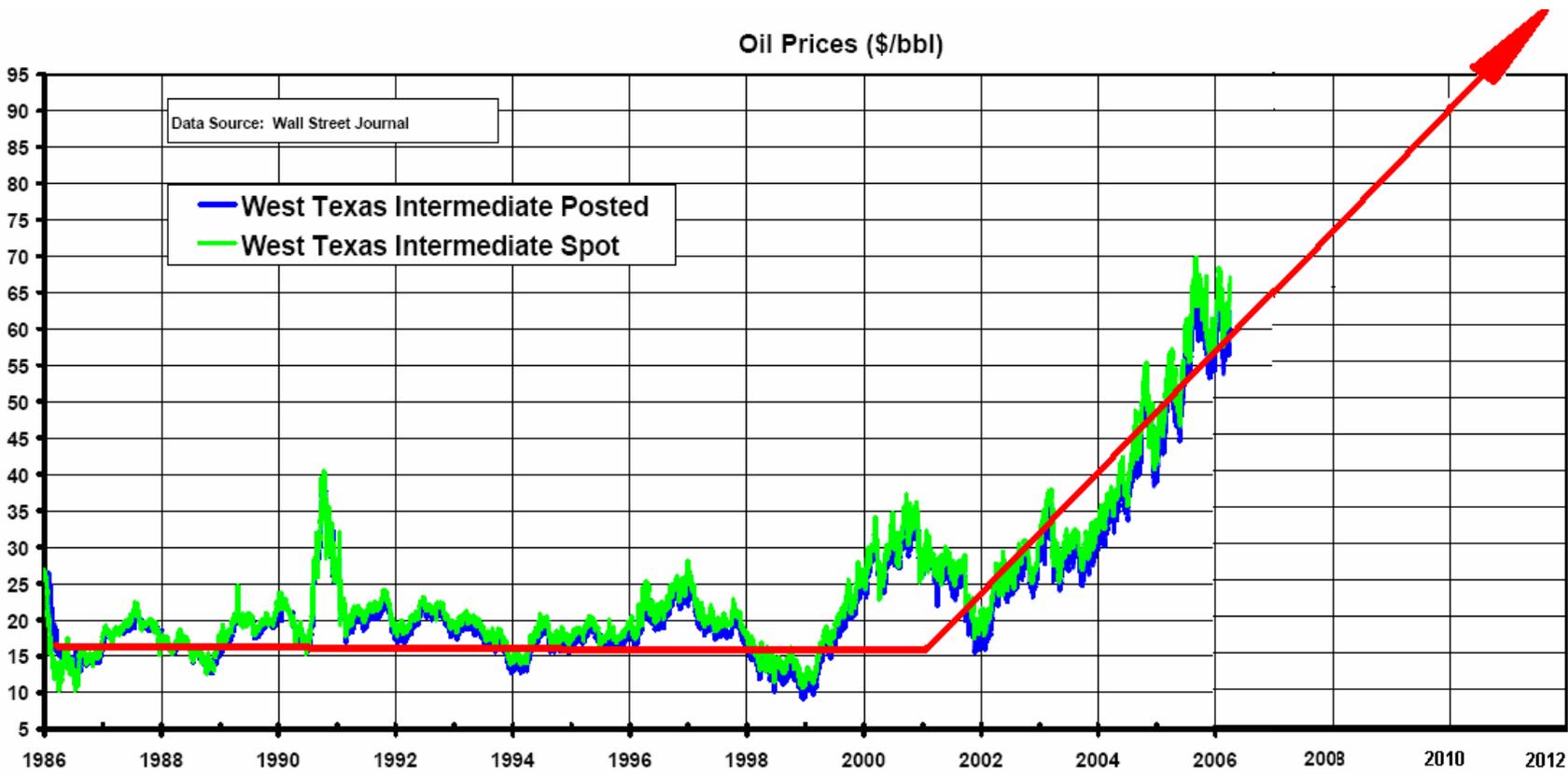
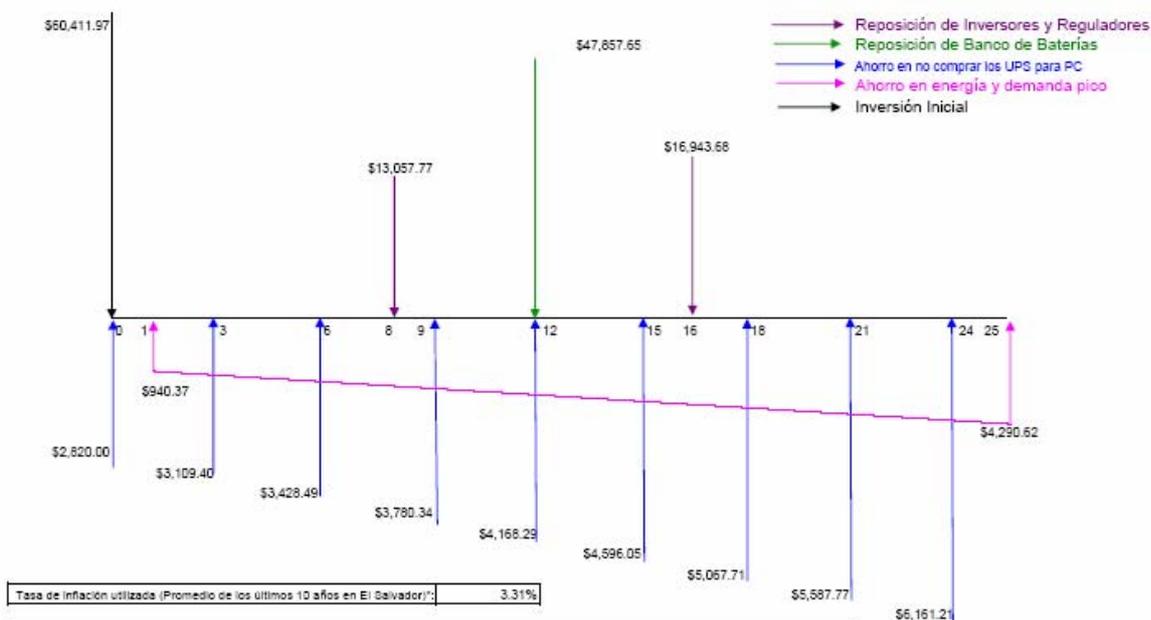


Figura 3.7 Estimación del comportamiento futuro del precio del petróleo

3.7.3 Diagrama de Flujo de Fondos del Proyecto a lo Largo de toda su Vida Util



Tasa de inflación utilizada (Promedio de los últimos 10 años en El Salvador): 3.31%

Factores Usados						
Años	i=	3%				Años
25	Factor P/A(i,25)	17.462016591		Factor P/F(i,7)	0.91419754	7
25	Factor P/G(i,25)	183.0123809		Factor P/F(i,14)	0.86291764	14
3	Factor P/F(i,3)	0.915674959		Factor P/F(i,21)	0.53974591	21
6	Factor P/F(i,6)	0.83848063		Factor P/F(i,5)	0.86344676	5
8	Factor P/F(i,8)	0.790638573		Factor P/F(i,10)	0.7455403	10
9	Factor P/F(i,9)	0.787757403		Factor P/F(i,20)	0.55683034	20
12	Factor P/F(i,12)	0.703018228				
15	Factor P/F(i,15)	0.643734355				
16	Factor P/F(i,16)	0.625108191				
18	Factor P/F(i,18)	0.589451429				
21	Factor P/F(i,21)	0.539745913				
24	Factor P/F(i,24)	0.494231817				

	Egresos	Ingresos	V. Actual Ingreso	V. Actual Egreso
Valor Presente	\$60,411.97	\$2,820.00	\$2,820.00	\$60,411.97
Valor Futuro	\$13,057.77	\$3,109.40	\$2,847.20	\$10,323.95
Valor Futuro	\$16,943.68	\$3,428.49	\$2,874.66	\$10,591.60
Valor Futuro	\$47,857.65	\$3,780.34	\$2,902.38	\$33,644.71
Valor Futuro		\$4,168.29	\$2,930.37	
Valor Futuro		\$4,596.05	\$2,958.63	
Valor Futuro		\$5,067.71	\$2,987.17	
Valor Futuro		\$5,587.77	\$3,015.98	
		\$6,161.21	\$3,045.06	
Serie		\$898.26	\$15,676.45	
Gradiente		\$134.010	\$24,525.53	

Total			\$66,583.42	\$114,972.23
-------	--	--	-------------	--------------

VPN	\$48,388.80
Razon B/C	0.579

En el diagrama de flujo de fondos se ha asignado signo positivo (hacia abajo) a los gastos, mientras que las cantidades negativas (hacia arriba) representan ingresos o ahorros. Por tanto, dado que el VPN resulta ser positivo, podemos concluir que la implementación de esta instalación no es rentable en la actualidad, pues la inversión inicial no se recupera aún a lo largo de toda su vida útil (25 años).

Paralelamente, se ha estimado una razón beneficio/costo (B/C) menor a la unidad, la cual resulta ser de 0.579 aprox., lo que nos indica que de toda la inversión realizada, únicamente recuperamos un 57.9% aproximadamente, sin tener ganancia alguna por supuesto.

3.7.4 Estimación del Diagrama de Flujo de Fondos al Ejecutarse la Instalación dentro de Diez Años.

Como se ha determinado hasta el momento que la ejecución actual del proyecto no presenta rentabilidad, se realizará una estimación de la rentabilidad o no de su ejecución para el año 2016, es decir dentro de diez años.

Es bien conocido que los costos de los módulos fotovoltaicos se reducen años tras año, por lo que la ejecución de la estación solar será mucho más barata dentro de diez años que en la actualidad. Para estimar el precio de los módulos para esa fecha nos basaremos en la gráfica de la figura 3.8, cuyos datos han sido tomados de múltiples fuentes y ploteados para obtener la tendencia de la gráfica.

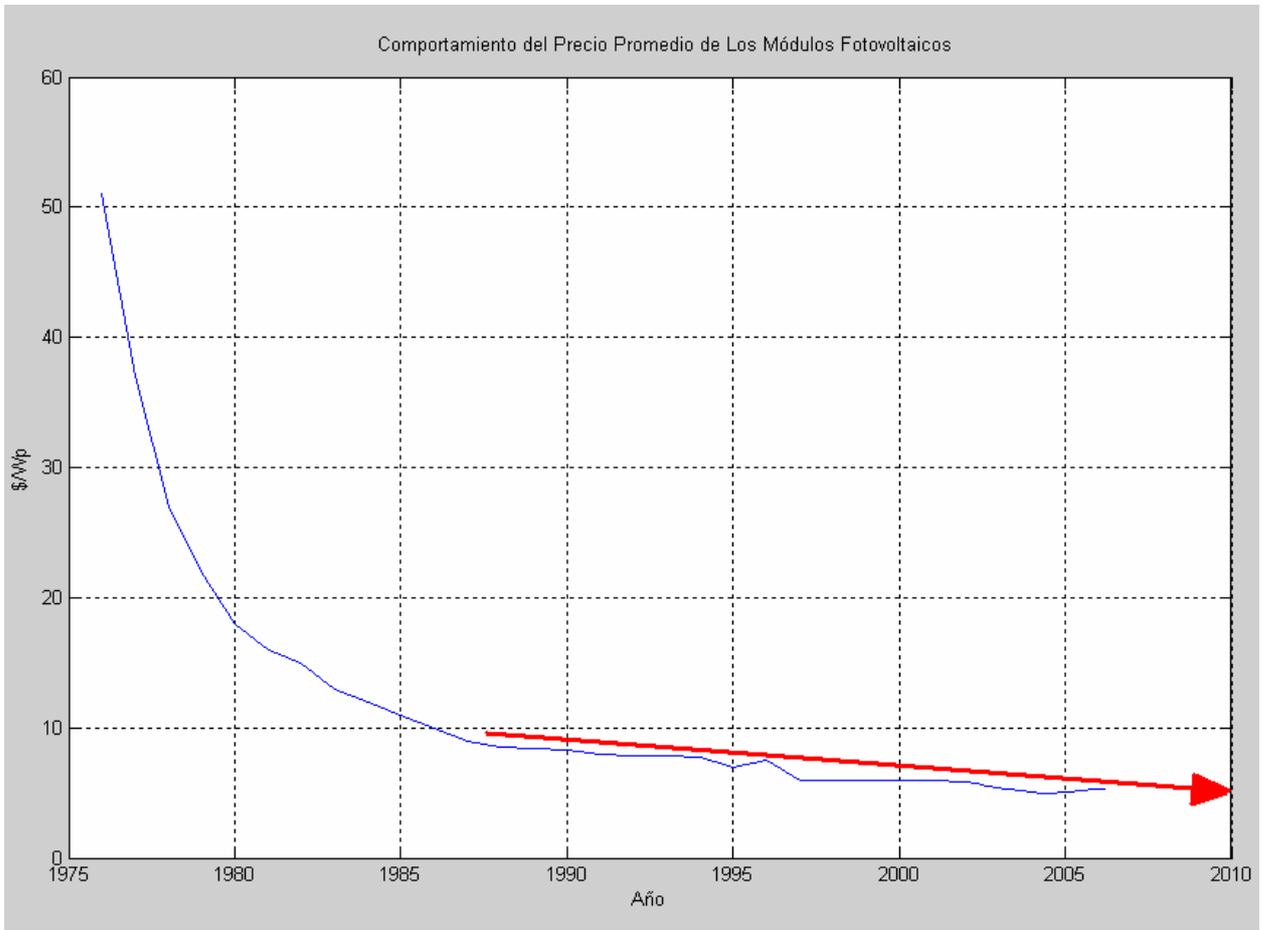


Figura 3.8

Fuentes: Publicaciones Varias de SolarBuzz™, Shell Solar™

Además, de acuerdo a SolarBuzz™, los fabricantes de módulos fotovoltaicos tienen como objetivo el llevar el precio de los paneles solares a \$1.5-\$2 por Wp al final de la próxima década (año 2016).

Para comparar esta afirmación con el comportamiento histórico del precio de los módulos mostrado en la figura 3.8, obtendremos la pendiente de la curva a partir del años 1987 hasta el 2006, que es un período que ha mostrado una tendencia uniforme. Por tanto:

Año	Precio \$/Wp
1987	9
Abril 2006	5.37

$$m = (5.37 - 9) / (2006 - 1987) = - 0.2 \$/Wp/año \text{ aprox.}$$

Lo que indica que el precio de los módulos disminuye en 0.2\$/Wp cada año aproximadamente.

Si el precio actual (Abril de 2006) es de 5.37\$/Wp, para el año 2016 estimamos un precio de $5.37 - 0.2 \times 10 = 3.37$ \$/Wp, lo que es un poco superior al precio que tienen propuesto para ese año los fabricantes de celdas solares. Por tanto, para lograr ese precio los fabricantes tendrán que realizar mayores esfuerzos que los que se han realizado en los últimos 19 años.

Por otra parte, el comportamiento en el precio de inversores, baterías de uso fotovoltaico y reguladores de carga no han mostrado variaciones significativas en los últimos años, El comportamiento de dichos precios es mostrado en las figuras 3.9, 3.10 y 3.11.

Consecuentemente, es factible considerar que el precio de estos dispositivos se va a mantener constante durante la próxima década, tendiendo a disminuir a medida la tecnología fotovoltaica entre a jugar un papel más significativo dentro del mercado energético de cada uno de los países.

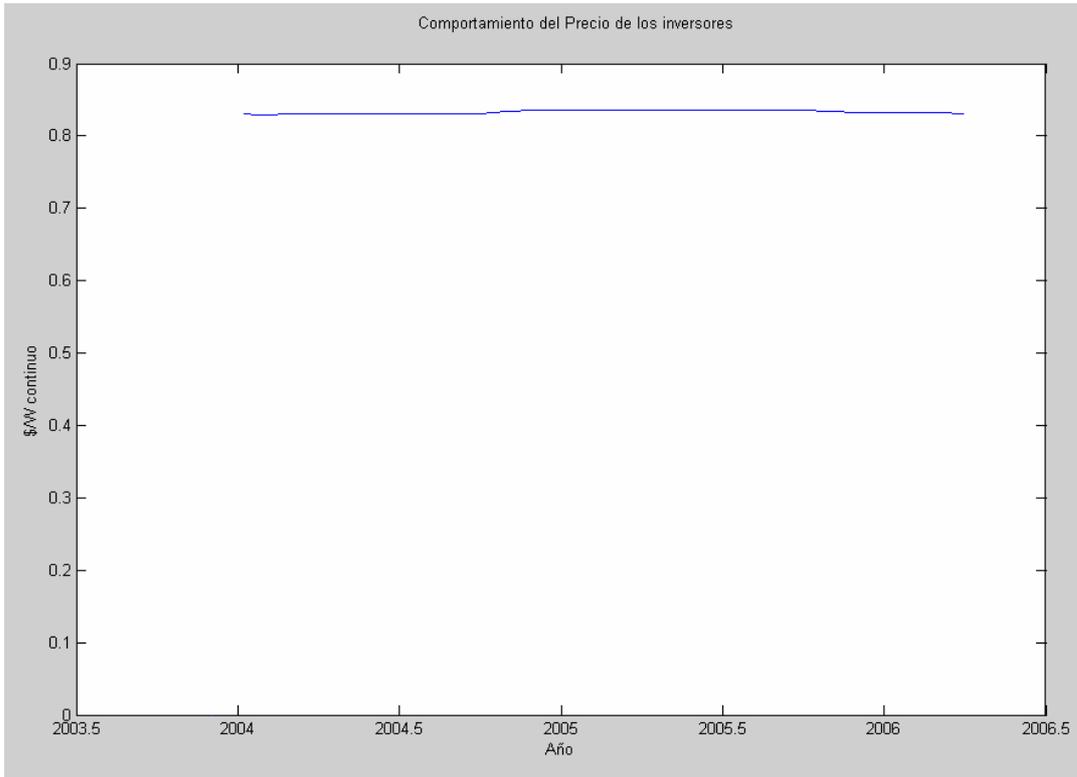


Figura 3.9

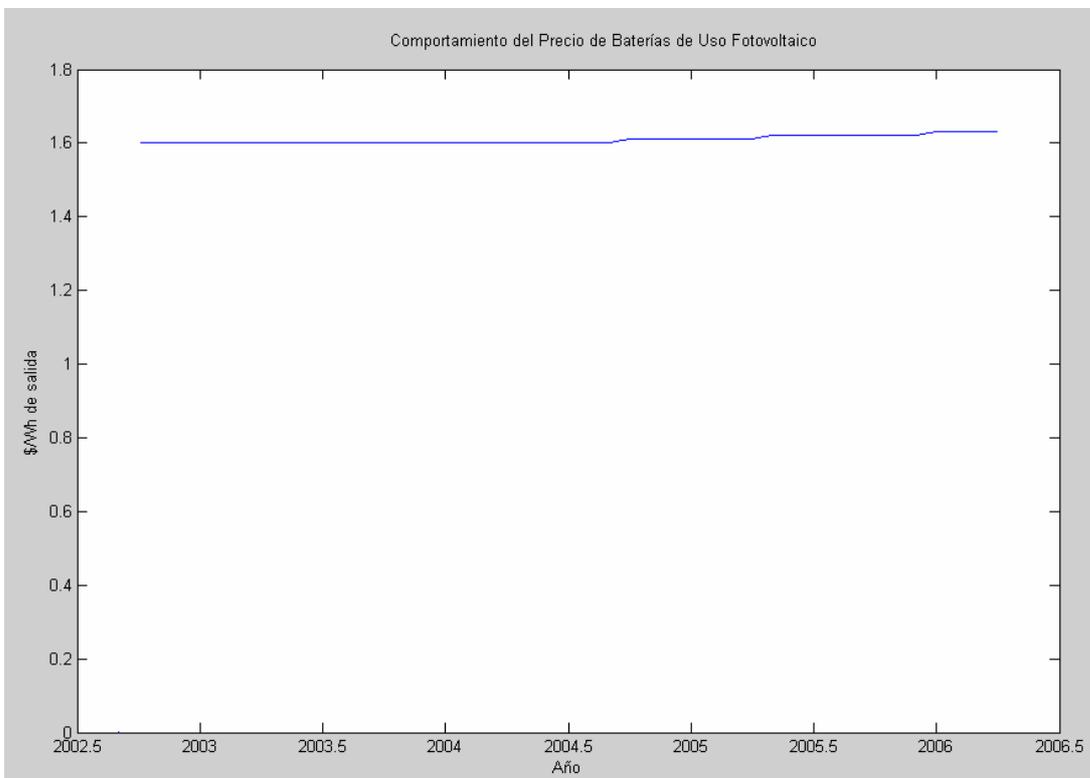


Figura 3.10

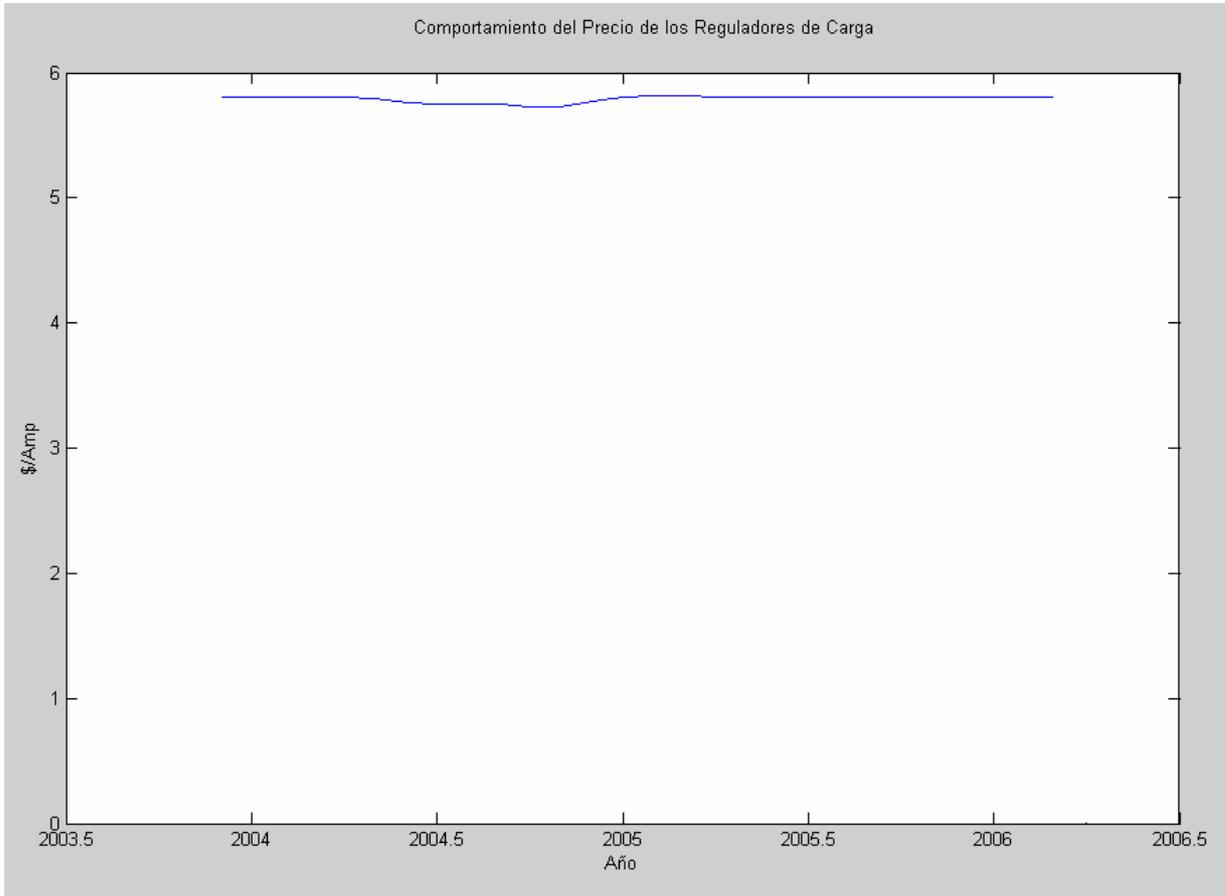


Figura 3.11

Fuente: SolarBuzz™

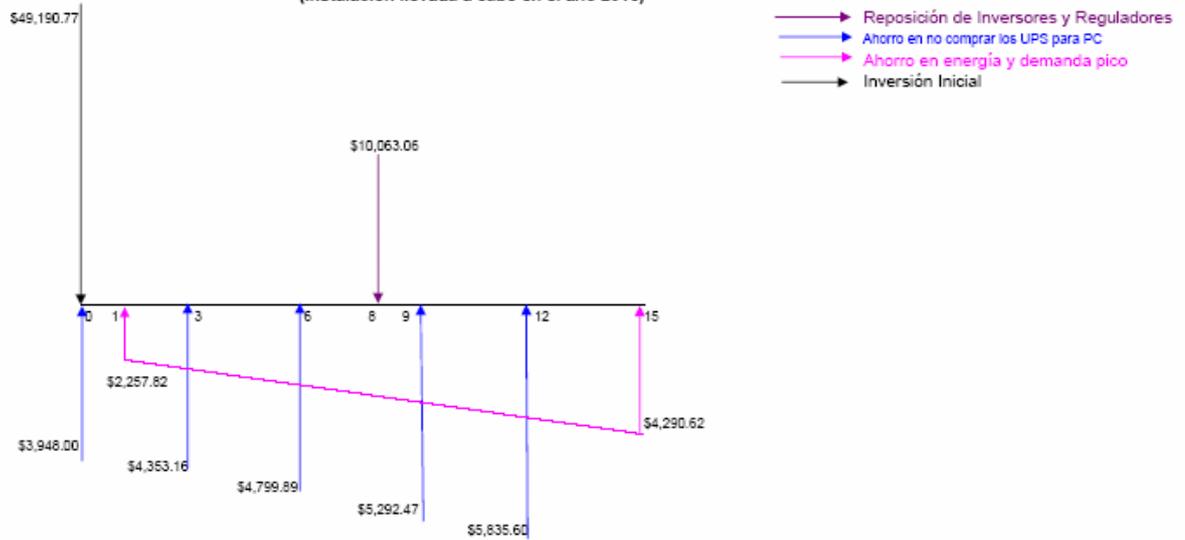
Tomando en cuenta el precio esperado de los módulos para el año 2016, un precio constante en los inversores, baterías y reguladores de carga, y los precios estimados del petróleo para dicho año, se presenta a continuación la estimación de la inversión inicial, ingresos del proyecto y diagrama de flujo de fondos de la instalación solar propuesta para el edificio SUM si su ejecución se llevara a cabo en el año 2016.

Inversión Inicial Futura (Ejecución Llevada a Cabo en el año 2016)			
	Cantidad	Precio Unitario Actual	Total
Inversores SW4048	2	\$2,350.00	\$4,700.00
Inversores SW5548	2	\$2,575.00	\$5,150.00
Baterías Serie 16 OPzS 2000	24	\$1,264.00	\$30,336.00
Paneles BP-SX170B	24	\$255.00	\$6,120.00
Reguladores Xantrex C40	2	\$106.53	\$213.06
Varistor para instalaciones de DC 24/48V	4	\$45.00	\$180.00
Fusibles de corriente continua 50 Amps	4	\$6.00	\$24.00
Fusibles de corriente continua 150 Amps	4	\$7.50	\$30.00
Cortacircuito de corriente continua (50 Amps)	4	\$15.00	\$60.00
Cortacircuito de corriente continua (150 Amps)	4	\$17.00	\$68.00
Rack para Paneles	1	\$550.75	\$550.75
		Sub total 1	\$46,881.06
Vida útil de baterías	12 años	Aproximado de la figura 1.16, teniendo una profundidad de descarga de 25% max.	
Conductores			
	cantidad (m)	Precio parcial	Precio total
THHN #6 AWG	154	\$1.26	\$194.23
THHN 4/0 AWG	30	\$9.25	\$277.50
		Sub total 2	\$471.73
Ducteria			
	cantidad	Precio parcial	Precio total
Ducto 3m x1 Pulg de Diámetro. Conduit Rígido	3	\$16.65	\$49.95
Tubo PVC 6m x 1 Pulg.de Diámetro	1	\$6.48	\$6.48
		Sub total 3	\$56.43
Accesorios			
	cantidad	Precio unitario	Precio total
4 abrazaderas para tubo conduit 1 Pulg.	4	\$0.25	\$1.00
Curva PVC 1 Pulg.	1	\$0.35	\$0.35
Conectores de tubería/caja de registro	2	\$0.60	\$1.20
conectores conduit		\$0.57	\$0.00
conectores tubo pvc	1	\$0.50	\$0.50
		Sub total 4	\$3.05
Caseta de Control			
	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Ladrillo Saitex	700	0.35	\$245.00
Hierro	1 quintal	34	\$34.00
Polin C	3	15	\$45.00
2 Lamparas DC 24 V	2	15	\$30.00
Bolsas de cemento	60	5.6	\$336.00
Duralita 11 pies	12	16	\$192.00
Ladrillos tragaluz	242	0.25	\$60.50
Arena	12	8	\$96.00
Grava	5	28	\$140.00
Mano de Obra			\$600.00
		Sub total	\$1,778.50
		Gran Total	\$49,190.77

Ingresos del Proyecto					
Ahorro por Energía y Disminución de Pico (Actual)					
		Tarifa Actual	Cantidad (mensual)	Ahorro Mensual \$	Ahorro Anual \$
Energía Hora Resto		0.187152 \$/Kwh	279 Kwh	52.22	626.58
Capacidad de Suministro		11.328 \$/Kw	12 KW	135.94	1631.23
				Ahorro Total	\$2,257.82
Incremento en el precio de la tarifa por energía eléctrica en hora resto					
Tarifa por Energía Hora Resto (Caso de CAESS) en Mayo 2016					\$0.18715
Tarifa Estimada para el año 2031 (Dentro de 15 años)					\$0.3680
Gradiente de la tarifa (\$/Kwh/año)					0.012057
Ahorro por Energía y Disminución de Pico (Estimada Para el Año 2031)					
		Tarifa	Cantidad (mensual)	Ahorro Mensual \$	Ahorro Anual \$
Energía Hora Resto		0.3680\$/Kwh	279 Kwh	102.67	1232.06
Capacidad de Suministro*		21.24 \$/Kw	12 KW	254.88	3058.56
				Ahorro Total	\$4,290.62
Ahorro en compras de UPS (Actual)					
			Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
			47	\$84.00	\$3,948.00
Para los UPS consideraremos un aumento anual del 0% (únicamente afectados por la inflación) en su precio por los próximos 15 años					
Vida Útil de los UPS		3 años			

* Se asume un aumento de la misma proporción que el cargo por energía

Diagrama de Flujo de Fondos del Proyecto para un período de 15 años
(Instalación llevada a cabo en el año 2016)



Tasa de inflación utilizada (Promedio de los últimos 10 años en El Salvador): 3.31%

Factores Usados		
Años	i=	3.1%
15	Factor P/A(i, 15)	11.852043626
15	Factor P/G(i, 15)	76.23367459
3	Factor P/F(i, 3)	0.912481365
6	Factor P/F(i, 6)	0.832622242
8	Factor P/F(i, 8)	0.783304601
9	Factor P/F(i, 9)	0.759752281
12	Factor P/F(i, 12)	0.693259799

	Egresos	Ingresos	V. Actual Ingreso	V. Actual Egreso
Valor Presente	\$49,190.77	\$3,948.00	\$3,948.00	\$49,190.77
Valor Futuro	\$10,063.06	\$4,353.16	\$3,972.17	\$7,882.44
Valor Futuro		\$4,799.89	\$3,996.50	
Valor Futuro		\$5,292.47	\$4,020.97	
Valor Futuro		\$5,835.60	\$4,045.59	
Valor Futuro				
Valor Futuro				
Serie		\$2,257.82	\$26,759.74	
Gradiente		\$135.520	\$10,331.22	
Total			\$57,074.19	\$57,073.21

VPN	-\$0.98
Razon B/C	1.000

En el diagrama de flujo de fondos se ha asignado signo positivo (hacia abajo) a los gastos, mientras que las cantidades negativas (hacia arriba) representan ingresos o ahorros. Por tanto, dado que el VPN resulta ser negativo, podemos concluir que la implementación de esta instalación va a ser rentable a partir del año 2016, siempre y cuando las tendencias en la alza de los precios del petróleo y la tendencia a la baja en los precios de los módulos fotovoltaicos se cumplan según nuestras estimaciones.

Paralelamente, observamos que la razón beneficio/costo es igual a la unidad, lo que nos indica que los costos de la ejecución de la instalación se recuperan exactamente en un período de 15 años, pues ese es el período para el cual se ha analizado esta instalación.

Finalmente, podemos concluir que la energía solar fotovoltaica iniciará a ser competitiva dentro aproximadamente una década, siempre y cuando se cumplan las consideraciones hechas respecto a la tendencia en los costos. Sin embargo, como una alternativa temporal, es decir mientras llega el tiempo en que la energía solar se vuelva competitiva, se ha diseñado una lógica de control de cargas que cumpla con el objetivo de disminuir la demanda pico registrada por la Ciudadela Don Bosco. Dicha lógica de control de cargas es presentada en el Anexo 11, en donde se dejan las bases a partir de las cuales se puede profundizar en mencionada lógica y entrar en detalle tanto en hardware como en software.

3.8 Acciones a Tomar para Renegociar la Capacidad Contratada con la Distribuidora

Con la implementación del sistema solar se logrará el disminuir la demanda de arrastre de toda la Ciudadela Don Bosco. Dicha disminución se verá reflejada en la lectura del medidor, a partir del cual el personal de Ciudadela llena el formulario mostrado en la figura 2.24

Cuando hayan transcurrido seis meses después de la implementación del sistema solar, se logrará ver un historial de seis meses que indica la disminución significativa y definitiva de la demanda de arrastre, prueba que servirá como argumento para realizar una carta dirigida a las autoridades de la distribuidora en donde se solicite la revisión y actualización de la capacidad contratada. La razón por la que es necesario esperar seis meses antes de realizar la petición de recontractación es el hecho de que la SIGET indica que la contratación de la capacidad de suministro se debe realizar por un período de seis meses, siempre y cuando la potencia se mantenga o baje, y puede realizarse antes de finalizar los seis meses si el cliente llega a superar su demanda contratada.

Es necesario estar concientes que la renegociación de la capacidad contratada es responsabilidad del cliente y no de la distribuidora, por lo que se debe realizar la carta de petición de recontractación tan pronto como hayan pasado los primeros seis meses de operación efectiva del sistema solar.

Cabe mencionar que la mejor y única forma de comprobar una disminución definitiva en la potencia de arrastre es el historial que aparece en las mismas facturas que la distribuidora entrega al cliente, por lo que no es necesario explicar la forma en que se ha hecho la disminución, aunque sería un valor agregado que da peso a la petición el explicar que se ha instalado un sistema solar que inyecta potencia durante la hora de demanda máxima.

CONCLUSIONES

- ✓ Se concluye que en el mercado Salvadoreño no se tiene la disponibilidad de equipo solar, como en el extranjero (inversores, reguladores, paneles solares). Los productos que en el país se venden, son elementos que se utilizan para sistemas de pequeñas potencias y además sin conexión a la red.
- ✓ El sistema solar fotovoltaico aquí diseñado es capaz de entregar 12 KW de potencia durante un tiempo máximo de 45 minutos, por lo que es totalmente suficiente como absorber la carga de todo el SUM durante dicho período de tiempo y consecuentemente disminuir los picos de demanda generados a nivel de Ciudadela.
- ✓ El sistema aquí propuesto funciona de una manera automática, es decir que su funcionamiento no necesita de un sistema de control por separado, pues los inversores y reguladores de carga son programables y controlan sus operaciones de acuerdo a los seteos programados por el usuario en cada uno de ellos.
- ✓ La instalación solar fotovoltaica funciona en forma de UPS. Cuando los inversores detectan que no hay voltaje en la red, se procede hacer la conexión automática del sistema. De esta manera se asegura el continuo funcionamiento de todos los equipos que hay en el edificio, ya sea por un fallo que se haya dado en la red, o porque el sistema se ha desconectado por haber detectado un pico de demanda. Lo anterior optimiza la vida útil de las computadoras conectadas en el SUM, pues ya no estarán sometidas a las fluctuaciones de voltaje y cortes en el servicio de la distribuidora, lo que constituye un valor agregado al sistema solar fotovoltaico.

- ✓ Se ha determinado que la ejecución de la instalación solar fotovoltaica aquí propuesta presentará rentabilidad económica al ser instalada dentro de una década, es decir en el año 2016. Lo anterior será cierto siempre y cuando se cumplan las estimaciones hechas sobre las tendencias en los precios del petróleo y la de los dispositivos de uso fotovoltaico. Sin embargo, existen otros factores que seguramente acortarán el tiempo en que se vuelva rentable la energía fotovoltaica, como lo son los continuos esfuerzos que se realizan en aumentar la eficiencia de los paneles solares, lo que redundaría en una disminución en el precio del watt producido a través de módulos fotovoltaicos. Además, la crisis energética actual y futura tenderá a aumentar en una forma acelerada el precio del petróleo, es decir que en lugar de aumentar el precio del crudo en una forma lineal (tal y como se ha considerado para nuestros análisis económicos) lo tenderá a hacer en una forma exponencial.

Por otra parte, los constantes avances en la tecnología de semiconductores tenderán a disminuir los precios de los dispositivos electrónicos, y por tanto el precio de los inversores y reguladores de carga se verían disminuidos en el futuro, lo que acortaría el tiempo en el que la tecnología se vuelva rentable, pues para nuestros análisis se ha considerado un precio constante para estos dispositivos.

Tomando en cuenta los aspectos antes mencionados, es posible estimar que la instalación solar aquí propuesta se volverá rentable en un plazo máximo de diez años, habiendo muchas posibilidades de que este tiempo sea menor al anteriormente mencionado.

- ✓ Finalmente, se concluye que los criterios, métodos y cálculos matemáticos aquí presentados serán de gran ayuda para los futuros profesionales que se interesen en este tipo de instalaciones, pues dichos métodos y cálculos son generales y presentan aplicabilidad para diseñar instalaciones en otros edificios presentes tanto en la Ciudadela Don Bosco como fuera de ella.

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda que la caseta de control este instalada lo mas cerca posible de los módulos fotovoltaicos, y de esta manera evitar grandes caídas de tensiones en los conductores. También, la caseta de control tiene que tener suficiente espacio para que no haya ningún problema al momento de maniobrar con equipos durante la instalación. Además, debe presentar buena ventilación para evitar la concentración de gases que son emitidos por las baterías los cuales resultan dañinos tanto para las personas como para los equipos.
- ✓ Se recomienda que la etapa de regulación y la etapa de inversión, deben estar separadas adecuadamente del banco de baterías, esto se hace a través de elementos de conexión y desconexión, de esta manera se asegura la protección de los equipos en caso de que ocurra un corto circuito en las baterías, así como también la desconexión al momento de darle mantenimiento a la instalación.
- ✓ Es recomendable, que en la etapa de canalización, el departamento de mantenimiento de la Universidad este presente para verificar que se ha cumplido con toda la normativa establecida, en los planos respectivos.
- ✓ Se recomienda que cuando se quiera implementar esta propuesta de instalación fotovoltaica, se haga un nuevo censo de carga, y corroborar si la carga instalada se ha mantenido o ha cambiado. En el caso de que haya cambiado es necesario que se vuelva hacer un nuevo censo de carga, tomando en cuenta los procedimientos que se mencionan en el capítulo II.
- ✓ Es necesario verificar que los precios incluyan IVA y flete cuando los dispositivos de la instalación solar fotovoltaica se compren en el extranjero, de esta manera se evitan gastos extras en la aduana. Por esta razón, se recomienda que cuando se compre el equipo, se pida una carta de importación, en la cual se detallen todos los gastos en los que se incurrirá.

BIBLIOGRAFÍA

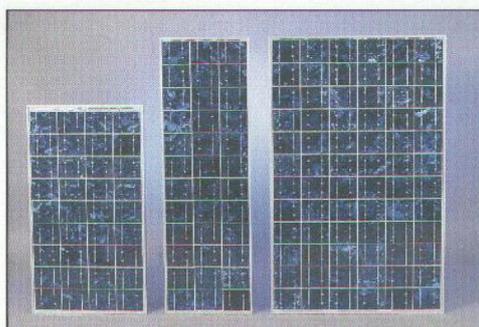
- “Sistemas de Energía Fotovoltaica, Manual del Instalador”, ASIF, España 2002.
- “Instalaciones Solares Fotovoltaicas”, Enrique Alcor Cabrerizo, 3ª Edición, España 2002.
- “Manual de Instalaciones Eléctricas Residenciales e Industriales”, Gilberto Harper, Editorial Limusa, México 2002.
- “Estudio para el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Ciudadela Don Bosco”, Tesis, Bonilla Cáceres Heriberto Armando, Universidad Don Bosco Septiembre 2000.
- www.asif.org
- www.xantrex.com
- www.atersa.com
- www.shell.com/solar
- www.isofoton.com

Anexo 1.

Especificaciones Técnicas de Productos
Para Uso Fotovoltaico que se Encuentran
Actualmente Disponibles en el Mercado

Paneles solares fotovoltaicos ecológicos de alta eficiencia de NAPS

Los paneles de NAPS tienen un Proceso de fabricación que es totalmente Ecológico, la energía utilizada para su Elaboración proviene de dos fuentes Limpias: la energía solar y la energía Hidráulica, evitando así la emisión de CO₂



Que daña la capa de Ozono. Los paneles solares son de silicio policristalino de alta eficiencia. Marco de aluminio ligero y anodizado. Diseño óptimo para las aplicaciones fotovoltaicas más exigentes, incluyendo sistemas conectados a red. Carga de baterías a temperaturas elevadas y conexión directa a motores DC. Células policristalinas equilibradas eléctricamente para una conversión eficaz de la luz directa y difusa, además recubiertas químicamente para reducir la reflexión. Diodos preconnectados, contactos dobles redundantes.

Especificaciones mecánicas y eléctricas

Modelo serie NAPS	NR50GK	NR100G12/24	NP125GK(RED) (hasta 10 kWp)	KC125G-2 (RED) (hasta 100kWp)
Potencia (+/- 5 %) Wp	50	100	125	125
Numero de células	36	72	36	36
Disposición mecánica de la célula	4x9	6x12	4x9	4x9
Cajas de conexión	1	2	1	1 con 2 cables MC
Peso en Kg.	5	9.1	10.6	12.2
Largo cm.	98.5	129.3	148	142.5
Ancho cm.	44	65	67	65.2
Grosor cm.	3.4	3.4	3.4	3.2
Corriente (típ. @máx. Pot.)	3	6/3	7.3	7.2
Voltaje (típ. @máx. Pot.)	16.7	16.7/33.3	17.1	17.4
Corriente cortocircuito (típ.)	3.2	6.5/3.2	7.9	8.0
Voltaje circuito abierto (típ.)	21.1	21.1/42.2	21.9	21.7

Módulos ALTERSA¹ electricidad solar:

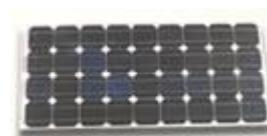
Los módulos solares fotovoltaicos ALTERSA han sido diseñados según los estándares de calidad más exigentes. Se caracterizan por su gran eficiencia, por su robusta construcción mecánica y por las cualidades de impermeabilidad y estanqueidad que avalan su larga vida, permitiendo el perfecto funcionamiento de los sistemas incluso en las condiciones climáticas más duras.

ALTERSA ofrece una amplia gama de modelos que van desde 5 hasta 150 Wp, así como módulos especiales cuando la instalación lo requiera. Los modelos de mayor potencia se caracterizan por ser paneles profesionales, tanto para pequeños sistemas como para grandes instalaciones. Están contruidos con células de silicio mono cristalino que garantizan la producción eléctrica desde al amanecer hasta el anochecer.

MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-75M

Características eléctricas

Potencia en prueba +/- 8%	75 W
Numero de células en serie	36 de 5"
Corriente en punto de máxima potencia	4.4 A
Tensión en punto de máxima potencia	17 V
Corriente de corto circuito	4.8 A
Tensión de circuito abierto	21 V



Características físicas

Longitud	1200 mm
Anchura	527 mm
Espesor	35 mm
Peso	7.5 Kg.

¹ www.atersa.com

ventas: international@atersa.com

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-100 M

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	100 W
Numero de células en serie	36
Corriente en punto de máxima potencia	6.06 A
Tensión en punto de máxima potencia	16.5 V
Corriente de corto circuito	7.40 A
Tensión de circuito abierto	21.3 V



Características físicas

Longitud	1476 mm
Anchura	659 mm
Espesor	35 mm
Peso	12.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-100 M

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	110 W
Numero de células en serie	36
Corriente en punto de máxima potencia	6.65 A
Tensión en punto de máxima potencia	16.6 V
Corriente de corto circuito	7.5 A
Tensión de circuito abierto	21.4 V



Características físicas

Longitud	1476 mm
Anchura	659 mm
Espesor	35 mm
Peso	12.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A -120 M

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	120 W
Numero de células en serie	36 de 6 "
Corriente en punto de máxima potencia	7.1 A
Tensión en punto de máxima potencia	16.9 V
Corriente de corto circuito	7.7 A
Tensión de circuito abierto	21 V



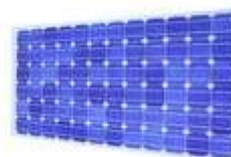
Características físicas

Longitud	1476 mm
Anchura	659 mm
Espesor	35 mm
Peso	12.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-130M

Características eléctricas

Potencia en prueba -2/+5%	130 W
Numero de células en serie	72'
Corriente en punto de máxima potencia	4.0 A
Tensión en punto de máxima potencia	32.5 A
Corriente de corto circuito	4.55 A
Tensión de circuito abierto	41.4 V



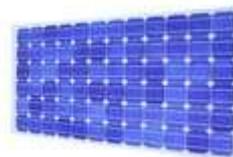
Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-140M

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	140 W
Numero de células en serie	72
Corriente en punto de máxima potencia	4.2 A
Tensión en punto de máxima potencia	33.4 V
Corriente de corto circuito	4.7 A
Tensión de circuito abierto	42.9 V

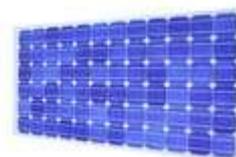


Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-150M

Potencia (W en prueba -2/+5%)	150 W
Numero de células en serie	72
Corriente en punto de máxima potencia	4.4 A
Tensión en punto de máxima potencia	34 V
Corriente de corto circuito	4.8 A
Tensión de circuito abierto	43 V



Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-150P

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	150 W
Numero de células policristalinas en serie	72 de 5"
Corriente en punto de máxima potencia	4.35 A
Tensión en punto de máxima potencia	34.5 V
Corriente de corto circuito	4.8 A
Tensión de circuito abierto	43.2



Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-160M

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	160 W
Numero de células policristalinas en serie	72
Corriente en punto de máxima potencia	4.50 A
Tensión en punto de máxima potencia	35.7 V
Corriente de corto circuito	5.0 A
Tensión de circuito abierto	43.9 V



Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-160P

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	160 W
Numero de células policristalinas en serie	72 de 5"
Corriente en punto de máxima potencia	4.55 A
Tensión en punto de máxima potencia	35.3 V
Corriente de corto circuito	5.0 A
Tensión de circuito abierto	43.8 V



Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO A-170P

Características eléctricas

Potencia (W en prueba -2/+5%)	170 W
Numero de células policristalinas en serie	72
Corriente en punto de máxima potencia	4.75 A
Tensión en punto de máxima potencia	35.8 V
Corriente de corto circuito	5.1 A
Tensión de circuito abierto	43.95 V



Características físicas

Longitud	1618 mm.
Anchura	814 mm.
Espesor	35 mm.
Peso	14.8 Kg.

MODULOS FOTOVOLTAICOS SHELL SOLAR:

SHELL SP75

GENERALIDADES

El modulo shell SP75 contiene 36 células solares de silicio monocristalino Power Max de 125x125 mm. Conectadas en serie. El modulo shell puede generar una potencia máxima de 75 W a 17 voltios, este modulo solar esta diseñado para aplicaciones conectadas a la red y aisladas.

Homologaciones y certificaciones

Los módulos solares Shell cumplen con los siguientes requisitos.

- [IEC 61215](#)
- [UL-lista 1703](#)
- [Aprobación FM](#)
- [Aislamiento TÜV clase II](#)

Ventajas de los módulos de Shell Solar

Las células solares monocristalinas Power Max, generan una potencia máxima de salida incluso en condiciones de luz reducida, ofreciendo mayor potencia en situaciones de espacio limitado.

La superficie de la célula Power Max, es de textura piramidal, lo que permite una mayor absorción de luz y una excepcional eficiencia. Su vidrio templado de gran transparencia, garantiza una elevada resistencia al impacto y protección contra el granizo nieve, hielo, granizo. 300 MW de potencia instalada acumulada proporcionan una experiencia que aplicada a la evolución del silicio monocristalino, garantizan que los productos dispongan de una larga y fiable vida de servicio respaldada por una vida útil de 25 años.

SHELL SOLAR SP75

MODULO SOLAR FOTOVOLTAICO

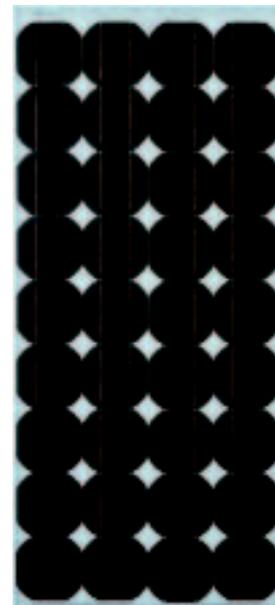
Características Eléctricas.

Datos en condiciones de ensayo Standard (STC)

STC: Nivel de irradiancia 1000 w/m² espectro

AM 1.5 y temperatura de célula 25 grados C

Potencia nominal	P _r	75 W
Potencia Máxima	P _{mpp} ²	75 W
Tensión máxima de potencia	V _{mpp}	17 V
Corriente de potencia máxima	I _{mpp}	4.4 A
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	21.7 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	4.8 A
Fusibles en serie		15 A
Mínima potencia máxima	P _{mpp}	70 W



Datos típicos en condiciones de temperatura operativa

Nominal de la célula (TONC)

TONC: 800 W/m² nivel de irradiancia, espectro AM 1.5

Velocidad del viento 1 m/s, Tamb 20 grados C.

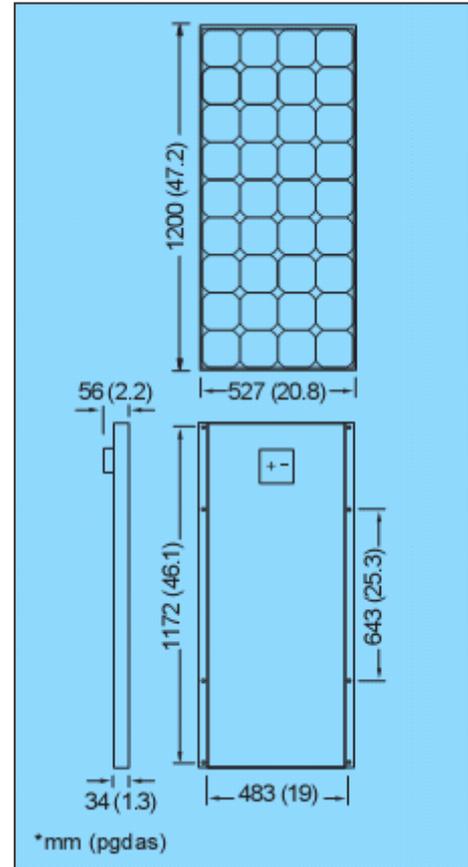
Temperatura	T _{TONC}	45 °C
Potencia Mpp	P _{mpp}	54 W
Tensión Mpp	V _{mpp}	15.6 V
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	19.9 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	3.9 A

² Punto de máxima potencia

Especificaciones mecánicas del modulo

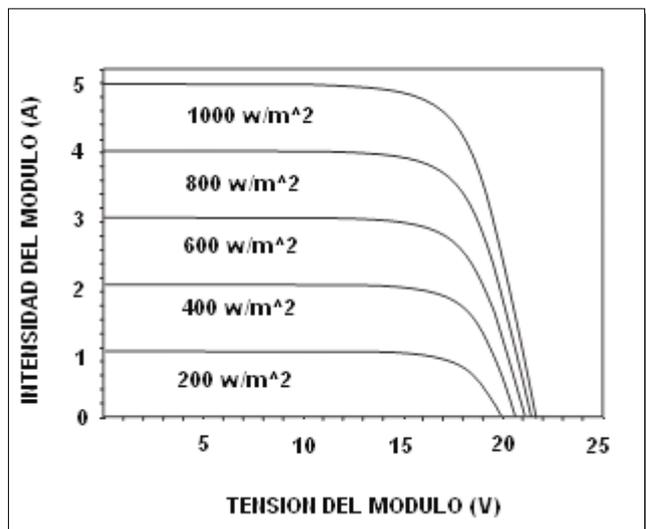
El marco es de aluminio anodizado resistente a la Corrosión y a la torsión la cual garantiza una gran Resistencia en condiciones extremas ambientales. Los orificios en el marco vienen pre- taladrados Para su fácil instalación en el campo.

Dimensiones exteriores (mm)	1200x527
Grosor (Incluye cajas de conexiones)	56 mm
Grosor (Excluyendo cajas de conexiones)	34 mm
Peso Kg. (Lb.)	7.6/16.7

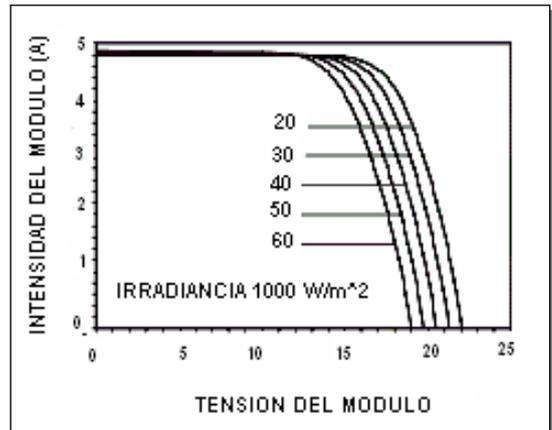


Características típicas I/V

El grafico I/V muestra el rendimiento típico del modulo solar con diferentes niveles de Irradiancia.



El gráfico I/V muestra el rendimiento típico del módulo solar con diferentes temperaturas (°C) de celular, para un valor de irradiancia de 100 W/m²



SHELL SQ 140-C

Generalidades.

El módulo Shell SQ 140-C contiene 72 células solares de silicio monocristalino Power Max de 125X125 mm conectadas en serie. Este módulo puede generar una potencia máxima de 140 W a 33 V, además de ser diseñado fundamentalmente

Ventajas

- Las células solares monocristalinas Power Max proporcionan una potencia máxima incluso en condiciones de poca luz
- La condensación densa de las células proporciona más potencia donde el espacio representa una limitación y crea una estética uniforme.
- Ideal para grandes sistemas de conexión a red donde la densidad de potencia minimiza los costes del sistema

Homologaciones y certificaciones

Los módulos solares Shell cumplen con los siguientes requisitos.

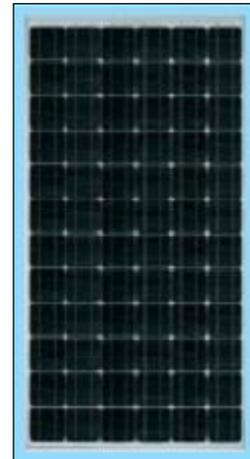
- IEC 61215
- TÜV safety class

Características eléctricas.

Datos en condiciones estándar de ensayo STC
STC: nivel de irradiancia 1000 W/m^2 , espectro
AM 1.5 y temperatura de la célula 25° C

MODULO SHELL SQ 140-C

Potencia nominal	P_r	140 W
Potencia Máxima	P_{mpp}	140 W
Tensión máxima de potencia	V_{mpp}	33 V
Corriente de potencia máxima	I_{mpp}	4.25 A
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	42.8 V
Corriente de corto circuito	I_{sc}	4.7 A
Fusibles en serie		15 A
Mínima potencia máxima	P_{mpp}	133 W



Datos típicos en condiciones de temperatura operativa

Nominal de la célula TONC.

TONC: 800 W/m^2 nivel de irradiancia, espectro AM 1.5

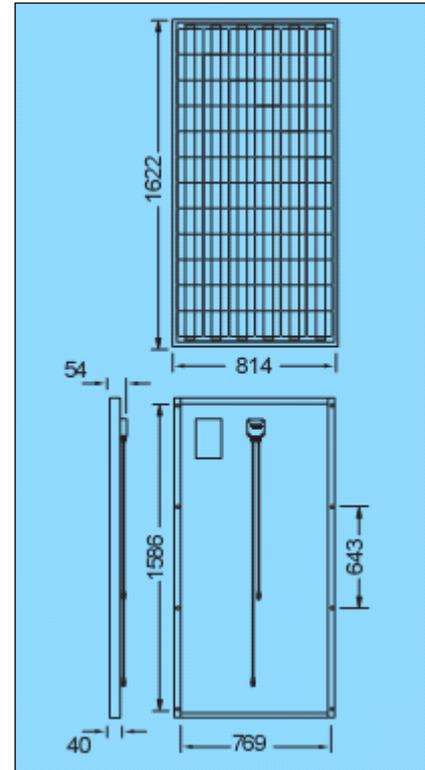
Velocidad del viento 1 m/s , T_{amb} 20 grados C.

Temperatura	T_{TONC}	46° C
Potencia Mpp	P_{mpp}	102 W
Tensión Mpp	V_{mpp}	30.2 V
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	39.1 V
Corriente de corto circuito	I_{sc}	3.8 A

Especificaciones mecánicas del modulo

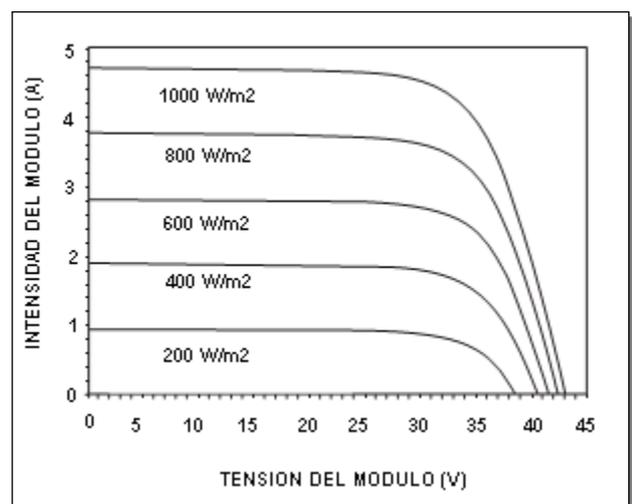
El marco de aluminio anodizado resistente a la torsión y a la corrosión garantiza una gran Resistencia, incluso bajo rigurosas condiciones Climáticas. Presenta orificios que permite un Fácil montaje

Dimensiones exteriores (mm)	1622X814
Grosor (Incluye cajas de conexiones)	54 mm
Grosor (Excluyendo cajas de conexiones)	40 mm
Peso Kg.	17.2
Longitud del cable (-macho) (mm)	1300
Longitud del cable (Hembra) (mm)	1000

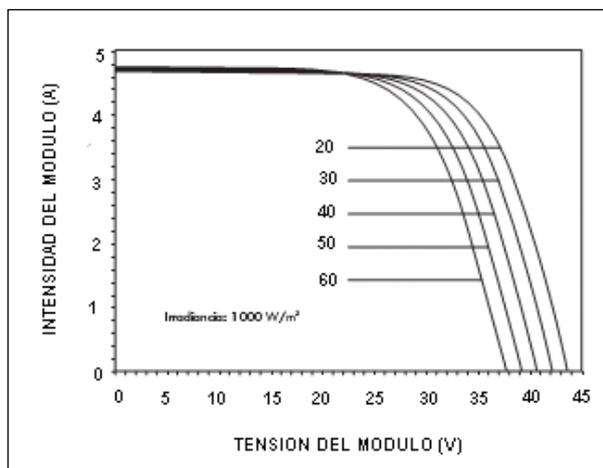


Características típicas I/V

El grafico I/V muestra el rendimiento Típico del modulo solar con diferentes Valores de irradiancia, a una temperatura De célula de 25 °C



El grafico I/V muestra el rendimiento típico del modulo solar con diferentes Temperaturas de células.



SHELL SQ 150-C

Generalidades.

El modulo Shell SQ 150-C contiene 72 células solares de silicio monocristalino Power Max de 125X125 mm conectadas en serie. Este modulo puede generar una potencia máxima de 150 W a 34 V, además de ser diseñado fundamentalmente para aplicaciones de conexión a la red a 24 V.

Homologaciones y certificaciones

Los módulos solares Shell cumplen con los siguientes requisitos.

- IEC 61215
- TÜV safety class II

Características eléctricas.

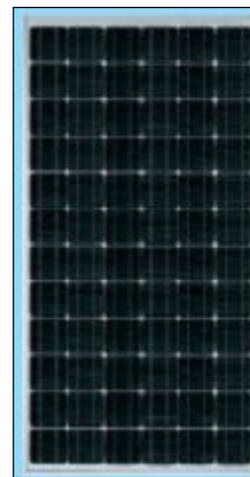
Datos en condiciones estándar de ensayo STC

STC: nivel de irradiancia 1000 W/m², espectro

AM 1.5 y temperatura de la célula 25⁰ C

Potencia nominal	P _r	150 W
Potencia Máxima	P _{mpp}	150 W
Tensión máxima de potencia	V _{mpp}	34 V
Corriente de potencia máxima	I _{mpp}	4.4 A
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	43.4 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	4.8 A
Fusibles en serie		15 A
Mínima potencia máxima	P _{mpp}	142.5 W

MODULO SHELL SQ 150-C



Datos típicos en condiciones de temperatura nominal de la célula TONC.

TONC: 800 W/m² nivel de irradiancia, espectro AM 1.5

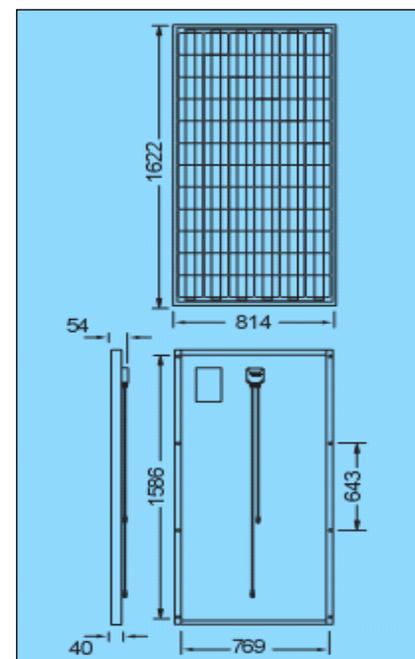
Velocidad del viento 1 m/s, Tamb 20 grados C.

Temperatura	T _{TONC}	46 °C
Potencia Mpp	P _{mpp}	108 W
Tensión Mpp	V _{mpp}	31 V
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	39.6 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	3.9 A

Especificaciones mecánicas del modulo

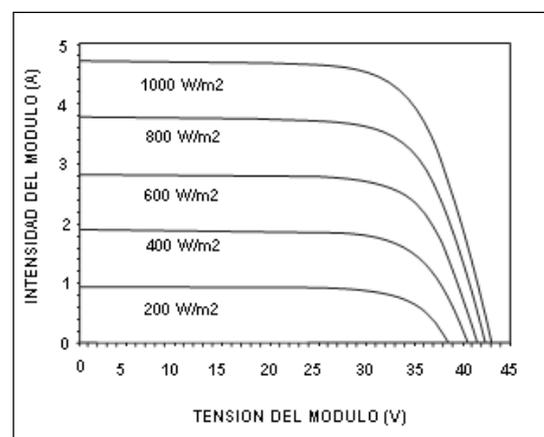
El marco de aluminio anodizado resistente a la torsión y a la corrosión garantiza una gran Resistencia, incluso bajo rigurosas condiciones Climáticas. Presenta orificios que permite un Fácil montaje.

Dimensiones exteriores (mm)	1622X814
Grosor (Incluye cajas de conexiones)	54 mm
Grosor (Excluyendo cajas de conexiones)	40 mm
Peso Kg.	17.2
Longitud del cable (-macho) (mm)	1300
Longitud del cable (Hembra) (mm)	1000

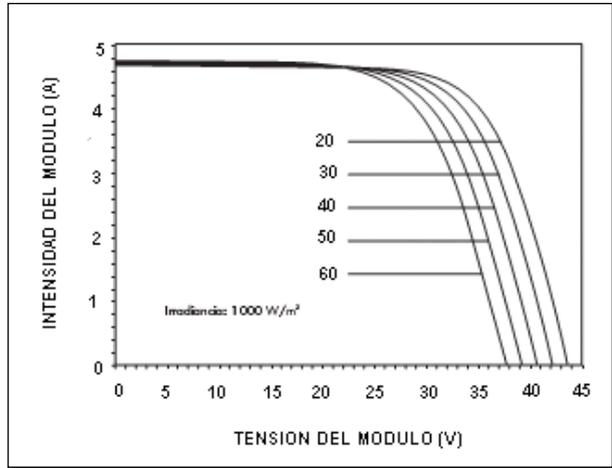


Características típicas I/V

El grafico I/V muestra el rendimiento típico del modulo solar con diferentes Valores de irradiancia, a una temperatura De célula de 25 °C



El grafico I/V muestra el rendimiento Típico del modulo solar con diferentes Temperaturas de células.



SHELL SQ 160-C

Generalidades.

El modulo Shell SQ 160-C contiene 72 células solares de silicio monocristalino Power Max de 125X125 mm conectadas en serie. Este modulo puede generar una potencia máxima de 160 W a 35 V, además de ser diseñado fundamentalmente para aplicaciones de conexión a la red a 24 V.

Homologaciones y certificaciones

Los módulos solares Shell cumplen con los siguientes requisitos.

- IEC 61215
- TÜV safety class II

Características eléctricas.

Datos en condiciones estándar de ensayo STC

STC: nivel de irradiancia 1000 W/m², espectro

AM 1.5 y temperatura de la célula 25⁰ C

Potencia nominal	P _r	160 W
Potencia Máxima	P _{mpp}	160 W
Tensión máxima de potencia	V _{mpp}	35 V
Corriente de potencia máxima	I _{mpp}	4.58 A
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	43.5 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	4.9 A
Fusibles en serie		15 A
Mínima potencia máxima	P _{mpp}	152.5 W

MODULO SHELL SQ 160-C



Datos típicos en condiciones de temperatura nominal de la célula TONC.

TONC: 800 W/m² nivel de irradiancia, espectro AM 1.5

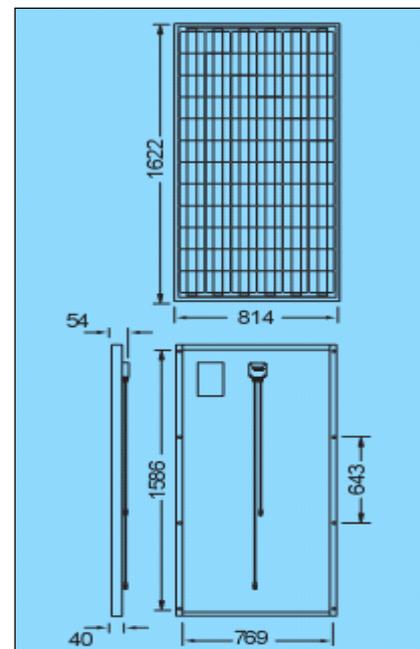
Velocidad del viento 1 m/s, Tamb 20 grados C.

Temperatura	T _{TONC}	46 °C
Potencia Mpp	P _{mpp}	115 W
Tensión Mpp	V _{mpp}	32 V
Tensión de circuito abierto	V _{oc}	40 V
Corriente de corto circuito	I _{sc}	3.95 A

Especificaciones mecánicas del modulo

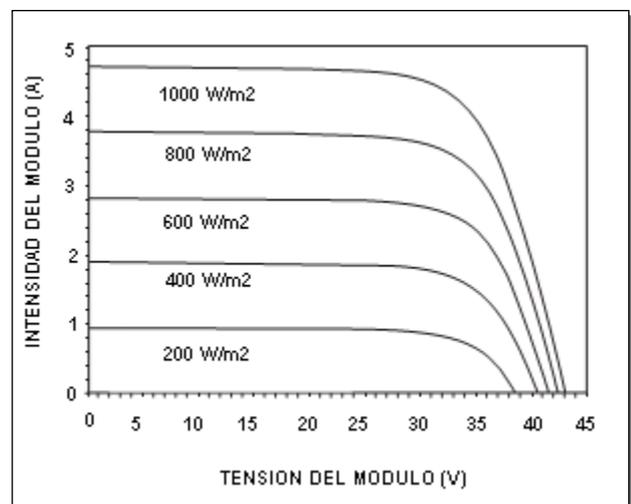
El marco de aluminio anodizado resistente a la torsión y a la corrosión garantiza una gran Resistencia, incluso bajo rigurosas condiciones Climáticas. Presenta orificios que permite un Fácil montaje.

Dimensiones exteriores (mm)	1622X814
Grosor (Incluye cajas de conexiones)	54 mm
Grosor (Excluyendo cajas de conexiones)	40 mm
Peso Kg.	17.2
Longitud del cable (-macho) (mm)	1300
Longitud del cable (Hembra) (mm)	1000

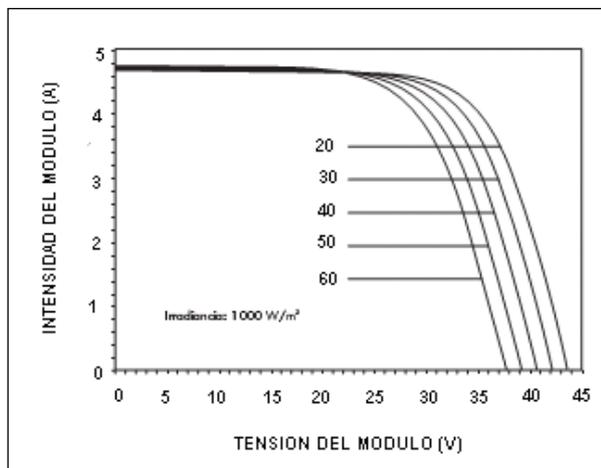


Características típicas I/V

El grafico I/V muestra el rendimiento Típico del modulo solar con diferentes Valores de irradiancia, a una temperatura De célula de 25 °C



El grafico I/V muestra el rendimiento típico del modulo solar con diferentes Temperaturas de células.



SHELL ST 40

Generalidades.

El modulo SHELL ST 40 esta compuesto de una estructura monolítica de células solares CIS de diselenuro indio cúprico conectados en serie. Este modulo puede generar una potencia máxima de 40 W a 16.6 V. Este modulo esta diseñado para aplicaciones conectadas a la red.

Ventajas

- excepcionales prestaciones bajo condiciones de baja luminosidad, sombra y tolerancia a elevadas temperaturas ofreciendo una potencia fiable en condiciones adversas o inestables.
- Ofrece una potencia de salida estable con una eficiencia de primerísima clase proporcionando unas prestaciones fiables durante muchos años.
- Vidrio templado de gran transparencia para proporcionar mayor potencia y una resistencia al impacto superior y protección contra el granizo, nieve, hielo y tormentas.

Homologaciones y certificaciones.

El modulo SHELL SOLAR ST40 cumple con los siguientes requisitos

- UL Lista 1703

Características eléctricas.

Datos en condiciones estándar de ensayo STC
STC: nivel de irradiancia 1000 W/m^2 , espectro AM 1.5 y temperatura de la célula 25°C

Potencia nominal	P_r	40 W
Potencia Máxima	P_{mpp}	40 W
Tensión máxima de potencia	V_{mpp}	16.6 V
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	23.3 V
Corriente de corto circuito	I_{sc}	2.68 a
Mínima potencia máxima	P_{mpp}	36 W

MODULO SHELL ST40



Datos típicos en condiciones de temperatura nominal de la célula TONC.

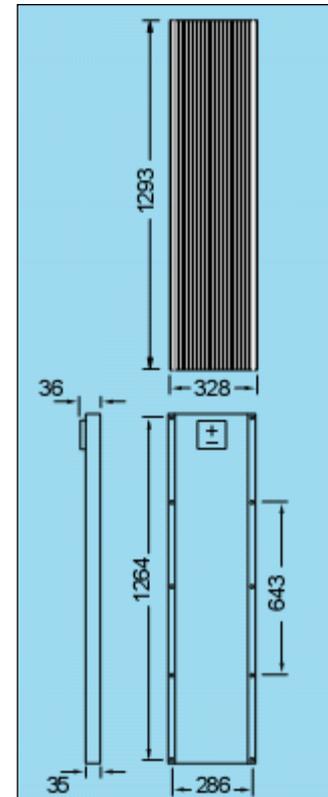
TONC: 800 W/m^2 nivel de irradiancia, espectro AM 1.5
Velocidad del viento 1 m/s, T_{amb} 20 grados C.

Temperatura	T_{TONC}	47°C
Potencia Mpp	P_{mpp}	27.7 W
Tensión Mpp	V_{mpp}	14.7 V
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	20.7 V
Corriente de corto circuito	I_{sc}	2.2 A

Especificaciones mecánicas del modulo

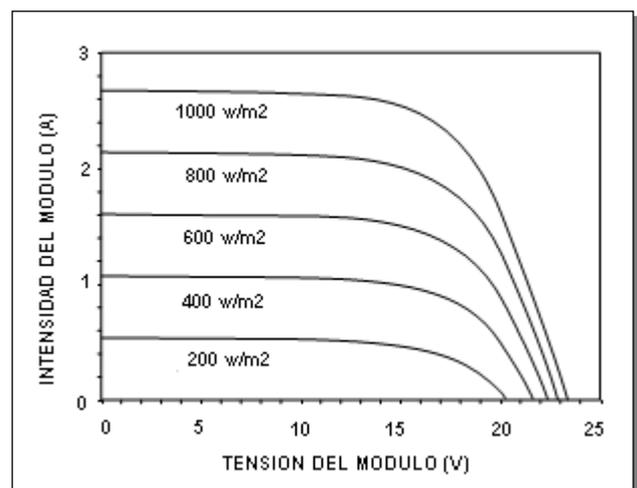
El marco de aluminio anodizado resistente a la torsión Y a la corrosión garantiza una gran resistencia, incluso Bajo rigurosas condiciones climatologicas. Presenta Orificios que permiten un fácil montaje.

Dimensiones exteriores (mm)	1293X328
Grosor (Incluye cajas de conexiones)	35 mm
Grosor (Excluyendo cajas de conexiones)	35 mm
Peso Kg.	7

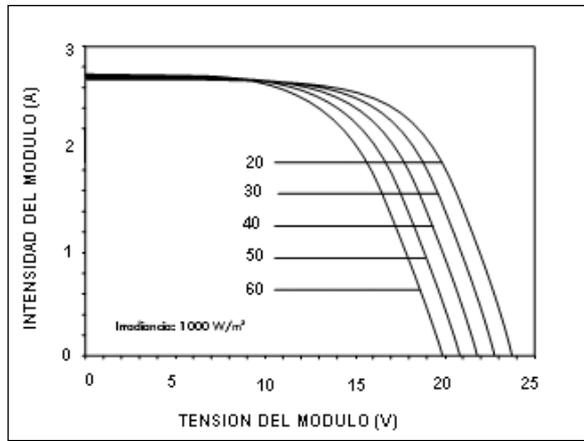


Características típicas I/V

El grafico I/V muestra el rendimiento Típico del modulo solar con diferentes Niveles de irradiancia



El grafico I/V muestra el rendimiento típico del modulo solar con diferentes temperaturas de célula.



MODULOS ISOFOTON:

CARACTERISTICAS ELECTRICAS

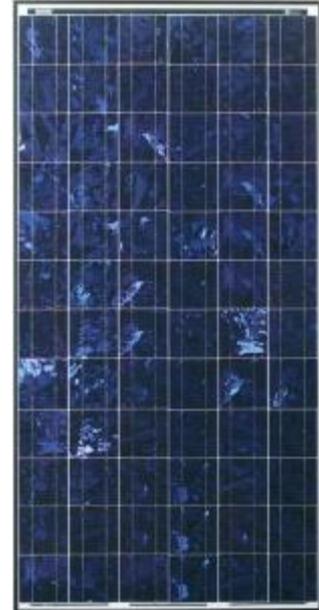
Modelo	Potencia	Corriente de c.c	Volts Pico	Amps I max	Volts V max	Celulas Serie*paralelo	Tamaño (cm)
I 55	55 W	3.38 A	21.6 V	3.16 A	17.4 V	36	129*32.8*3.4
I 110	110 W	6.76 A	21.6 V	6.32 A	17.4 V	36*2	131*96.9*4
I 165	165 W	10.06 A	21.6 V	9.48 A	17.4 V	36*3	131*65.1*3.4

MODULO FOTOVOLTAICO BP SOLAR 170 W:

Funcionamiento

Potencia nominal	170 W
Tolerancia de potencia	+/- 9%
Voltaje nominal	24 V
Garantía	25 años

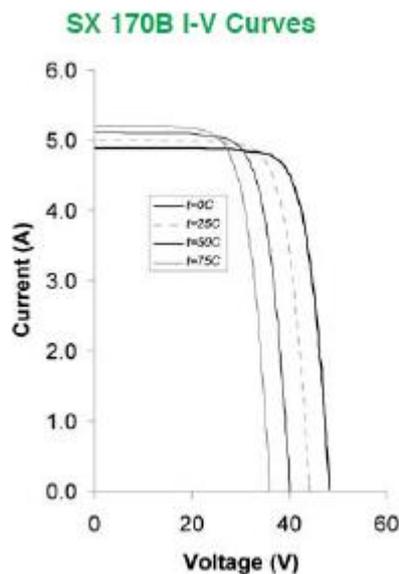
Características Eléctricas	SX 170 B
Potencia máxima	170 W
Voltaje a potencia máxima	35.4 V
Corriente a potencia máxima	4.8 A
Corriente de corto circuito	5.0 A
Voltaje de circuito abierto	44.2 V
Máximo valor de fusible en serie	15 A



Características Mecánicas

Dimensiones: Largo (62.8") Ancho (31.1") Espesor (1.97")
Cables de salida: RHW AWG #12

Curva característica del modulo SX 170B



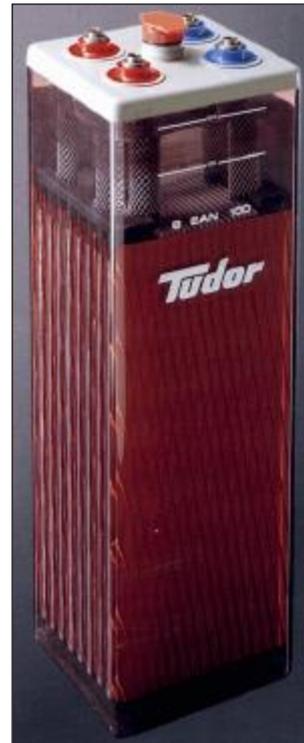
BATERIAS TUDOR:

Estacionarias transparentes. Marca TUDOR
Son las más adecuadas para el uso fotovoltaico
Debido a su larga vida y a su excepcional capacidad de funcionamiento en regimenes de carga
Y descargas lentas.

Los modelos que comercializa ATERSA son:

- Monobloc transparentes SGF
- Elementos de 2 voltios transparentes (EAN)
- Monobloc translucido (RO)
- Elementos de 2 voltios translucido TSE

Las ventajas de los elementos compuestos por Elementos independientes son la facilidad de sus titución de los mismos en caso de averías. Y una Mayor capacidad de reserva de electrolito, lo que Se traduce en un bajo mantenimiento los monobloc Ocupan muy poco espacio, se instalan rápidamente y, al mismo tiempo, son muy robustos y compactos. En cuanto a la diferencia de las baterías estacionarias translucidas y transparentes se limitan al aspecto del recipiente, sin afectar las características de funcionamiento



RECIPIENTE MONOBLOC TRANSPARENTE					
TIPO	CAPACIDAD Ah EN C100	Ancho (mm.)	Largo (mm.)	ALTO (mm.)	Kg. (Por elemento con ácido)
SGF 12/50	75	204	273	379	34
SGF 12/100	130	204	273	379	43
SGF 12/150	195	204	381	379	64
SGF 6/200	260	204	273	379	41
SGF 6/250	325	204	381	379	56
SGF 6/300	390	204	381	379	63

RECIPIENTE VASOS TRANSPARENTES DE 2 VOLTIOS					
TIPO	CAPACIDAD Ah EN C100	Ancho (mm.)	Largo (mm.)	Alto (mm.)	Kg. (Por elemento con ácido)
4 EAN 55	345	206	103	426	18
5 EAN 55	431	206	124	426	20
6 EAN 55	517	206	144	426	23
5 EAN 70	580	206	124	545	30
6 EAN 70	672	206	145	545	35
7 EAN 70	784	206	166	545	40
6 EAN 100	963	206	145	720	46
7 EAN 100	1146	210	191	720	58
8 EAN 100	1283	210	191	720	63
9 EAN 100	1473	210	233	720	78
10 EAN 100	1605	210	233	720	85
12 EAN 100	1925	210	275	684	91
14 EAN 100	2240	218	368	684	101
16 EAN 100	2560	218	368	684	115
20 EAN 100	3186	218	448	684	139
16 EAN 120	2873	212	397	868	173

BATERIAS ESTACIONARIAS					
TIPO	CAPACIDAD Ah EN C100	Ancho (mm.)	Largo (mm.)	ALTO (mm.)	Kg. Por elemento con ácido
20 EAN 120	3591	212	487	868	187
22 EAN 120	3950	212	576	868	215
24 EAN 120	4309	212	576	868	223

RECIPIENTE MONOBLOC TRANSLUCIDO					
TIPO	CAPACIDAD Ah EN C100	Ancho (mm.)	Largo (mm.)	ALTO (mm.)	Kg. (Por elemento con ácido)
6 RO 32	43	208	175	190	13
6 RO 48	64	277	175	191	19
6 RO 52	69	268	175	216	21
6 RO 72	96	326	174	218	25
6 RO 108	144	346	175	284	41
6 RO 120	160	360	253	234	42
6 RO 140	187	509	216	227	49
6 RO 150	200	509	216	227	53

RECIPIENTE VASOS TRANSLUCIDOS DE 2 VOLTIOS					
TIPO	CAPACIDAD Ah EN C100	Ancho (mm.)	Largo (mm.)	Alto (mm.)	Kg. (Por elemento con ácido)
2 TSE 55	172	46	198	466	8
3 TSE 55	259	64	198	466	12
4 TSE 55	345	82	198	466	15
5 TSE 55	431	101	198	466	18
5 TSE 70	560	101	198	585	23

RECIPIENTE VASOS TRANSLUCIDOS DE 2 VOLTIOS					
TIPO	CAPACIDAD Ah EN C100	Ancho (mm.)	Largo (mm.)	ALTO (mm.)	Kg. Por elemento con ácido
6 TSE 70	672	119	198	565	28
7 TSE 80	868	136	198	613	37
8 TSE 80	992	155	198	613	42
9 TSE 80	1116	173	198	613	47
10 TSE 80	1240	191	198	613	53

BATERIAS GEL

Las baterías GEL son también estacionarias. Por lo que se caracterizan por su larga duración. La diferencia es que el electrolito está gelificado, de modo que no precisan mantenimiento y pueden funcionar colocadas en cualquier posición.

La gama de productos con tecnología de gel ofrece baterías en elementos denominados OPzV-S, y en monoblocs, que reciben el nombre de SGV-S, así como baterías de GEL en recipientes Monobloc y diseñadas especialmente para aplicaciones de energía solar fotovoltaica de mediana (STB) y pequeña potencia (ST)



RECIPIENTE MONOBLOC					
SGV 12/105 S	105	204	273	350	43
SGV 12/160 S	160	204	381	350	63
SGV 6/210 S	210	204	273	350	43
SGV 6/315 S	315	204	381	350	62
ELEMENTOS					
6 OPzV 360 S	360	208	147	398	28
5 OPzV 400 S	400	208	126	513	31
6 OPzV 500 S	500	208	147	513	36.5
7 OPzV 600 S	600	208	168	513	42
6 OPzV 720 S	720	208	147	688	50
8 OPzV 960 S	960	193	215	688	68
10 OPzV 1200S	1200	235	215	688	82
12 OPzV 1400S	1400	277	215	688	97

12 OPzV 1700S	1700	277	215	838	120
16 OPzV 2300S	2300	400	215	815	160
20 OPzV 2900S	2900	490	215	815	200
24 OPzV 3500S	3500	580	215	815	240

BATERÍAS HOPPECKE OPZS³:

- Preparadas Para el uso inmediato: Los elementos de 2 voltios vienen preparados para su uso inmediato.
- Mayor duración: las placas positivas y tubulares garantizan una larga vida de servicio de la batería. Más de 12 años con un 20% de descarga diaria.
- Mínimo mantenimiento: la reserva electrolítica y el sistema de precombinación de tapón AquaGen prolongan los intervalos de mantenimiento de 5 a 10 veces
- Recipientes transparentes: esto hace posible una verificación visual rápida de las condiciones del elemento.
- Ensamblaje fácil: el atornillado simple de las conexiones hace fácil y rápido su montaje

Baja auto descarga: con menos del 2% de antimonio el valor de auto descarga es inferior al 3% mensual.



³ OpzS es la designación de acuerdo a la norma DIN para elementos estacionarios con placas tubulares.

ELEMENTOS TIPO OPZS SOLAR							
Modelo	Ah.		Largo	Ancho	Alto	Peso kg s/ácido	Peso kg c/ácido
	C-10	C-100					
6V3 OpzS 150	150	218	226	221	405	26.8	38
4 OpzS 200	200	290	105	208	425	12.3	17.2
5 OpzS 250	250	363	126	208	425	14.7	20.8
6 OpzS 300	300	463	147	208	435	17.1	24.3
5 OpzS 350	350	525	126	208	550	19	26.9
6 OpzS 420	420	630	147	208	550	22.1	31.5
7 OpzS 490	490	735	168	208	550	25.2	36.1
6 OpzS 600	600	900	147	208	791	31.9	44.8
8 OpzS 800	800	1200	212	193	791	44.4	61.3
10 OpzS 1000	1000	1500	212	235	791	53.3	74.6

ELEMENTOS TIPO OPZS SOLAR							
Modelo	Ah.		Largo	Ancho	Alto	Peso kg s/ácido	Peso kg c/ácido
	C-10	C-100					
12 OpzS 1500	1500	2232	212	277	941	80.10	114.3
16 OpzS 2000	2000	3000	212	397	920	103.5	151.5
20 OpzS 2500	2600	3720	212	487	920	125	193
24 OpzS 3120	3120	4464	212	576	920	170	246

BATERIAS FULMEN POWERBLOC:

CARACTERISTICAS TECNICAS

- Preparada para uso inmediato: Los elementos de 2 voltios vienen preparados para uso inmediato.
- Elementos de 2 voltios con recipientes transparentes y bornes de tornillo para facilitar su montaje. Conexiones protegidas contra posibles cortos circuitos.

- Electrolito con densidad de 1.24 que le confiere gran longevidad. La gran reserva de electrolito le permite reducir la frecuencia de mantenimiento.
- Aleaciones de las rejillas y espigas de bajo contenido de antimonio, que limitan la auto descarga, el consumo de agua y la corrosión
- Separación triple que garantiza el funcionamiento eléctrico entre placas, una repartición homogénea.



BATERIAS FULMEN POWERBLOC

Código	Capacidad Ah en C100	V
S-190	190	2
S-240	240	2
S-300	295	2
S-400	395	2
S-470	465	2
S-550	540	2
S-650	650	2
S-750	735	2
S-900	900	2
S-1200	1220	2

S-1500	1525	2
S-1850	1840	2
S-2100	2080	2
S-2500	2500	2
S-3000	3000	2
S-3750	3750	2
S-4400	4400	2

BATERÍAS FULMEN txe

- Preparadas para uso inmediato: Los elementos 2 Voltios vienen preparados para su uso inmediato.
- Elemento de 2 voltios con recipientes transparente y bornes de tornillo para facilitar su montaje. Conexiones protegidas contra posibles cortos circuitos.
- Electrolito con densidad de 1.24 que le confiere gran longevidad. La gran reserva de electrolito le permite reducir la frecuencia de mantenimiento.
- Aleaciones de las rejillas y espigas de bajo contenido en antimonio, que limitan, la auto descarga, el consumo de agua y la corrosión.
- Separación triple que garantiza el asilamiento eléctrico entre placas, una repartición homogénea



Las baterías Powerbloc han sido especialmente diseñadas para sistemas fotovoltaicos. Son la solución más rentable y, técnicamente la más adecuada, dadas sus características de:

- Larga duración
- Gran profundidad de descarga
- Reducido consumo de agua

Código	Capacidad Ah	V
S-190	190	2
S-240	240	2
S-300	295	2
S-400	395	2
S-470	465	2
S-550	540	2
S-650	650	2
S-750	735	2
S-900	900	2
S-1200	1220	2
S-1500	1525	2
S-1850	1840	2
S-2100	2080	2
S-2500	2500	2
S-3000	3000	2
S-3750	3750	2
S-4400	4400	2

BATERÍAS FIAMM OpzS:

Baterías FIAM

Gama OPzS

Características.

- **Placas positivas tubulares** con aleación de bajo contenido en antimonio para un mejor ciclado. Su diseño permite disponer de una placa robusta de gran duración y calidad.
- **Placas negativas planas.**
- **Electrolito** de alta pureza y densidad 1.24 a 20° C
- **Separadores** micro porosos de alta densidad
- **Recipiente** fabricado en san transparente resistente al impacto. También disponible en versión “flame retardant” (L.O.I mayor de 28%) conforme a lo establecido en el Standard IEC 707 clase FVO
- **Tapón.** Cerámico antideflagrante.
- **Terminales** diseñados para prevenir la corrosión en cualquier situación climática

Aplicación

Las baterías OPzS de FIAMM son ampliamente utilizadas en aplicaciones estacionarias. También se utilizan en aplicaciones cíclicas en las que se requieren cargas y descargas continuas.

Las baterías OPzS de FIAMM están diseñadas para dar una respuesta satisfactoria ante cualquier tipo de descarga.

Calidad

FIAMM dispone de un importante programa de mejora continua de procesos, investigación, fabricación y desarrollo, soportado todo ello por la norma ISO 9001 , que unido a la experiencia y conocimiento de la tecnología de las baterías de plomo ácido, son una garantía para obtener un producto fiable, robusto y de calidad incontestada

Referencia DIN	Capacidad nominal amperios hora.				Peso (kg)	Peso (Kg)	Dimensiones (mm)		
	10 h	5 h	3 h	1 h	Con electrolito	Cantidad electrolito	Ancho	Fondo	Alto
4 OPZs 200	200	172	150	106	13.6	4.2	103	206	420
5 OPZs 250	250	215	187.5	132.5	21.8	5.6	124	206	420
6 OPZs 300	300	258	225	159	25.4	6.4	145	206	420
5 OPZs 350	350	300	262.5	185	30	7.3	124	206	536
6 OPZs 420	420	360	315	222	35.1	8.6	145	206	536
7 OPZs 490	490	420	367.5	259	40.1	9.6	166	206	536
6 OPZs 600	600	516	450	312	47.5	12.5	145	206	711
8 OPZs 800	800	688	600	416	63.8	16.8	210	191	711
10 OPZs 1000	1000	860	750	520	77	21	210	233	711
12 OPZs 1200	1200	1032	900	624	90	25	210	275	711
12 OPZs 1500	1500	1260	1116	744	113	28	210	275	861
16 OPZs 2000	2000	1680	1488	992	156	40	214	399	837
20 OPZs 2500	2500	2100	1860	1240	196	50	212	487	837
24 OPZs3000	3000	2520	2232	1488	229	63	212	576	837

CALIDAD

FIAMM dispone de un importante programa de mejora continua de procesos, investigación, fabricación y desarrollo, soportado todo ello bajo la norma ISO 9001 que unido a la experiencia y conocimiento de la tecnología de las baterías de plomo ácido, son una garantía para obtener un producto fiable, robusto y de calidad contrastada



BATERÍAS FIAMM monoblock

Características.

Placas tubulares que aseguran excelentes prestaciones de ciclado

- Formato compacto para facilitar su instalación y manipulación
- Bajo contenido en antimonio que reduce la auto descarga y el consumo de agua
- Fácil control del nivel de electrolito
- Bornes de gran tamaño para facilitar su montaje
- Contenedores translucido. Especialmente diseñado para soportar esfuerzos mecánicos importantes
- Asas integradas para facilitar su manipulación.
- Dimensiones reducidas.



BATERÍAS FIAMM monoblock

CARACTERISTICAS ELECTRICAS

Modelo	Tensión V	Cap. 20 Ah	Cap. 100 Ah	Peso Kg.	Largo mm.	Ancho mm.	Alto mm.
FS 200	12	187	205	51	513	223	223
FS 250	12	220	250	61	518	291	242

Baterías ISOFOTON:

Baterías estacionarias GEL-Tubular

Modelo	Ah	Tensión nominal	Vida útil	Tensión Máxima	Tamaño (mm.)
Gel	666	2 V	8/10 años	2.4 V	168*206*520
Gel	880	2 V	8/10 años	2.4 V	145*206*695
Gel	1168	2 V	8/10 años	2.4 V	210*191*695
Gel	1468	2 V	8/10 años	2.4 V	210*233*695
Gel	2587	2 V	8/10 años	2.4 V	212*397*820
Gel	3220	2 V	8/10 años	2.4 V	212*487*820

Baterías estacionarias GEL-tubular.

OLDHAM ET

Modelo	Ah	Tensión nominal	Vida útil	Tensión Máxima	Tamaño (mm.)
Gel	666	2 V	8/10 años	2.4 V	168*206*520
Gel	880	2 V	8/10 años	2.4 V	145*206*695
Gel	1168	2 V	8/10 años	2.4 V	210*191*695
Gel	1468	2 V	8/10 años	2.4 V	210*233*695
Gel	2587	2 V	8/10 años	2.4 V	212*397*820
Gel	3220	2 V	8/10 años	2.4 V	212*487*820



INVERSORES
TRIPP-LITE APS Alternate Power System:

Modelo	Volts CD	Volts AC	Potencia	Potencia En cresta	Nº receptaculo 15 A	Tamaño
APS 512	12 V	120 V	500 W	1200 W	2	17.78*17.78*25.4
APS 912	12 V	120 V	900 W	1800 W	2	18.10*21.59*41.91
APS 1012	12 V	120 V	1000 W	2000 W	2	18.10*21.59*41.91
APS 1024	24 V	120 V	1000 W	2000 W	2	18.10*21.59*41.91
APS 2012	12 V	120 V	2000 W	4000 W	HW	18.10*21.59*41.91
APS 2024	24 V	120 V	2000 W	4000 W	HW	18.10*21.59*41.91
APS 2424	24 V	120 V	2400 W	4800 W	HW	18.10*21.59*41.91
APS 2448	48 V	120 V	2400 W	4800 W	HW	18.10*21.59*41.91
APS 3636	36 V	120 V	3600 W	7200 W	HW	18.10*21.59*41.91
APS 5048	48 V	220/120V	5000 W	10000 W	HW	18.10*21.59*41.91

HW: Hard wire: conexión directa con cables.

La más reciente adición a la serie Power Verte APS de tripa lite, estos equipos tienen un cargador de batería de 3 etapas y una salida de alto rendimiento, que los hacen los más avanzados y completos inversores/ cargadores de batería integrados de hoy en día. Las unidades APS están idealmente configuradas para suministrar



una alimentación ininterrumpida a computadoras, ventiladores, luces, bombas de agua, y otros equipos durante largos periodos de tiempo. Se pueden usar como sistemas UPS de largo tiempo de respaldo o como fuentes de alimentación de emergencia.

El avanzado circuito de inversor en las nuevas unidades APS produce una más eficaz conversión de C.C a C.A. y disminuye la pérdida de energía por un 33% en comparación con los modelos competitivos.

Las unidades APS también aceptan un número ilimitado de baterías de 6 o 12 voltios de piel húmeda o de gel suministrada por el usuario. Esto le permite a los usuarios determinar el tiempo de función de los equipos conectados en base al número de baterías que se hayan conectado.

Inversor/cargador Modelo DR

- Es un inversor continuo de 1500, 2400 o 3600 W con cargador de alta potencia para batería incluido
- Alta eficiencia, gran capacidad de arranque
- Bajo consumo en modo de búsqueda de demanda de carga
- Funcionamiento silencioso
- Cargador de tres etapas con selector del tipo de batería
- Protección automática para bajo voltaje de batería
- Rápida interrupción de transferencia para instalaciones en espera
- Uso en paralelo para energías 120/240 Vac en tres hilos

Conveniencia

Goce del uso de utensilios domésticos normales. Su DR1512/1524, DR2412/2424 o DR3624 convierte la energía de baterías de 12 o 24 voltios en energía del mismo tipo de la red pública. Herramientas eléctricas de mano, luces, televisores, hornos de microondas, computadoras - casi todos los efectos electrodomésticos pueden funcionar con la energía de sus baterías. Y eso incluye hasta los refrigeradores, que demandan mucha energía de arranque.

Automatismo

Enchufe a la red pública de energía, o arranque su generador y su inversor modelo DR empezará a cargar sus baterías y automáticamente transferirá energía adicional a su sistema eléctrico A.C. Cargará sus baterías rápida y completamente sin sobrecargarlas y las mantendrá indefinidamente con la carga completa. El diseño de rectificación - sincrónica en alta potencia carga sus baterías en tres etapas - máxima, absorción y flotante. Cuando se produzca un fallo en la energía AC, la transferencia a energía del inversor es también automática y típicamente no mas de 16 milisegundos.

Protección

Un circuito especial de compensación de temperatura utiliza un sensor remoto para ajustar automáticamente el voltaje de carga a la temperatura de la batería para una óptima carga. Si al trabajar en el modo de inversor, la carga de sus baterías llega a un nivel muy bajo, un circuito ajustable para protección contra descarga excesiva apagará automáticamente el inversor para proteger sus baterías. Otras características de diseño protegen contra carga insuficiente, sobrecarga, y también contra la conexión accidental de una salida AC a una toma corrientes AC

Facilidad de uso

El panel frontal tiene luces LED muy fáciles de comprender, que informan sobre los estados de funcionamiento y los ajustes que controlan las funciones tales como inspección de carga, protección contra sobre descarga, ritmo máximo de carga y muchas otras.

Versatilidad

Energía para sitios remotos, vehículos de servicio, apoyo a sistemas de energía, aplicaciones industriales, energía de emergencia (UPS).

Especificaciones	DR1512	DR2412	DR1524	DR2424	DR3624
Energía continua	1500 W	2400 w	1500 w	2400 w	3600 w
Máximo aumento súbito de corriente	28 A	52 A	40 A	72 A	100 A
Eficiencia Máxima	94 %	94%	94%	95%	95%
Voltaje de entrada DC (nominal)	12 V	12V	24V	24V	24 V
Rango de voltaje de entrada	10.8-15.5V	10.8-15.5V	21.6-31.0 V	21.6-31V	21.6-31V
Modo de búsqueda	0.045 A	0.045A	0.030A	0.030A	0.030 A
Voltaje total	0.70 A	0.90 A	0.35 A	0.45 A	0.50 A
Potencia indicada	165 A	280 A	80 A	140 A	210 A

Forma de la onda	Sen. Modif.				
Regulación de voltaje	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%
Regulación frecuencia	+/- 4%	+/- 4%	+/- 4%	+/- 4%	+/- 4%
Factor de potencia permitido	-1 a 1	-1 a 1	-1 a 1	-1a 1	- a 1
Voltaje de salida	120AC/60 Hz				
Opera en serie a 120/240	Si, con 2 unid.				
Interr. Transferencia automática	30 A				
Peso	35 lbs	35 lbs	35 lbs	40 lbs	40 lbs
Montaje	Pared o repisa				

INVERSORES XANTREX TRACE: **SW Series Inverter/chargers**

Características Eléctricas.

Modelo	SW2512	SW4024	SW4048	SW5548
Potencia Nominal (VA)	2500	4000	4000	5500
Voltaje de entrada D.C.	12	24	48	48
Voltaje de salida A.C.	120	120	120	120
Frecuencia nominal	60	60	60	60
Eficiencia	90%	94%	95%	96%
Relé transferencia aut.	60 Amp.	60 Amp.	60 Amp.	60 Amp.



Especificaciones de los diferentes reguladores disponibles.

REGULADORES ATERSA:

La gama de reguladores ATERSA incorpora microprocesadores en el control de potencia, niveles diferenciados de carga, relés de estado sólido y medición digital, lo que asegura una gran fiabilidad y rendimiento.

- Todos los modelos funcionan a las tensiones de 12 y 24 Voltios.
- Los modelos LEO, llevan dos amperímetro y un voltímetro que pueden ser programados por el usuario. Los modelos LEO 2 llevan además relés libres de tensión para arranque de grupo electrógeno y transmisión de alarmas.
- El MP ha sido diseñado para proporcionar un sistema de regulación y control en instalaciones de mediana y alta potencia, con medidas digital de los principales parámetros.
- El sistema de adquisición de datos DATA SOL 32 ha sido diseñado específicamente para realizar el seguimiento de instalaciones fotovoltaicas utilizando como fuente de información el sistema de control MP-60. la instalación conjunta MP-60 y DATA SOL 32, aporta la prestación de un equipo sencillo de adquisición de datos y de forma sencilla, reduciendo de esta manera los costos de la instalación.

Modelo de reguladores Base y Mino.

Los reguladores de Base y Mino proporcionan el control necesario de la carga y descarga del acumulador de un sistema fotovoltaico. El diseño de ambas series responde a sistemas de pequeña potencia en los que no es necesario instrumentación adicional y se pretende implementar un sistema de regulación completa, fiable y de bajo consumo y costo.

En todos los modelos se pueden seleccionar el tipo de carga: profunda (Baterías Pb-ácido) o flotación (Baterías gel).

El sistema de conmutación de línea de carga utiliza un relé de estado sólido que garantiza una duración muy superior a los sistemas electromecánicos. Tanto los reguladores Base como Mino disponen de una línea de salida para desconectar el consumo del sistema fotovoltaico y así evitar descargas profundas en la batería. Ambas gamas protegen de la inversión de polaridad

en los paneles solares. La serie Base dispone de un diodo de bloqueo que evita las pequeñas descargas nocturnas de las baterías. Por su parte, la gama Mino presenta un sistema electrónico de protección contra cortocircuitos, sobre tensiones y sobre descargas. Además, las dos series incorporan indicadores luminosos que proporcionan información sobre el estado del sistema de regulación y la protección de salida de consumo.

MINO V2 12/24V 15

El mino V2 revoluciona el concepto de los tradicional de los reguladores de carga debido a su versatilidad.

El mino V2 permite repartir la corriente máxima de 15 amperios entre la entrada o la salida, en función de las necesidades del usuario.

Existen mas de 20 posibilidades distintas entre la variación de intensidades a 12 y 24 voltios.

Características Eléctricas.

Tensión de trabajo	12-24 Voltios
Consumo típico	6 mA
Rango de intensidad de carga	0-12 A
Rango de intensidad de consumo	0-16 A



Corriente de entrada y de salida

Corriente del panel (A)	11.5	11	10	9	8	7	6	5	4	3
Máxima corriente de consumo	2	4	8	10	11.5	13	14	14.5	15	15.5

Características físicas.

Dimensiones	140 x 116 x 30 mm
Peso	230 gr.
Protección	IP-20

MINO V2 12/24V 30

Características Eléctricas.

Tensión de trabajo	12-24 Voltios
Consumo típico	6 mA
Rango de intensidad de carga	0-21 A
Rango de intensidad de consumo	0-28 A



Corrientes de entrada y de salida

Corriente del panel (A)	21	20	18	16	14	12	10	8	6	4
Máxima corriente de consumo	6.5	11	16	20	22	24	25.5	26.5	27.5	28

Características físicas.

Dimensiones	140 x 116 x 30 mm
Peso	230 gr.
Protección	IP-20

LEO 1. MODELO 12/24 V

Equipo	Leo 1/15	Leo 1/25
Tensión de trabajo	12-24 V	12-24 V
Intensidad máxima línea de carga	15 A	25 A
Intensidad máxima línea de consumo	15 A	25 A
Consumo típico	15 mA	15 mA



P L O M O A C I D O	Tensiones de maniobra por defecto		12 V	24 V
	Tensión final de carga a 25° C	C100	14.5 V	29.0 V
		C50	14.6 V	29.2 V
		C20	15.0 V	30.0 V
		C10	15.1 V	30.2 V
	Rango de flotación a 25° C		13, 6-3, 9 V	27, 2-27, 8 V
	Tensión rearme regulación salida de flotación a 25° C		12.9 V	25.8 V
	Tensión de rearme de consumo a 25° C		12.5 V	25.0 V
	desconexión de la salida de consumo a 25° C	C100	11.4 V	22.8 V
		C50	11.0 V	22.0 V
C20		10.9 V	21.8 V	
C10		10.8 V	21.6 V	

Características Físicas

La caja dispone de una base metálica de aluminio con una cubierta de ABS inyectado. La carátula – teclado es de poli carbonato con pulsadores integrados estancos.

Las dimensiones son ancho 290 mm, alto 135 mm y fondo 60 mm. Y el peso aproximado es de 550 gramos.

Leo 1 modelo 48 Voltios.

Características Eléctricas.

Equipo	Leo 1/15	Leo 1/25
Tensión de trabajo	48 V	48 V
Intensidad máxima línea de carga	8 A	15 A
Intensidad máxima línea de consumo	8 A	15 A
Consumo típico	15 mA	15 mA



P L O M O A C I D O	Tensiones de maniobra por defecto		24 V
	Tensión final de carga a 25° C	C100	58 V
		C50	58.2 V
		C20	60.0 V
		C10	60.2 V
	Rango de flotación a 25° C		54.4-55.6
	Tensión rearme regulación salida de flotación a 25° C		51.6 V
	Tensión de rearme de consumo a 25 ° C		50.0 V
	desconexión de la salida de consumo a 25° C	C100	45.6 V
		C50	44.0 V
C20		43.6 V	
C10		43.2 V	

Características Físicas

La caja dispone de una base metálica de aluminio con una cubierta de ABS inyectado. La carátula – teclado es de poli carbonato con pulsadores integrados estancos.

Las dimensiones son ancho 290 mm, alto 135 mm y fondo 60 mm. Y el peso aproximado es de 550 gramos.

Leo 1 modelo bitensión 12/24 Voltios.

Características Eléctricas.

Equipo	Leo 1/15	Leo 1/25
Tensión de trabajo	48 V	48 V
Intensidad máxima línea de carga	8 A	15 A
Intensidad máxima línea de consumo	8 A	15 A
Consumo típico	15 mA	15 mA



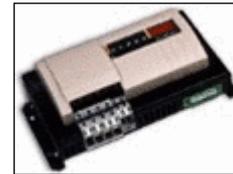
Características Eléctricas.

Modelo	Tensión trabajo	I max Carga	I max Consumo	Consumo Típico	I max corto Circuito
LEO 2-50/25-12/24	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
LEO 2-50/25-12/24 DB	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
LEO 2-50/25-12/24/E	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
LEO 2-50/25-12/24 DB-E	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
E: Estanco		DB: Diodo de bloqueo incluido			

Leo 1 modelo 48 Voltios.

Características Eléctricas.

Equipo	Leo 1/15	Leo 1/25
Tensión de trabajo	48 V	48 V
Intensidad máxima línea de carga	8 A	15 A
Intensidad máxima línea de consumo	8 A	15 A
Consumo típico	15 mA	15 mA



P L O M O A C I D O	Tensiones de maniobra por defecto		24 V
	Tensión final de carga a 25° C	C100	58 V
		C50	58.2 V
		C20	60.0 V
		C10	60.2 V
	Rango de flotación a 25° C		54.4-55.6
	Tensión rearme regulación salida de flotación a 25° C		51.6 V
	Tensión de rearme de consumo a 25° C		50.0 V
	desconexión de la salida de consumo a 25° C	C100	45.6 V
		C50	44.0 V
C20		43.6 V	
C10		43.2 V	

Leo 2 Modelos bitensión 12/24 Voltios.

Características Eléctricas.

Modelo	Tensión trabajo	I max Carga	I max Consumo	Consumo Típico	I max corto Circuito
LEO 2-50/25-12/24	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
LEO 2-50/25-12/24 DB	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
LEO 2-50/25-12/24/E	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
LEO 2-50/25-12/24 DB-E	12-24 V	50 A	25 A	20 mA	>100 A
E: Estanco		DB: Diodo de bloqueo incluido			



Plomo Ácido.			
Tensiones de maniobra por defecto		12 V	24 V
Tensión final de carga a 25° C	C100	14.5 V	29.0 V
	C50	14.6 V	29.2 V
	C20	15.0 V	30.0 V
	C10	15.1 V	30.2 V
Rango de flotación a 25° C		13, 6-3, 9 V	27, 2-27, 8 V
Tensión rearme regulación salida de flotación a 25° C		12.9 V	25.8 V
Tensión de rearme de consumo a 25° C		12.5 V	25.0 V
desconexión de la salida de consumo a 25° C	C100	11.4 V	22.8 V
	C50	11.0 V	22.0 V
	C20	10.9 V	21.8 V
	C10	10.8 V	21.6 V

Características Físicas

La caja dispone de una base metálica de aluminio con una cubierta de ABS inyectado. La carátula – teclado es de poli carbonato con pulsadores integrados estancos. Las dimensiones son ancho 330 mm, alto 175 mm y fondo 112 mm. Y el peso aproximado es de 1500 gramos.

Leo 2 Modelo 48 Voltios.

Características Eléctricas.

Modelo	Tensión trabajo	I max Carga	I max Consumo	Consumo Típico	I max corto Circuito
LEO 2-30/10-48	48 V	30 A	10 A	20 mA	>75 A
LEO 2-30/10-48 DB	48 V	30 A	10 A	20 mA	>75 A
LEO 2-30/10-48E	48 V	30 A	10 A	20 mA	>75 A
LEO 2-30/10-48 DB-E	48 V	30 A	10 A	20 mA	>75 A
E: Estanco		DB: Diodo de bloqueo incluido			

Plomo Ácido		
Tensiones de maniobra por defecto		24 V
Tensión final de carga a 25° C	C100	58.0 V
	C50	58.2 V
	C20	60.0 V
	C10	60.2 V
Rango de flotación a 25° C		54.4-55.6 V
Tensión rearme regulación salida de flotación a 25° C		51.6 V
Tensión de rearme de consumo a 25° C		50 V
desconexión de la salida de consumo a 25° C	C100	45.6 V
	C50	44.0 V
	C20	43.6 V
	C10	43.2 V



Leo 3

Características eléctricas.

La fabricación del modelo LEO 3 se caracteriza por su diseño a medida según las necesidades del usuario, con relés de estado sólido para carga y en consumo en módulos de hasta 125 A



Equipo	Leo 3 125/12	Leo 125/24	Leo 3 75/12	Leo 3 75/24	Leo 3 75/48	Leo 3 50/48
Tensión de trabajo	12V	24 V	12 V	24 V	48 V	48 V
Intensidad máxima línea de consumo	125 A	125 A	75 A	75 A	75 A	50 A
Consumo típico	50 mA	50 mA	50 mA	50 mA	50 mA	50 mA

REGULADORES XANTREX:

Regulador de carga solar de 3 etapas y 12 amperios. Este regulador de carga proporciona un control inteligente de microprocesadores y una fiabilidad inigualable incluso en los sistemas fotovoltaicos más pequeños aun precio asequible.

Regulador de carga Fotovoltaica.

Control de carga silencioso, de estado sólido, modulado por longitud de la serie de impulsos (PWM) con 3 fases (carga máxima, absorción y flotación). Parámetros ajustables al campo con botones extraíbles para reducir la manipulación (ámbito máximo: de 13.0 a 17.0 VCC). La protección electrónica contra cortocircuitos, sobrecarga, temperatura alta y polaridad invertida mejora la fiabilidad. Reinicialización automática del sistema de protección contra sobre corriente (elimina los problemas de activación de interruptores y fusibles). Alta eficiencia. Diseño sin diodos y sin aparatos electrónicos en los conductores negativos (según código NEC). Sensor de compensación de temperatura opcional de clavija (idóneo para baterías selladas). Amperaje continuo de servicio de 12 amperios = 45°C y 8 amperios = 65°C para ambientes severos.

Diseñado para 15 amperios de corriente de cortocircuito del array fotovoltaico (normalmente unos cuatro módulos de 50 vatios Iluminación de dos fases y supresión característica tanto a través de los componentes de protección pasivos como a través de los activos. Modo de eualización (=máxima + 1 VCC para 2 horas) con activación automática cada 30 días o si se alcanza el nivel LVD (rechazable).

Reguladores de carga C-35, C-40 y C-60

Trace Engineering introduce el regulador de carga más Avanzado del mercado para usos en aplicaciones solares. Los modelos llevan un sofisticado control con microprocesador de última generación.



Características

- Silencioso microprocesador de control de estado sólido que aumenta el rendimiento y maximiza la duración de la batería.
- Botones (setpoints) de campo ajustables con botones desmontables que impiden la manipulación de personal no cualificado. Ambas, las escalas calibradas y los botones de campo, están provistos para permitir el preciso ajuste y la verificación de la posición.
- Electrónicamente protegido contra cortocircuito, sobrecargas, sobre temperaturas e inversión de polaridad
- Corriente de carga real de 35 Amperios (C-35) a 35°C, 40 Amperios (C-40) a 35°C (comparable a 60 amperios de controladores de tipo de relé de 40 amperios de corriente, cumple NEC) y 60 Amperios a 35°C (C-60).
- Voltaje de batería 12 y 24V (C-35 y C-60) ó 12, 24 y 48V (C-40) manualmente seleccionable en el propio lugar de instalación (previene problemas que pueden ser causados por sistemas automáticos de selección de voltaje usados en otros controladores de carga).
- Protección electrónica de sobrecarga con auto-reconexión.
- Dos etapas de salida y aumento del intervalo mediante componentes de protección activa y pasiva.

Funcionamiento como regulador de panel a batería.

- Regulador silencioso con modulación de ancho de impulso (PWM) de cuatro etapas: carga, absorción, flotación y ecualización (esta última anulable para baterías herméticas).
- Posibilidad de cambiar los valores de carga máxima, absorción y flotación manualmente, incrementando la posibilidad de uso de baterías tipo alcalino.
- Diseñado para 50 amperios de corriente de placa de circuito impreso (salidas de protección electrónica da 65 A) (C-40).
- El modo ecualizador tiene activación manual y automática cada 30 días (puede ser anulado para el uso de baterías selladas).
- El sensor de temperatura de batería opcional enchufable desde el interior, extensible y reemplazable, ideal para baterías selladas.

Características eléctricas	C-35	C-40	C-60
Tensión de trabajo	12,24 Voltios	12, 24 y 48	12 y 24
Máxima tensión de la matriz PV en circuito abierto	55 Voltios	125 Voltios	55 Voltios
Corriente de carga de batería/desviación	35 A	40 A	60 A
Corriente máxima de pico	85 A		
Caída de tensión máxima del controlador	0.3 Voltios		
Consumo típico en operación	0.015 A		
Consumo típico en reposo	0.003 A		
Interruptor recomendado	45 A	50 A	60 al 100% de la carga continua
Sección mínima de cable	#8 AWG	# 6 AWG	
Ajustes para batería ácido plomo	Ajustables		

Ajustes para batería Nicad	Ajustables
Modo de control de cargas	
Reconexión automática por baja tensión	Ajustables
Desconexión por baja tensión	Reconexión automática o manual. Incluye indicador de alarmas de la desconexión y un periodo de espera seleccionado por el usuario.

Características mecánicas	C35	C40	C60
Rango de temperaturas	0 Celcius a 40 Celcius		
Tipo de armarios	De interior, ventilado, de acero con recubrimiento pulverizado de 1.91 m y 2.54 cm		
Peso	1.2 Kg.	1.4 Kg.	
Peso de embalaje	1.4 Kg.	1.6 Kg.	
Dimensiones	20,3x12,7x6,4 cm	25,4x12,7x6,35 cm	25,4x12,7x6,35 cm
Dimensión con embalaje	31,5x17,8x6,4 cm	31,5 x 17,8 x 6,4 cm	31,5 x 17,8 x 6,4 cm
Montaje	Montaje en pared vertical – Solo en el interior		
Altitud			
En Funcionamiento	4,572 m		
Sin funcionamiento	15,240 m		
Prestaciones y opciones	C-35	C-40	C-60
Sistema de regulación	Modulación en amplitud de pulso (PWM) de tres estados (carga, absorción y flotación), circuito de estado sólido		
Ajustes de control configurables en campo	Dos ajustes de control configurables en campo para control de las cargas o las fuentes de carga (Los ajustes se mantienen aunque sea desconectada la batería)		
Panel de control	CM, CM/R-50, o CM/R-100 (LCD opcional): Pantalla alfanumérica con retro iluminación que muestra la tensión de batería, Amperaje DC, Ah acumulados y Ah desde el último reset. Remote incluye un cable de 15 m o 30,5 m.		
Ecualización de la carga	Ecualización manual o automática por el usuario		
Sensor de temperatura de las arterias	BTS – Sensor opcional de baterías, incrementa y mejora la precisión de la carga		
Características comunes	C-35	C-40	C-60
Aprobaciones	Norma UL 1741 – 1999 y CSA 22.2 No. 107.1-95, cumple la norma CE		

REGULADORES SOLARES ISOFOTON ISOTEL:

Modelo Isoler	Tensión nominal	Corriente Máxima generación	Corriente Máxima Consumo	Corte alto	Corte Flotación	Rearme alto	Rearme flotación	Corte Baja
I 10	12/24 V	10 A	10 A	14.8 V	14.0 V	13.0 V	13.5 V	11.1 V
I 20	12/24 V	20 A	20 A	14.8 V	14.0 V	13.0 V	13.5 V	11.1 V
I 30	12/24 V	30 A	30 A	14.8 V	14.0 V	13.0 V	13.5 V	11.1 V

ESPECIFICACIONES TECNICAS

- Regulador tipo paralelo con relé de estado Sólido
- Sistema de regulación mediante carga profunda de regulación.
- Indicador del estado de carga de la batería
- Alarma por baja tensión de la batería
- Sensor electrónico de compensaciones por temperatura
- Protección contra corto circuitos
- Protección contra polaridad inversa
- Pantalla LCD para la visualización de los parámetros

Reguladores SUNSAVER

Modelo SUNSAVER	Tensión nominal	Corriente Máxima generación	Corriente Máxima Consumo
6 L	12 V	6.5 A	6.5 A
10 L	12/24 V	10 A	10 A
20 L	12/24 V	20 A	20 A

ESPECIFICACIONES TECNICAS

- Compensación de temperatura
- Carga de tensión constante por PWM
- Protección contra corriente inversa
- No hay necesidad de reducir la corriente nominal; especificados para sobre cargas del 25 %
- Control de producción computarizado.

Anexo 2.

Método de Regresión Utilizado para
Aproximar la Curva de Radiación Solar

Métodos de Interpolación.

Muchas veces es necesario ajustar el comportamiento de un grupo de puntos a una grafica ya establecida. En la figura 2.7 de la pagina 49, tenemos una grafica que tiene el comportamiento de una función de grado 4.

Es necesario determinar la ecuación que rige el comportamiento de esa grafica, para de esta manera obtener el área bajo la curva, la cual nos representará el número de horas solares pico que se tiene en El Salvador, de acuerdo a mediciones realizadas en la Universidad de El Salvador.

Para este cálculo fue escrito un programa haciendo uso de Matlab, a continuación se muestra el código fuente, en el cual se pueden hacer regresiones con diferentes métodos,

- Regresión de ecuación de la forma $A \cdot \exp(B \cdot X)$
- regresión de una ecuación de la forma $A \cdot B^X$
- Regresión de una ecuación de la forma $A + B \cdot \ln(X)$
- Regresión de una ecuación de la forma polinomial

```
% Regresión mínimos cuadrados
% Ajustes varios
clc;clear;
datosregpol; %Archivo de ingreso de datos
n=length(y);
opcion=0;sg=1;ajuste=1;xn=x;yn=y; %Condiciones iniciales

while opcion==0
    k=menu('Escoja analisis regresion','A*exp(B*X)','A*B^X','A*X^B','A+B*Ln(X)','Polinomio');
    if k==1
        opcion=1;
        m=1;
        if any(y<0)
            ajuste=0;
        else
            yn=log(y);
        end
    elseif k==2
        opcion=1;
        m=1;
        if any(y<0)
            ajuste=0;
        end
    end
end
```

```

else
    yn=log(y);
end
elseif k==3
    opcion=1;
    m=1;
    if any(y<0)|any(x<0)
        ajuste=0;
    else
        yn=log(y);
        xn=log(x);
    end
elseif k==4
    opcion=1;
    m=1;
    if any(x<0)
        ajuste=0;
    else
        xn=log(x);
    end
elseif k==5
    opcion=1;
    m=input(' Grado del polinomio = ');
    if m>n
        ajuste=0;
    end
end
end

if ajuste==0
    fprintf('\n No se puede realizar el ajuste \n');
else
    for i=1:m+1
        for j=1:m+1
            sx(i,j)=sum(xn.^(i+j-2));
        end
        sy(i)=sum(yn.*xn.^(i-1));
    end
    % Presentacion de resultados
    fprintf('\n Matriz de sumatorias \n');
    disp([sx sy]);
    c=sx\sy';
    xx=linspace(min(x),max(x));
    fprintf(' Curva ajustada: ');
    if k==1

```

```

fprintf(' Y = %g * exp(%g * X) \n',exp(c(1)),c(2));
yy=exp(c(1))*exp(c(2)*xx);
ya=exp(c(1))*exp(c(2)*x);
elseif k==2
fprintf(' Y = %g * %g ^ X \n',exp(c(1)),exp(c(2)));
yy=exp(c(1))*exp(c(2)).^xx;
ya=exp(c(1))*exp(c(2)).^x;
elseif k==3
fprintf(' Y = %g * X ^ %g \n',exp(c(1)),c(2));
yy=exp(c(1))*xx.^c(2);
ya=exp(c(1))*x.^c(2);
elseif k==4
fprintf(' Y = %g + %g * LnX \n',c(1),c(2));
yy=c(1)+c(2)*log(xx);
ya=c(1)+c(2)*log(x);
elseif k==5
for w=1:m+1
if c(w)<0
sg='-';
else
sg='+';
end
fprintf('%s %g X^%g ',sg,abs(c(w)),w-1);
end
cn=flipud(c);
ya=polyval(cn,x);
yy=polyval(cn,xx);
end
%Calculo coeficiente correlación
st=sum((y-mean(y)).^2);
sr=sum((y-ya).^2);
r=sqrt((st-sr)/st);
fprintf('\n Coeficiente de correlación: r = %g \n',r);
fprintf('\n Presione cualquier tecla para ver la grafica del ajuste \n');
pause
plot(xx,yy,x,y,'.r');
pause
close all
end

```

Ejemplo.

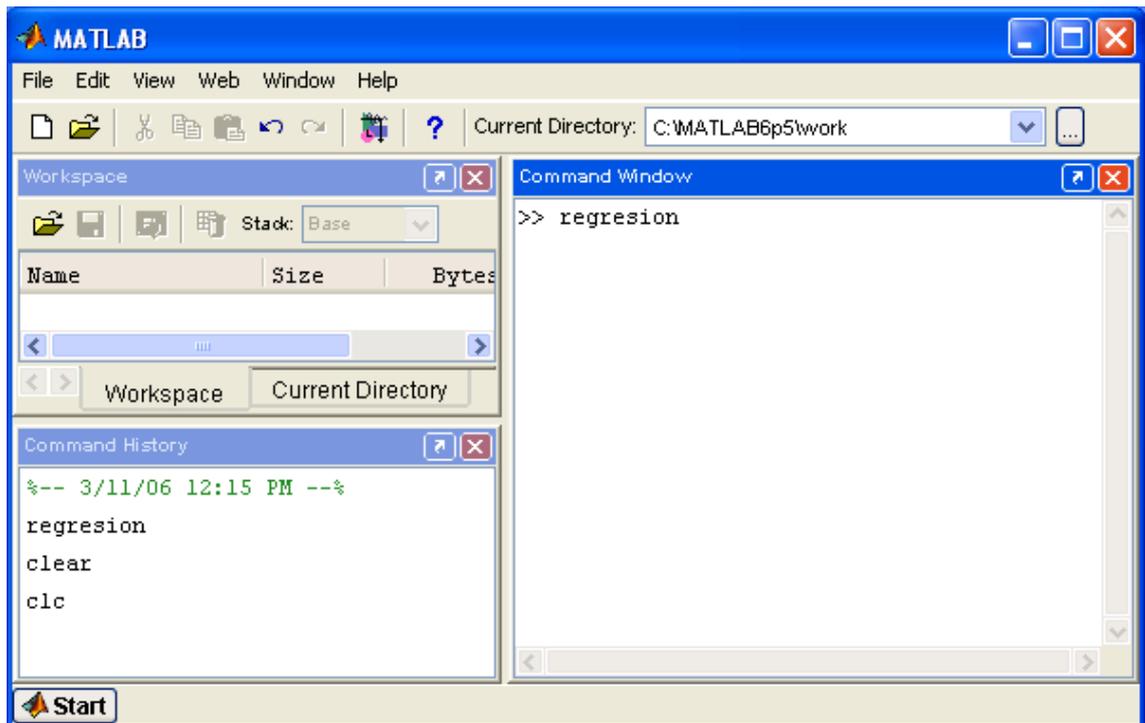
Previamente se debe tener el programa almacenado en un archivo de extensión M en la carpeta work de Matlab. Ejemplo

Regresion.m

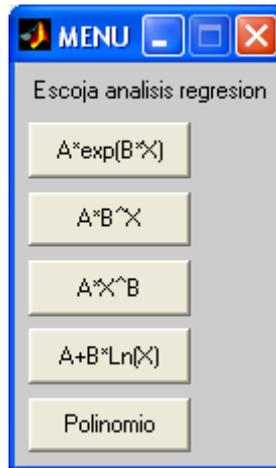
Además de ello, el programa en el código fuente hace la llamada a la función datosregpol, que en realidad es un archivo M, en el cual se han escrito los puntos de la función de la siguiente manera.

```
x=[0.655 0.6 0.643 0.612 0.69 ];  
y=[ 1.235 1.2 1.24 1.22 1.35 ];
```

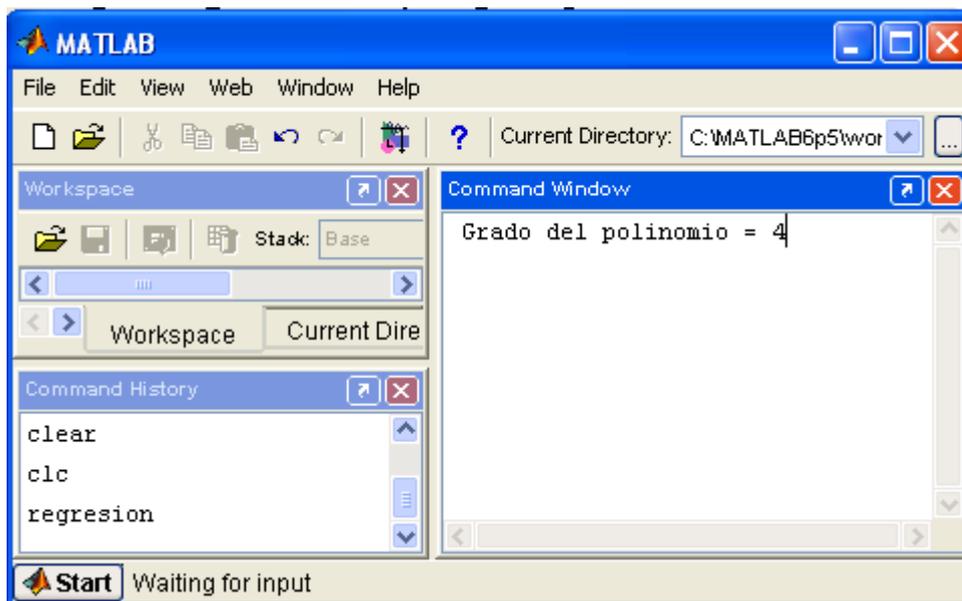
Luego en el pront del Matlab se coloca el nombre del archivo M, en el cual esta almacenado el código fuente del programa. Por ejemplo si el programa se llama “regresion.M”



Luego al dar enter, tendremos un sub menú el cual se desplegara en pantalla y nos pedirá que escojamos el tipo de analisis que se le hará a los puntos dados.

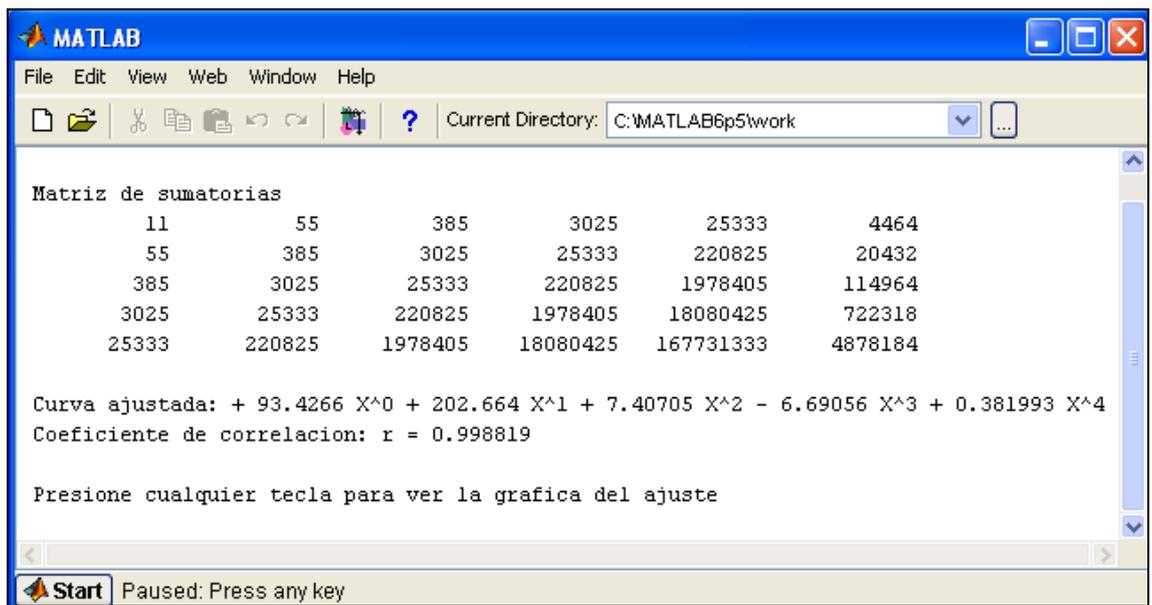


En el ejemplo se escoge un tipo de análisis polinomial , de tal forma que tendremos una ecuación en forma algebraica. Como en este tipo de problemas, ya se conoce previamente el comportamiento de la gráfica, se puede intuir de esta manera el grado del polinomio que tendremos. De tal forma que el programa nos pedirá que ingresemos el grado, para este caso será 4.

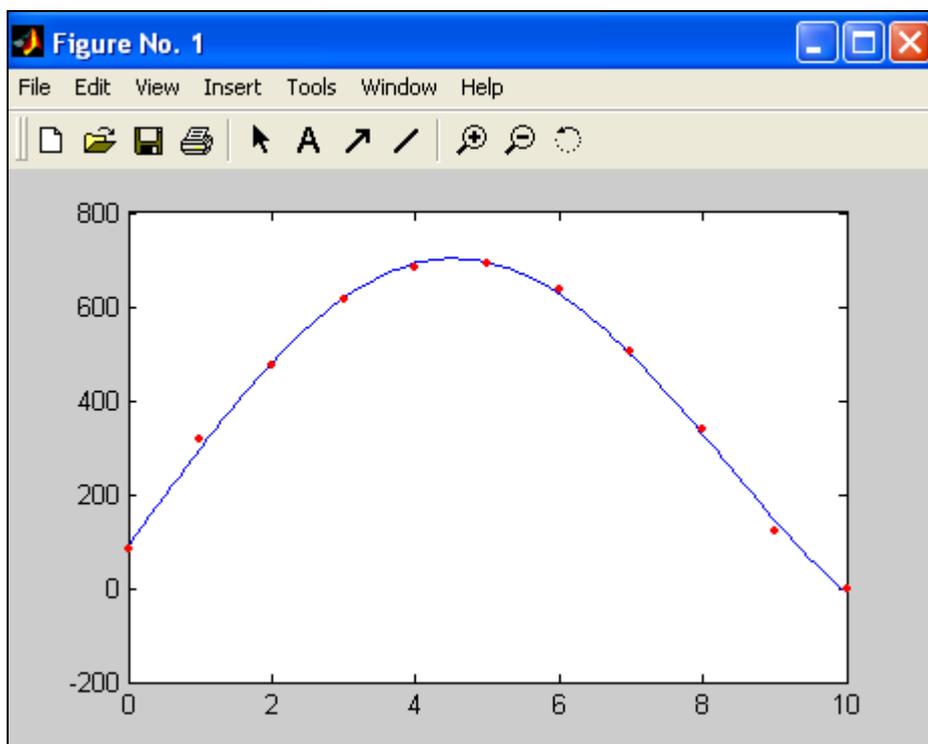


Una vez escogido el grado del polinomio, el programa hace todos los cálculos respectivos de tal forma que nos presenta en pantalla los siguientes datos:

- Curva ajustada
- Coeficiente de correlación
- Valores de sumatorias de las matrices que genera internamente el programa.



En la figura anterior se muestra la ecuación ajustada a un polinomio de grado 4. Luego al dar enter, se puede visualizar la grafica del polinomio.



Anexo 3.

Características Técnicas Requeridas Para Conectar Un Sistema Fotovoltaico a la Red de Distribución⁸

⁸ Este Anexo ha sido tomado del documento “Instalaciones Conectadas a la Red”, cuyo autor es Isofoton.

SISTEMAS CONECTADOS A RED PÚBLICA

Cuando se requiera conectar una instalación fotovoltaica a la red de distribución, debe hacerse bajo un acuerdo con la compañía distribuidora local, acatando sus propios reglamentos de seguridad. Sin embargo, los siguientes son requerimientos típicos que las compañías distribuidoras piden que las instalaciones a conectarse cumplan:

- La suma de las potencias del sistema fotovoltaico en régimen especial conectado a una línea de baja tensión no debe superar la capacidad de transporte de potencia de dicha línea en el punto de conexión, si este se encuentra en un centro de transformación la potencia conectada no podrá superar la mitad de la capacidad de transformación.
- La variación de la tensión debido a la conexión y desconexión del sistema no debe superar un 5% en el bus de potencia al que se encuentra conectado.
- La conexión a la red debe hacerse por medio de un inversor trifásico para potencias mayores a 5 kW y por medio de inversores monofásicos a una de las distintas fases de un sistema trifásico para potencias menores a 5 kW.
- Cuando no haya tensión en la red el sistema fotovoltaico no podrá funcionar en isla.

Las protecciones que deben existir en SFV son las siguientes:

- Debe existir una separación galvánica entre la red eléctrica y el SFV por medio de un transformador de seguridad. Esta protección acostumbra traerlas adjuntas los inversores internamente.

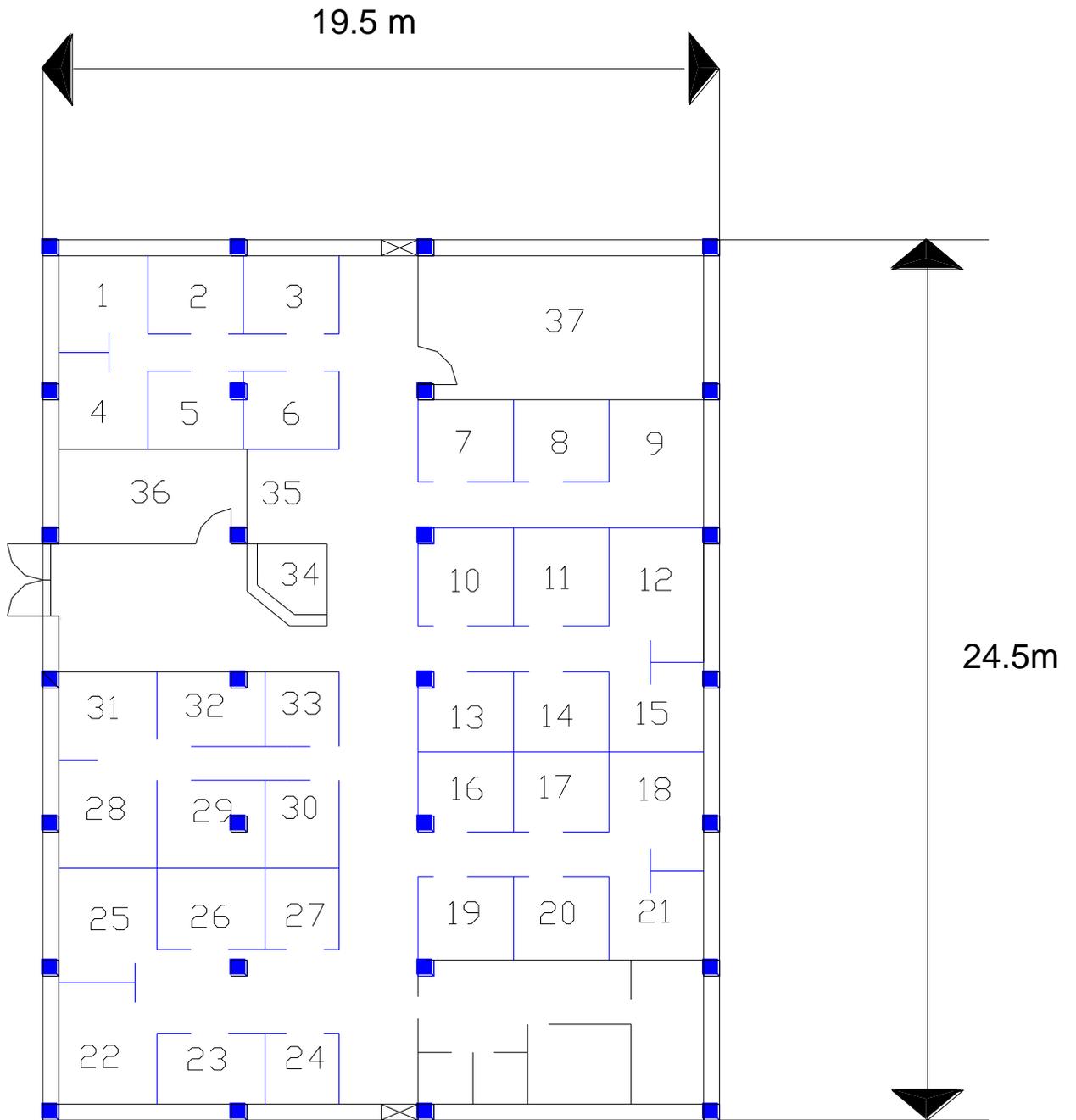
- Debe existir un interruptor general manual (magnetotérmico omnipolar) con intensidad de cortocircuito determinado por la empresa distribuidora con la que se hace el trato. Este interruptor debe estar accesible a la compañía en todo momento para realizar la desconexión manual sin problemas. Este interruptor puede ser bloqueado por la distribuidora para garantizar la desconexión del SFV en caso de ser necesario.
- Debe existir un interruptor automático de la interconexión para la desconexión automática en caso de pérdida de tensión y/o frecuencia accionados por relés de máxima y mínima tensión (1.1 y $0.8 U_n$ respectivamente) y de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz respectivamente).

Todas las protecciones antes mencionadas pueden ir en un cuadro común de protecciones a la salida del SFV.

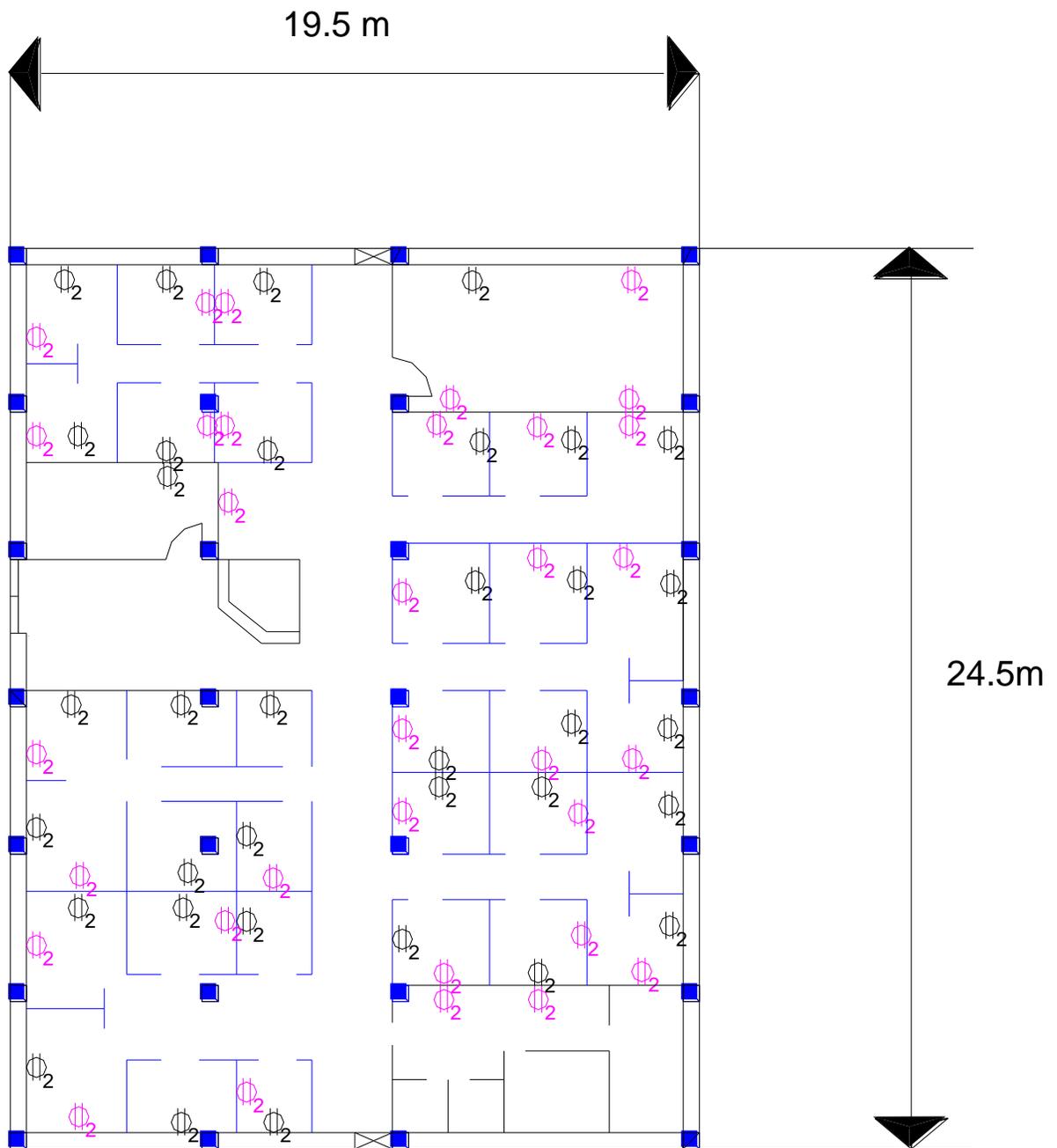
En conjunto con estas protecciones deben existir mediciones de energía servida y de consumo para su respectivo cobro o facturación respectivamente. Estos medidores de energía deben ser independientes el uno con el otro. Si ese fuera el caso (SFV con dos medidores o contadores) se deben identificar los contadores para que no haya confusión a la hora de la lectura del mismo, identificándolos de la siguiente manera: Contador que mide la energía que sale del SFV – “Salida”, Contador que mide la energía de consumo del SFV – “Entrada”.

Anexo 4.

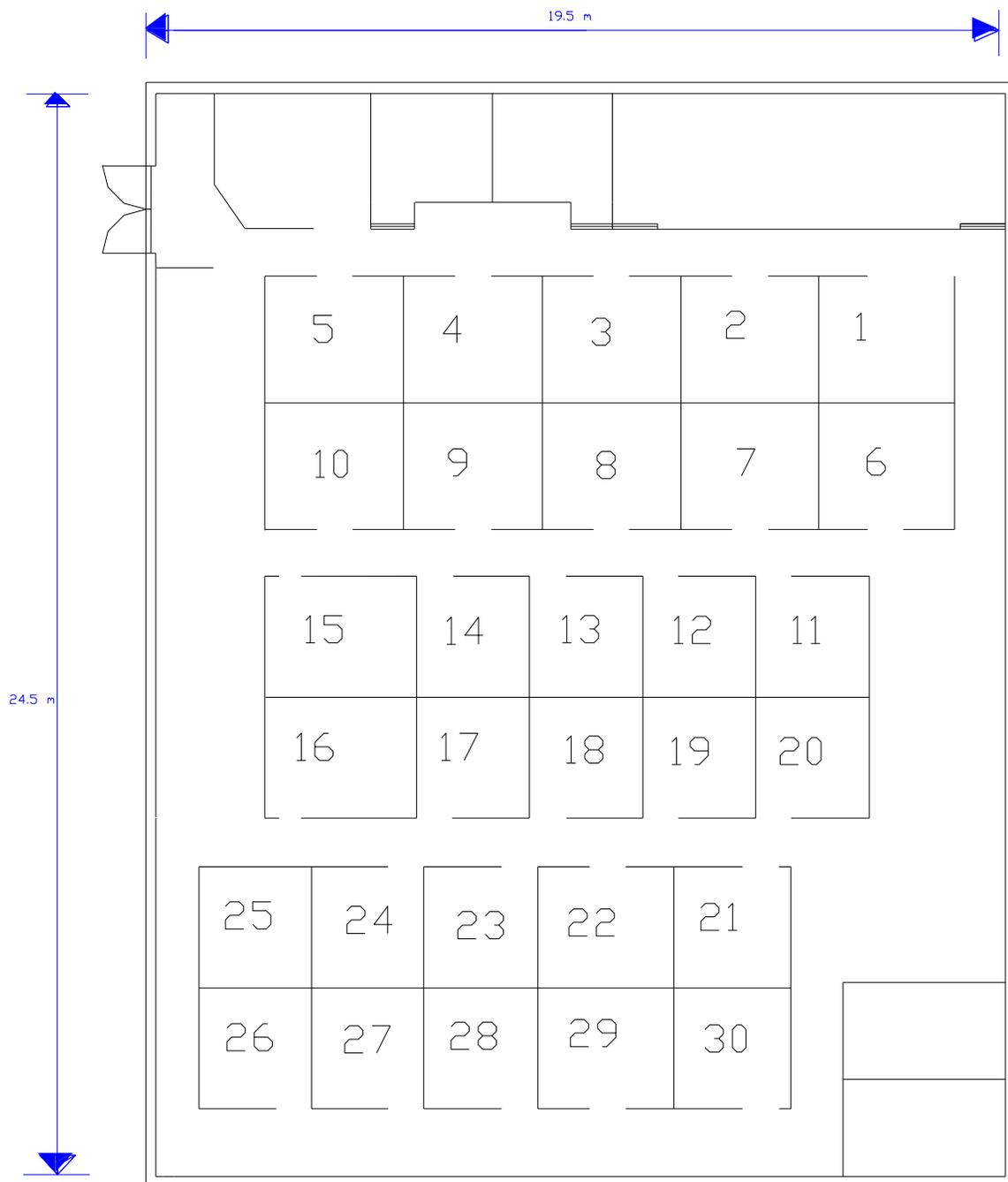
Distribución de Cubículos, Luminarias y
Tomacorrientes en el edificio SUM



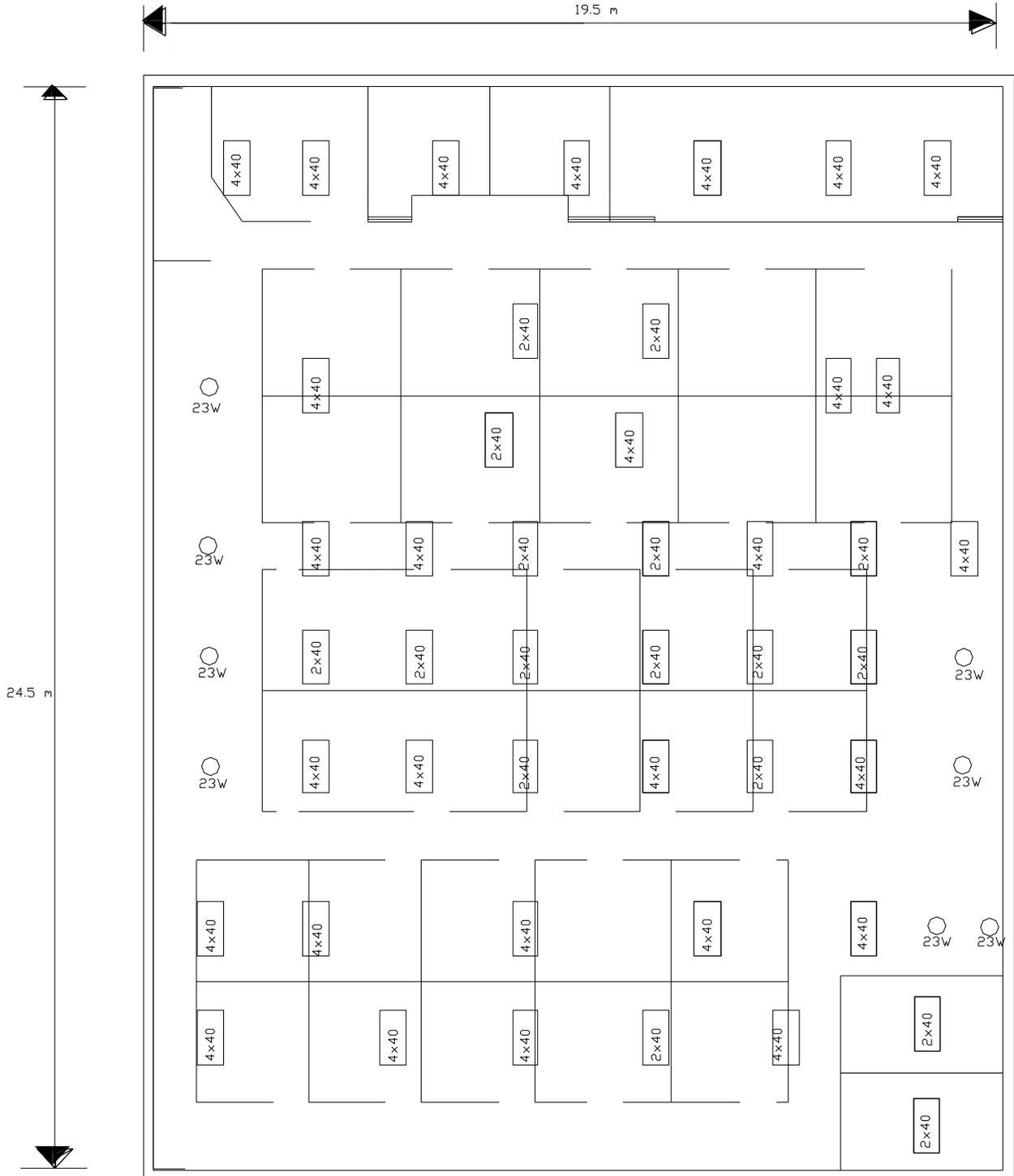
Distribución de Cubículos en Planta Baja del SUM



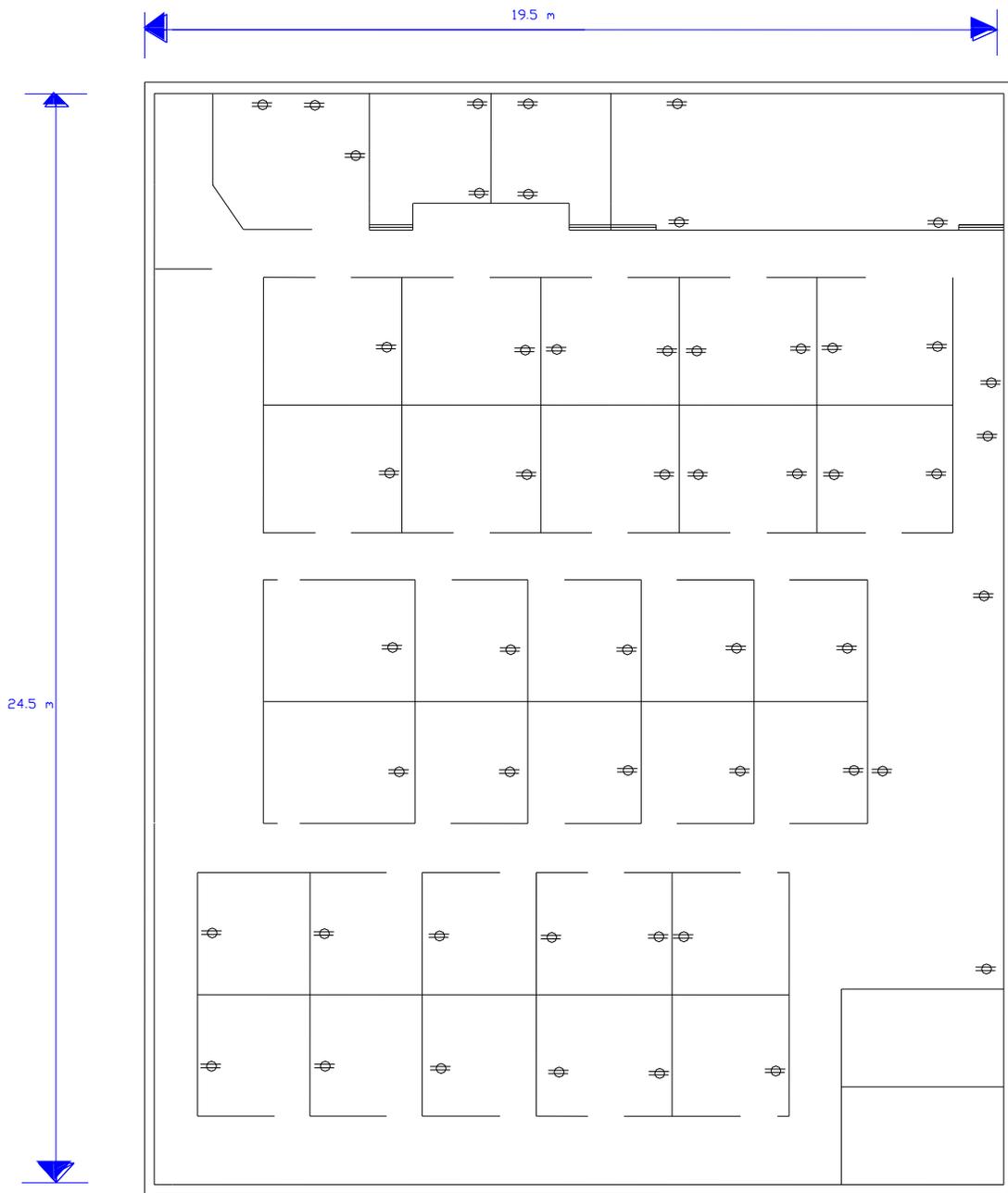
Distribución de Tomacorrientes en Planta Baja del SUM



Distribución de Cubículos en Planta Alta del SUM



Distribución de Luminarias en Planta Alta del SUM



Distribución de Tomacorrientes en Planta Alta del SUM

Anexo 5.

Censo y Comportamiento Diario Aproximado de la
Carga Eléctrica en la Universidad Don Bosco

Determinación de porcentajes de usos.

Los porcentajes de uso son necesarios en toda instalación, ya que estos nos da una idea estimada de cómo se va comportar la carga. Bien sabemos que las cargas que están conectadas a una instalación no están funcionando todo el día, debido a ello se establece un porcentaje en el cual estas trabajan, es decir una relación de tiempos que nos indicarán el comportamiento de la carga que se tiene conectada.

De acuerdo a esto se hizo una investigación en toda la universidad Don Bosco del comportamiento que la carga tiene a diferentes horas, así como también de cada uno de los equipos eléctricos que se tienen conectados en todas las oficinas, aulas, cafeterías y baños de la Universidad.

Una vez teniendo identificada toda la carga, se procedió a establecer intervalos de tiempo. En estos intervalos se monitoreó la carga, y se documentó el número de horas que las cargas estuvieron en uso. De acuerdo a estos datos se hizo la relación y se determinó un porcentaje, el cual nos brinda un dato real de la cantidad de potencia que se consume en los recintos de la Universidad.

Para el caso del edificio SUM, los porcentajes de uso se obtuvieron de dos formas, la primera fue haciendo uso de equipo de medición, el cual se colocó en el tablero principal tanto de la primera como de la segunda planta del edificio.

La segunda manera de determinar el porcentaje de uso fue monitoreando el comportamiento de la carga en las dos plantas para intervalos de tiempo previamente establecidos, de esta manera se obtuvo de dos maneras los datos del comportamiento real que se tiene en el edificio.

Siempre es importante tener en cuenta que una instalación no esta dimensionada al 100% de su carga instalada, siempre se debe hacer uso del porcentaje, ya que los elementos eléctricos no estarán conectados todo el día, salvo por ciertos casos excepcionales.

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Eléctrica Planta Baja	73 Lámparas 4x40W	160	11680	50%	10%	28%	35%	0%	
	9 Computadoras	250	2250	35%	10%	50%	35%	0%	
	1 Televisor	300	300	100%	100%	100%	100%	100%	
	1 Impresor Laser	150	150	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Foco	200	200	0%	0%	0%	100%	0%	
	1 Refrigeradora Coca Cola	600	600	50%	50%	50%	50%	50%	
	64 Lámparas 4x40W	160	10240	50%	10%	35%	80%	0%	
Eléctrica Planta Alta	50 Computadoras	250	12500	100%	10%	100%	100%	0%	
	1 Impresor Laser	150	150	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Ventilador	150	150	100%	0%	100%	0%	0%	
Eléctrica	1 Aire Acondicionado trifásico 220 V/10.4 A	3958	3958	60%	0%	60%	60%	0%	
	1 Aire Acondicionado trifásico 220 V/16 A	6090	6090	60%	0%	60%	60%	0%	
Total (W)			48268						

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
5840	1168	3504	4088	0	0
788	225	1125	788	0	0
0	0	300	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	200	0	0
300	300	300	300	300	300
5120	1024	3584	8192	0	0
12500	1250	12500	12500	0	0
0	0	0	0	0	0
150	0	150	0	0	0
2375	0	2375	2375	0	0
3654	0	3654	3654	0	0
30726	3967	27492	32096	300	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Eléctrica Planta Baja	73 Lámparas 4x40W	160	11680	10%	10%	28%	35%	0%	
	44 Computadoras	11000	250	10%	10%	15%	60%	0%	
	2 Refrigeradora	600	1200	100%	100%	100%	100%	100%	
	1 Televisor	300	300	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Impresor Laser	150	150	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Foco	200	200	0%	0%	0%	100%	0%	
	64 Lámparas 4x40W	160	10240	50%	10%	35%	80%	0%	
Eléctrica Planta Alta	51 Computadoras	250	12750	100%	10%	10%	90%	0%	
	1 Fotocopiadora	500	500	80%	80%	80%	80%	0%	
	3 Ventilador	150	450	50%	10%	50%	50%	0%	
Eléctrica	2 Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	13093	0%	0%	60%	0%	0%	
	1 Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	6546	0%	0%	60%	0%	0%	
	2 Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	13093	60%	0%	60%	0%	0%	
	1 Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	6546	60%	0%	60%	0%	0%	
	1 Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	6546	60%	0%	60%	0%	0%	
Total (W)			87748						

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
1168	1168	3270	8760	0	0
2750	1100	1650	6600	0	0
1200	1200	1200	1200	1200	1200
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	200	0	0
5120	1024	3584	8192	0	0
12750	1275	1275	11475	0	0
400	400	400	400	400	400
225	45	225	225	0	0
7856	0	7856	0	0	0
0	0	3928	0	0	0
7856	0	7856	0	0	0
3928	0	3928	0	0	0
43252	6212	35171	38076	1200	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Biblioteca 4ª planta	34 Lámparas 4x40W	160	5440	10%	10%	12%	100%	0%	
	2 Computadoras	250	500	100%	10%	100%	0%	0%	
	2 Foco	100	200	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Impresor Laser	150	150	100%	0%	100%	0%	0%	
	1 Freezer	600	600	0%	100%	100%	0%	0%	
	2 Fotocopiadora	500	1000	80%	80%	80%	0%	0%	
	7 Ventilador	150	1050	10%	10%	20%	80%	0%	
Biblioteca 3ª Planta	4 Reflectores	150	600	0%	0%	0%	100%	0%	
	1 Refrigeradora	600	600	50%	50%	50%	50%	0%	
	26 Lámparas 4x40W	160	4160	30%	30%	30%	70%	0%	
Biblioteca 2ª Planta	8 Computadoras	250	2000	65%	65%	80%	75%	0%	
	1 Impresor Laser	150	150	100%	100%	100%	50%	0%	
	2 Ventilador	150	300	100%	100%	100%	50%	0%	
Biblioteca 1ª Planta	32 Lámparas 4x40W	160	5120	25%	25%	60%	50%	0%	
	6 Computadoras	250	1500	100%	100%	100%	0%	0%	
	6 Ventilador	150	900	0%	25%	33%	0%	0%	
Biblioteca 1ª Planta	17 Lámparas 4x40W	160	2720	60%	0%	82%	0%	0%	
	6 Ventilador	150	900	0%	0%	67%	0%	0%	
	6 Computadoras	250	1500	100%	0%	83%	0%	0%	
Total (W)			28140						

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
544	544	653	5440	0	0
500	50	500	0	0	0
0	0	0	0	0	0
150	0	150	0	0	0
0	600	600	0	0	0
800	800	800	0	0	0
0	105	305	945	0	0
0	0	0	600	0	0
300	300	300	300	300	300
1248	1248	1248	2912	0	0
1300	1300	1800	1500	0	0
0	0	0	0	0	0
300	1000	1000	500	0	0
1280	263	630	525	0	0
250	0	600	0	0	0
0	1040	1373	0	0	0
1632	0	1640	0	0	0
0	0	101	0	0	0
1500	0	1245	0	0	0
9909	7250	12944	12722	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio R 1ª Planta	13 Computadoras	250	3250	100%	50%	100%	10%	0%	
	22 Lámparas 4x40	160	3520	80%	80%	50%	28%	0%	
Edificio R 2ª Planta	2 Fotocopiadora	500	1000	0%	0%	0%	0%	0%	
	10 Computadoras	250	2500	100%	50%	100%	0%	0%	
Edificio R 3ª Planta	22 Lámparas 4x40	160	3520	35%	35%	32%	0%	0%	
	10 Computadoras	250	2500	100%	50%	50%	0%	0%	
	22 Lámparas 4x40	160	3520	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Fotocopiadora	500	500	0%	0%	0%	0%	0%	
	1 Horno 1400W	1400	1400	10%	0%	10%	0%	50%	
	1 Refrigeradora	600	600	50%	50%	50%	50%	0%	
	1 Dosis	400	400	50%	50%	50%	0%	0%	
1 Cafetera	400	400	50%	50%	50%	0%	0%		
Total (W)			23110						

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
3250	1625	3250	325	0	0
2816	2816	1760	986	0	0
0	0	0	0	0	0
2500	1250	2500	0	0	0
1232	1232	1126	0	0	0
2500	1250	1250	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
140	0	140	0	0	0
300	300	300	300	300	300
200	200	200	0	0	0
200	200	200	0	0	0
13138	8873	10726	1611	300	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Cafetería 1ª Planta	24 Lámparas 2x40	80	1920	25%	25%	1%	70%	0%	
	4 Microondas	1400	5600	10%	60%	10%	10%	0%	
	4 Cafeteras	400	1600	50%	50%	50%	50%	0%	
	8 Refrigeradora	600	4800	50%	50%	50%	50%	0%	
Cafetería 2ª Planta	32 Lámparas 2x40	80	2560	10%	10%	6%	30%	0%	
	2 Microondas	1400	2800	10%	60%	10%	10%	0%	
	2 Cafeteras	400	800	50%	50%	50%	50%	0%	
	10 Refrigeradora	600	6000	50%	50%	50%	50%	0%	
Total (W)			26080						

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
480	480	173	1344	0	0
560	3360	560	560	0	0
800	800	800	800	0	0
2400	2400	2400	2400	0	0
256	256	154	768	0	0
280	1680	280	280	0	0
400	400	400	400	0	0
3000	3000	3000	3000	0	0
8176	12376	7766	9552	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Parqueos-zonas verdes	145	Lámparas 220V de Haluro Metálico	175	25375	0%	0%	0%	100%	0%

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
0	0	0	25375	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio 7 (mecánica)	16 Lámparas 4x40	160	2560	50%	50%	40%	50%	0%	
	7 Soldadoras de arco eléctrico	8000	56000	50%	0%	50%	20%	0%	
	Total (W)			58560					

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio 6	137	Lámparas 4x40	160	21920	80%	80%	80%	80%	0%
	100	Computadoras	250	25000	100%	100%	80%	100%	0%
	4	Aire Acondicionado trifásico 220 V/16 A	6090	24358	60%	60%	60%	60%	0%
	1	Aire Acondicionado trifásico 220 V/14.2 A	5405	5405	60%	60%	60%	60%	0%
	3	Aire Acondicionado 220 V/28 A	6180	18480	60%	60%	60%	60%	0%
	2	Aire Acondicionado 220 V/10 A	2200	4400	60%	60%	60%	60%	0%
	12	Tornos	1735	20820	100%	0%	100%	17%	0%
7	Fresadoras	1332	9324	0%	0%	0%	29%	0%	
		Total (W)		129707					

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
18632	18632	17536	17536	0	0
25000	25000	22500	25000	0	0
14615	14615	14615	14615	0	0
3243	3243	3243	3243	0	0
11088	11088	11088	11088	0	0
2840	2840	2840	2840	0	0
20820	0	20820	3539	0	0
0	0	0	2704	0	0
96038	75218	92442	80365	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio 2 (Comunicaciones)	128	Lámparas 4x40	160	20480	25%	25%	8%	15%	0%
	57	Computadoras	250	14250	40%	20%	40%	85%	0%
	1	Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	6546	100%	100%	100%	0%	0%
	2	Aire Acondicionado trifásico 220 V/17.2 A	6546	13093	60%	60%	60%	0%	0%
	1	Aire Acondicionado trifásico 220 V/39.3 A	14958	14958	60%	0%	0%	0%	0%
	3	Aire Acondicionado trifásico 220 V/40 A	15224	45672	60%	60%	60%	0%	0%
	1	Aire Acondicionado 220V /15.7 A	3454	3454	60%	60%	60%	0%	0%
	1	Aire Acondicionado 220V /15.7 A	3454	3454	100%	100%	100%	0%	0%
	1	Aire Acondicionado 220V /15.7 A	3454	3454	60%	60%	60%	60%	0%
			Total (W)		125361				

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
5120	5120	1638	3072	0	0
5700	2850	5700	9263	0	0
6546	6546	6546	0	0	0
7856	7856	7856	0	0	0
8975	0	0	0	0	0
27403	27403	27403	0	0	0
2072	2072	2072	0	0	0
3454	3454	3454	0	0	0
2072	2072	2072	2072	0	0
69198	57374	56742	14407	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio A 1ª Planta	48	Lámparas 4x40	160	7680	50%	60%	60%	75%	0%
	4	Fotocopias	500	2000	80%	80%	80%	80%	0%
	2	Computadoras	250	500	100%	100%	100%	100%	0%
Edificio A 2ª Planta	1	Refrigeradora Coca Cola	600	600	50%	50%	50%	50%	50%
	48	Lámparas 4x40	160	7680	55%	30%	30%	100%	0%
Edificio A 3ª Planta	1	Computadoras	250	250	100%	0%	100%	100%	0%
	48	Lámparas 4x40	160	7680	15%	20%	20%	75%	0%
		Total (W)		26390					

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
3840	4608	4608	5760	0	0
1600	1600	1600	1600	0	0
500	500	500	500	0	0
300	300	300	300	300	300
4224	2304	2304	7680	0	0
250	0	250	250	0	0
1152	1536	1536	5760	0	0
11866	10848	11098	21850	300	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio B 1ª Planta	15	Computadoras	250	3750	55%	67%	67%	30%	0%
	8	Ventiladores	150	1200	0%	25%	25%	0%	0%
	1	Cafetera	400	400	50%	50%	50%	50%	0%
	48	Lámparas 4x40	160	7680	90%	70%	70%	70%	0%
			Total (W)		7680				
Edificio B 2ª Planta	48	Lámparas 4x40	160	7680	50%	15%	15%	60%	0%
	2	Aires de Ventana	1320	2640	0%	0%	60%	0%	0%
	30	Computadoras	250	7500	0%	100%	100%	0%	0%
	3	Impresoras laser	150	450	0%	0%	0%	0%	0%
	10	Faxes	100	1000	0%	0%	0%	0%	0%
Edificio B 3ª Planta	48	Lámparas 4x40	160	7680	15%	0%	0%	100%	0%
			Total (W)		39980				

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
2063	2513	2513	1125	0	0
0	0	300	0	0	0
200	200	200	200	0	0
6912	5376	5376	5376	0	0
0	0	0	0	0	0
3840	1152	1152	4608	0	0
0	0	1584	0	0	0
0	7500	7500	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
1152	0	0	7680	0	0
14167	16741	18625	19289	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Edificio C 1ª Planta	13	Computadoras	250	3250	100%	50%	100%	0%	0%
	48	Lámparas 4x40	160	7680	40%	35%	35%	0%	0%
	1	Aire acondicionado 220V/8A	1320	1320	60%	60%	60%	0%	0%
Edificio C 2ª Planta	48	Lámparas 4x40	160	7680	25%	14%	14%	85%	0%
Edificio C 3ª Planta	48	Lámparas 4x40	160	7680	0%	0%	0%	30%	0%
		Total (W)		27610					

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
3250	1625	3250	0	0	0
3072	2688	2720	0	0	0
792	792	792	0	0	0
1920	1075	1075	6528	0	0
0	0	0	2304	0	0
9034	6180	7837	8832	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Magna A	30	Lámpara 4x40	160	4800	0%	0%	0%	100%	0%
		Total (W)		4800					

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
0	0	0	4800	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Magna B	30	Lámpara 4x40	160	4800	0%	0%	0%	100%	0%
		Total (W)		4800					

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
0	0	0	4800	0	0

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
0	0	0	9600	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Magna C	45	Lámpara 4x40	160	7200	0%	0%	0%	0%	0%
	4	Aire acondicionado	5490	21800	0%	0%	0%	0%	0%
	8	Aire acondicionado	1313	10504	0%	0%	0%	0%	0%
	28	Reflectores	0	0	0%	0%	0%	0%	0%
			Total (W)		39504				

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Ortesis y prótesis	3	Aire acondicionado 220V/19.4 A	4268	12804	0%	0%	0%	0%	0%
	1	Aire acondicionado	3698	3698	0%	0%	0%	0%	0%
	1	Aire acondicionado	6600	6600	0%	0%	0%	0%	0%
	128	Lámparas 4x40 W	160	20480	40%	25%	25%	10%	0%
	1	Oasis	690	690	100%	100%	100%	100%	100%
	7	Aires acondicionado Monofásico 220V/14.4A	3168	22176	60%	60%	60%	0%	0%
			Total (W)		45188				

Potencias demandadas (W)					
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
8192	5120	5120	2048	0	0
690	690	690	690	690	690
13305.6	13305.6	13305.6	0	0	0
22097.6	19025.6	19025.6	2648	690	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso					
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am	
Edificio 5	84	Computadoras	250	21000	25%	10%	25%	10%	0%	
	4	Ventiladores	150	600	0%	0%	0%	0%	0%	
	2	Refrigeradora	600	1200	50%	50%	50%	50%	50%	
	2	Cafetera	160	320	50%	50%	50%	50%	0%	
	137	Lámparas 4x40W	180	21950	20%	20%	20%	10%	0%	
	1	Foco	200	200	0%	0%	0%	0%	0%	
	3	Aire acondicionado trifásicos 220V/14.2	5373	16120	0%	0%	0%	0%	0%	
	4	Aire acondicionado trifásicos 220V/10.4	3958.2	15833	60%	60%	60%	0%	0%	
	1	Aire acondicionado trifásico 220V/29.7	11304	11304	60%	0%	60%	0%	0%	
	2	Aire acondicionado monofásico 220V/110A	2200	4400	0%	0%	0%	0%	0%	
	1	Aire acondicionado monofásico 220V/14.2A	3124	3124	0%	60%	60%	0%	0%	
	2	Aire acondicionado monofásico 220V/16A	3520	7040	0%	0%	0%	0%	0%	
	1	Aire acondicionado monofásico 220V/5A	1100	1100	0%	0%	0%	0%	0%	
	3	Horno Termotron	5000	15000					0%	
			Total (W)		104161					

Potencias demandadas (W)				
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
5250	2100	5250	2100	0
0	0	0	0	0
600	600	600	600	600
160	160	160	160	0
4384	4384	4384	2192	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
9499.776	9499.776	9499.776	0	0
6782	0	6782.292	0	0
0	0	0	0	0
0	1874.4	1874.4	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
26676	18618.176	28550.468	5052	600

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
SUM Planta Alta	19	PC	250	4750	50%	20%	60%	5%	0%
	14	Ventilador	60	840	40%	40%	40%	0%	0%
	5	Impresora tinta	50	250					0%
	2	Radio	50	100					0%
	1	Horno	1400	1400	10%	0%	10%	0%	0%
	1	Cafetera	400	400	50%	50%	50%	0%	0%
	1	Oasis	400	400	50%	50%	50%	0%	0%
	26	Lámparas Fluorescentes 4x40W	160	4480	45%	45%	40%	55%	0%
	17	Lámparas Fluorescentes 2x40W	80	1360	45%	45%	40%	55%	0%
	8	Focos Fluorescentes 23 W	23	184	100%	100%	100%	0%	0%
SUM Planta Baja	28	PC	250	7000	65%	35%	50%	35%	0%
	13	Ventilador	60	780	40%	40%	40%	0%	0%
	9	Impresora tinta	50	450					0%
	32	Lámpara de Mesa	20	640	65%	0%	50%	35%	0%
	2	Cañón	200	400					0%
	1	Fotocopiadora	600	600					0%
	1	Horno	1400	1400	10%	0%	10%	0%	0%
	2	Cafetera	400	800	50%	50%	50%	0%	0%
	1	Oasis	400	400	50%	50%	50%	0%	0%
	5	Lámparas Fluorescentes 4x40W	160	800	60%	60%	40%	55%	0%
	9	Lámparas Fluorescentes 3x40W	120	1080	60%	60%	40%	55%	0%
	7	Lámparas Fluorescentes 2x40W	80	560	60%	60%	40%	55%	0%
	4	Focos Fluorescentes 23 W	23	92	100%	100%	100%	100%	0%
			Total (W)		29166				

Potencias demandadas (W)				
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
2375	950	2850	237.5	0
336	336	336	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
140	0	140	0	0
200	200	200	0	0
200	200	200	200	0
2016	2016	1792	2464	0
612	612	544	748	0
184	184	184	0	0
4550	2450	3500	2450	0
312	312	312	0	0
0	0	0	0	0
416	0	320	224	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
140	0	140	0	0
400	400	400	0	0
200	200	200	200	0
480	480	320	440	0
648	648	432	594	0
336	336	224	308	0
92	92	92	92	0
13637	9416	12186	7957.5	0

Edificio	Cantidad	Carga Conectada Aproximada	Potencia (W)	Potencia Total (W)	Porcentajes de uso				
					7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Baños UDB	16	Lámpara 2x40	80	1280	50%	50%	50%	100%	0%
		Total (W)		1280					

Potencias demandadas (W)				
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
640	640	640	1280	0

Potencias demandadas (KW)				
7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
398.9	255.0	370.3	302.9	3.3

Total Aire Acond. (KW)	146.0	106.5	144.4	39.7	0.0
Total Computadoras (KW)	89.5	54.8	81.5	74.1	0.0
Total Alumbrado Interno (KW)	96.5	70.5	74.0	129.3	0.0
Total Aire Acond. (KW)	36.6%	41.7%	39.0%	13.1%	0.0%
Total Computadoras (KW)	22.4%	21.5%	22.0%	24.5%	0.0%
Total Alumbrado Interno (KW)	24.2%	27.7%	20.0%	42.7%	0.0%

	Total de Iluminación Interior (KW)				
	7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Eléctrica	11.0	2.2	7.1	12.3	0.0
Electrónica	6.3	2.2	6.9	18.0	0.0
Biblioteca	4.7	2.1	4.2	8.9	0.0
Edificio R	4.0	4.0	2.9	1.0	0.0
Cafetería	0.7	0.7	0.3	2.1	0.0
Edificio 7	2.3	2.3	1.0	1.0	0.0
Edificio 6	18.6	18.6	17.5	17.5	0.0
Edificio 2 (Comunicaciones)	5.1	5.1	1.6	3.1	0.0
Edificio A	9.2	8.4	8.4	19.2	0.0
Edificio B	11.9	8.5	6.5	17.7	0.0
Edificio C	5.0	3.8	3.8	8.8	0.0
Magna A y B	0.0	0.0	0.0	9.6	0.0
Ortesis Y Protesis	8.2	5.1	5.1	2.0	0.0
Edificio 5	4.4	4.4	4.4	2.2	0.0
SUM	4.4	4.4	3.6	4.6	0.0
Baños UDB	0.6	0.6	0.6	1.3	0.0

	Total de Computadoras (KW)				
	7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Eléctrica	13.3	1.5	13.6	13.3	0.0
Electrónica	15.5	2.4	2.9	18.1	0.0
Biblioteca	3.6	1.4	4.1	1.5	0.0
Edificio R	8.3	4.1	7.0	0.3	0.0
Edificio 6	25.0	25.0	22.5	25.0	0.0
Edificio 2 (Comunicaciones)	5.7	2.9	5.7	9.3	0.0
Edificio A	0.8	0.5	0.8	0.8	0.0
Edificio B	2.1	10.0	10.0	1.1	0.0
Edificio C	3.3	1.6	3.3	0.0	0.0
Edificio 5	5.3	2.1	5.3	2.1	0.0
SUM	6.9	3.4	6.4	2.7	0.0

	Total de Computadoras (KW)				
	7am-12m	12m-1pm	1pm-6pm	6pm-8pm	8pm-7am
Eléctrica	6.0	0.0	6.0	6.0	0.0
Electrónica	19.6	0.0	23.6	0.0	0.0
Edificio 6	31.6	31.6	31.6	31.6	0.0
Edificio 2 (Comunicaciones)	58.4	49.4	49.4	2.1	0.0
Edificio B	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0
Edificio C	0.8	0.8	0.8	0.0	0.0
Ortesis Y Protesis	13.3	13.3	13.3	0.0	0.0
Edificio 5	16.3	11.4	18.2	0.0	0.0

Datos Factura				
	(KWh)	# de horas	KW promedios	Tarifa Act. (\$/KWh)
Energía Resto (5am-6pm)	75.772	13	224	0.081868
Energía Punta (6pm-11pm)	13.494	5	104	0.083775
Energía Valle (11pm-5am)	7.939	6	51	0.060324

Datos Factura (Ajustados según el horario estimado de consumo de la CDB)				
	(KWh)	# de horas	KW promedios	Tarifa Act. (\$/KWh)
Energía Resto (7am-6pm)	75.772	11	265	0.081868
Energía Punta (6pm-8:30pm)	13.494	2.5	208	0.083775
Energía Valle (11pm-5am)	7.939	6	51	0.060324

Datos de Facturación por Energía Eléctrica de la Ciudadela Don Bosco
(Datos Proporcionados por la Compañía Distribuidora CAESS)

TARIFA GD2

CIUDADELA DON BOSCO

CONSUMO PROMEDIO (KWH)

CUENTA	CAPACIDAD DE SUMINISTRO (KW) *	ENERGIA PROMEDIO (KWH)							FACTOR DE POTENCIA (PROMEDIO)
		HORA ** RESTO	%	HORA ** PUNTA	%	HORA ** VALLE	%	TOTAL **	
2500507	484	75,772	78.0%	13,493	13.9%	7,938	8.2%	97,203	0.943

* Demanda de arrastre (mes de noviembre/05)

** Energía promedio de los últimos seis meses (junio/05 a noviembre/05)

CIUDADELA DON BOSCO

FACTURA PROMEDIO (\$)

PLIEGOS TARIFARIOS	ATENCION AL CLIENTE	CAPACIDAD DE SUMINISTRO (KW)	ENERGIA PROMEDIO (\$)			
			HORA RESTO	HORA PUNTA	HORA VALLE	TOTAL
Vigente 10/12/05	\$ 0.69598	\$ 2,283.18	\$ 6,203.27	\$ 1,130.40	\$ 478.87	\$ 10,096.42
Anterior 10/06/05	\$ 0.69598	\$ 2,283.18	\$ 5,908.67	\$ 1,270.06	\$ 440.10	\$ 9,902.71
DIFERENCIA	\$ -	\$ -	\$ 294.60	\$ (139.66)	\$ 38.77	\$ 193.72

(), Cantidades entre paréntesis son valores negativos

Si "% incremento promedio" es negativo significa que la factura del cliente disminuirá en dicho porcentaje.

PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA DIMENSIONAR UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SIMILAR A LA DEL EDIFICIO SUM

1. Censo de la Carga:

Se realiza una tabla resumen colocando los siguientes datos:

Aparato	Cantidad	Potencia (W)	% de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
PC	19	250	50%	0.75	1781.3
Impresora	5	50	50%	0.75	93.8
				Total Wh/día	1875.1

Tabla 1. Ejemplo de Censo de Carga

La potencia que interesa de cada aparato es la real (W), no la aparente (VA), por tanto debemos de averiguar cual es la potencia real de cada aparato e ingresarla en la tabla 1.

El “Período Uso de Energía FV” es el número de horas diarias durante las cuales el sistema FV va a entrar a alimentar las cargas seleccionadas en la tabla 1. En este caso se coloca 0.75, es decir 45 minutos al día como máximo.

El consumo en Wh/día se obtiene así:

$$\text{Consumo Wh/ día} = \text{Cantidad} \times \text{Potencia} \times \% \text{ de uso} \times \text{Período Uso Energía FV}$$

Para luego sumar todos los consumos y obtener un total de Wh/día.

- Luego se selecciona un nivel de voltaje de trabajo en DC. Los valores usados son 12V, 24V y 48V. En instalaciones de varios KW de potencia es recomendable usar 48V, pues de esa manera es reducida la corriente en el lado de DC, y por tanto las pérdidas y la sección del conductor necesario.
- Seguidamente se asigna un valor de eficiencia de inversor (valores de eficiencia usuales son desde 75%-96%) Si se tiene la hoja técnica del inversor que se piensa utilizar, tomar la eficiencia a máxima potencia, sino un valor de 85% puede resultar bastante adecuado.

Con los datos anteriores se continúa con la siguiente Tabla

Voltaje Banco de baterías (V)	24		Total Wh/día AC ajustado	2206.4
Eficiencia del inversor (%)	85%		Total Ah/día DC	91.9

Tabla 2. Obtención del Total de Ah/día DC

En donde:

$$Total_Wh/día_AC_ajustado = Total_Wh/día / Eficiencia_del_inversor$$

$$Total_Ah/día_DC = Total_Wh/día_AC_ajustado / (Voltaje_Banco_Baterías)$$

2. Dimensionado de los paneles fotovoltaicos:

- Primero se investiga la cantidad de HSP para el lugar de emplazamiento del sistema solar, para San Salvador un dato acertado es 4.5 HSP.
- Luego se selecciona un modelo de panel solar (en base a \$/Watt, calidad, eficiencias, garantía, etc)
- De ese modelo de panel necesitamos los datos de IMP (Corriente de máxima potencia) y VMP (Voltaje de máxima potencia)
- Luego decidimos protegernos con un factor de sobredimensionamiento ó factor de seguridad. (Usuales son del 10% al 20%)
- Con estos datos se elabora la siguiente tabla.

Cálculo del número de paneles fotovoltaicos				
HSP San Salvador	4.5		Ah/día que nos da cada panel	21.6
			Factor de sobredimensionamiento	15%
IMP panel BP Solar SX 170B (A)	4.8		Total paneles en serie necesarios	0.8
VMP panel BP Solar SX 170B (V)	35.4		Redondeando al número mayor	1
			Total paneles en paralelo necesarios	4.9
			Redondeando al número mayor	5
			Total de paneles necesarios	5

Tabla 3. Dimensionado de los paneles FV

En dónde:

$$Ah / día _ cada _ panel = HSPxIMP$$

$$Paneles _ serie = 1.25x(VDC _ banco _ baterías)/(VMP)$$

$$Paneles _ paralelo = [Total _ Ah / día _ DC / (Ah / día _ cada _ panel)]x(1 + Factor _ de _ seguridad)$$

El valor de 1.25, es para asegurar que el voltaje del arreglo fotovoltaico sea al menos 25% mayor al voltaje del banco de baterías, pues estas necesitan más voltaje del nominal para poder ser cargadas.

Nota: El valor de 25% es el menor de los usados, algunos paneles vienen con sobrevoltajes desde 25% hasta otros con un 49%.

Tanto los valores de número de paneles en serie y paralelo deben ser redondeados al número próximo mayor.

Finalmente:

$$Total _ paneles _ necesarios = Paneles _ serie x Paneles _ paralelo$$

3. Cálculo del número de reguladores de carga:

Primero se busca un regulador de carga que trabaje al nivel de voltaje seleccionado. Para este caso se debe buscar uno de $V_{nominal}=24V$.

Luego obtenemos de la hoja técnica del panel fotovoltaico seleccionado la corriente de cortocircuito y se forma la siguiente tabla

Cálculo del número de Reguladores de Carga			
Corriente Nominal Regulador Xantrex C35 (A)	35		
Corriente de cortocircuito panel SX 170B (A)	5	Número de Reguladores necesarios	0.7
Total Corriente Máxima en paneles (A)	25	Redondeando al número mayor	1

Tabla 4. Dimensionado del Regulador de Carga

En donde:

$$Total _ corriente _ Máxima _ en _ paneles = (I_{cc} _ panel) x (número _ paneles _ en _ paralelo)$$

$$Número _ de _ reguladores _ necesarios = (Total _ corriente _ Máxima _ en _ paneles) / I_{nom} _ regulador$$

Siempre se redondeará el número obtenido al número entero próximo mayor.

Si se da el caso que por una pequeña fracción se debe utilizar otro regulador más, a veces vale la pena cambiar de modelo y escoger uno que posea mayor capacidad.

4. Cálculo de la Capacidad de Acumulación

Primero se debe determinar el número de días de autonomía de la instalación. Este número es la cantidad de días durante los cuales la instalación puede alimentar la carga aún no existiendo radiación solar alguna. Claro, la instalación podrá alimentar las cargas sólo durante la cantidad de horas diarias determinada en el paso 1 del dimensionamiento, en este caso 0.75 horas diarias (45 minutos).

Si para este ejemplo determinamos que la instalación deberá tener 3 días de autonomía, quiere decir que aún sin haber radiación solar alguna, el sistema podrá alimentar las cargas durante 45 minutos hoy, 45 minutos mañana y 45 minutos pasado mañana.

Luego se define cuál es la máxima profundidad de descarga a la cual se permitirá que se descarguen las baterías. Para baterías estacionarias o de ciclo profundo se recomienda no descargarlas a más del 30% en cada ciclo. En este caso escogemos un valor del 25%.

Además, se colocará un factor de sobredimensionamiento de entre 10% y 25%, en este caso se escoge 15%.

Estos datos luego son colocados en la siguiente tabla.

Cálculo de la Capacidad de Acumulación del Banco de Baterías				
Máxima Profundidad de Descarga Permitida	25%		Factor de Sobredimensionamiento	15%
Días de Autonomía	3		Capacidad de Acumulación Requerida a C0.75 (Ah)	1268
Capacidad de Batería 24 OPzS 3000 (Ah a C1)	1488		Número de baterías en paralelo	0.87
Tensión de cada batería 24 OPzS 3000 (V)	2		Redondeando al número mayor	1
			Número de baterías en serie	12
			Total de baterías 16 OpzS 2000	12

Tabla 5. Cálculo de la Capacidad de Acumulación

En donde:

$$CAR_{(Ah)} = [(Total_{Ah} / día_{DC}) \times (DA) / (MPD)] \times (1 + FS)$$

Siendo:

CAR_ (Ah): Capacidad de Acumulación Requerida en Ah

DA: Días de Autonomía

MPD: Máxima Profundidad de Descarga

FS: Factor de Sobredimensionamiento

Luego se busca un modelo de batería que posea al menos esta capacidad. Ha de evitarse siempre la colocación de baterías en paralelo (para sumar capacidades), si esto no es posible, el máximo de baterías que deben conectarse en paralelo es dos.

En este ejemplo, se ha escogido la batería 24 OPzS 3000, la cual posee una capacidad de 1488 Ah a C1, por tanto solo es necesario usar una batería (una fila) para lograr esta capacidad.

Para obtener el número de baterías en serie se procede a:

$$\text{Número_bat_serie} = (\text{Voltaje_banco_baterías}) / (\text{Voltaje_cada_bat})$$

Para este caso resulta que debemos utilizar 12 baterías en serie para lograr el voltaje del banco de 24V. En total, queda un arreglo de 12x1=12 baterías en total.

5. Cálculo de la Potencia de los Inversores

Para ello la Potencia Total de la Carga (PTC), así:

$$PTC = \text{Total_Wh} / \text{día} / (\text{Período Uso Energía FV (horas)})$$

Luego se define el Factor de Potencia mínimo al cual se espera que trabaje el conjunto de las cargas. Para nuestro caso, todas las cargas combinadas trabajarán a un FP de 0.9. Además, se define la temperatura máxima a la cual se espera que trabaje el inversor, la cuál la limitaremos a 40°C, lo cual, según la hoja técnica del inversor implica un "Temperature Derating Factor" (TDF) en la potencia de 0.8. También es asignado un factor de sobredimensionamiento o de seguridad, en este caso lo colocamos de 15%.

Todos los datos anteriores son colocados en la siguiente tabla

Cálculo de la Capacidad de los Inversores Planta Alta					
Potencia Total de la Carga (W)	2500	FP	0.9	Factor de sobredimensionamiento inversor	15%
Potencia requerida mínima del inversor (VA)	3993			Máxima temperatura esperada de trabajo (°C)	40
Inversor Sugerido	1 inversor de 4000 VA			Temperature Derating Factor	0.8

Y calculamos la Potencia Requerida Mínima del Inversor (PRMI) así:

$$PRMI = (PTC / (FP \times TDF)) \times (1 + FS)$$

Luego se elige el modelo de inversor que posea al menos esa capacidad de potencia nominal. El inversor elegido debe ser de la misma serie de inversores de donde obtuvimos el TDF. Para este ejemplo lo obtuvimos de los inversores serie SW, cuyo fabricante es Xantrex.

De acuerdo a la potencia requerida se escoge el inversor SW4024, cuyas características son:

Voltaje de entrada en DC: 24 V

Voltaje salida AC: 120 V monofásico

Potencia Nominal: 4000 VA

El procedimiento anterior fue aplicado a un ejemplo hipotético, ahora se aplicará para el dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica a ser instalada en el edificio SUM de la Universidad Don Bosco.

Carga en tomacorrientes de la planta alta del SUM					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	% de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
PC	19	250	50%	0.75	1781.3
Impresora	5	50	50%	0.75	93.8
Carga en tomacorrientes de la planta baja del SUM					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	% de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
PC	28	250	65%	0.75	3412.5
Impresora de inyección	9	50	50%	0.75	168.8
Lámpara de Mesa	32	20	65%	0.75	312.0
Cañón	2	270	50%	0.75	202.5
Carga en luminarias de la planta alta del SUM					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	% de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
Lámparas Fluorescentes 4x40W	28	160	45%	0.75	1512.0
Lámparas Fluorescentes 2x40W	17	80	45%	0.75	459.0
Focos Fluorescentes 23 W	8	23	30%	0.75	41.4
Carga en luminarias de la planta baja del SUM					
Aparato	Cantidad	Potencia (W)	% de Uso	Período Uso Energía FV (horas)	Consumo Wh/día
Lámparas Fluorescentes 4x40W	5	160	60%	0.75	360.0
Lámparas Fluorescentes 3x40W	9	120	60%	0.75	486.0
Lámparas Fluorescentes 2x40W	7	80	60%	0.75	252.0
Focos Fluorescentes 23 W	4	23	100%	0.75	69.0
				Total Wh/día	9150
				Total Wh/día AC ajustado	10166.8
Voltaje Banco de baterías (V)	48				
Eficiencia del inversor (%)	90%			Total Ah/día DC	211.8

Cálculo del número de paneles fotovoltaicos					
HSP San Salvador	4.5			Ah/día que nos da cada panel	21.6
				Factor de sobredimensionamiento	15%
IMP panel BP Solar SX 170B (A)	4.8			Total paneles en serie necesarios	1.7
VMP panel BP Solar SX 170B (V)	35.4			Redondeando al número mayor	2
				Total paneles en paralelo necesarios	11.3
				Redondeando al número mayor	12
				Total de paneles necesarios	24

Cálculo del número de Reguladores de Carga					
Corriente Nominal Regulador Xantrex C40 (A)	40				
Corriente de cortocircuito panel SX 170B (A)	5			Número de Reguladores necesarios	1.5
Total corriente en los 24 paneles (A)	60			Redondeando al número mayor	2

Cálculo de la Capacidad de Acumulación del Banco de Baterías					
Máxima Profundidad de Descarga Permitida	25%			Factor de Sobredimensionamiento	15%
Días de Autonomía	1			Capacidad de Acumulación Requerida a C0.75 (Ah)	974.3
Capacidad de Batería 16 OPzS 2000 (Ah a C1)	992			Número de baterías en paralelo	0.98
Tensión de cada batería 16 OPzS 2000 (V)	2			Redondeando al número mayor	1
				Número de baterías en serie	24
				Total de baterías 16 OPzS 2000	24

Cálculo de la Capacidad de los Inversores Planta Alta					
Potencia Carga Planta Alta (W)	5183.2	FP	0.935	Factor de sobredimensionamiento inversor	15%
Potencia requerida mínima del inversor (VA)	7968.8			Máxima temperatura esperada de trabajo (°C)	40
Inversores Sugeridos	2 inversores en paralelo de 4000 VA			Temperature Derating Factor (Pag 60 Manual del Inversor)	0.8

Cálculo de la Capacidad de los Inversores Planta Baja					
Potencia Carga Planta Baja (W)	7017	FP	0.935	Factor de sobredimensionamiento inversor	15%
Potencia requerida mínima del inversor (VA)	10788.2			Máxima temperatura esperada de trabajo (°C)	40
Inversores Sugeridos	2 inversores en paralelo de 5500 VA			Temperature Derating Factor (Pag 60 Manual del Inversor)	0.8

Nota: El mínimo factor de potencia medido en el edificio fue de 0.935

Anexo 8.

Estructura de los Módulos Fotovoltaicos.
(Sistema CTG 80).

Estructura del Sistema Fotovoltaico.

Sistema CTG 80 es el nuevo sistema universal para el montaje de módulos fotovoltaicos sobre tejados inclinados. Su tecnología de perfiles telescópicos permite un dimensionamiento de la instalación con precisión de milímetros, sin necesidad de cortes. El alto índice de premontaje y el sistema de conexiones, facilitan y aceleran la instalación, que apenas necesita herramientas. El sistema patentado de perfil base, permite obtener un campo fotovoltaico uniforme, incluso en superficies irregulares.



Datos técnicos.

Un anclaje seguro: La construcción de la STG 80 cumple la normativa alemana DIN 1055, que regula las cargas estáticas en el sector de la construcción. Con ello, queda garantizado un sólido anclaje en el tejado, incluso con fuerzas de viento extremadamente altas. Además, la estructura está dimensionada para soportar grandes cargas de nieve.

Este diseñado para un tejado inclinado, casi cualquier cubierta, además de tener la posibilidad de ajustar el ángulo de inclinación entre 15° y 60°, los módulos se pueden colocar de manera horizontal o vertical según las necesidades propias de la instalación.



Nueva tecnología de conexión



Apenas requiere herramientas



Sin necesidad de cortes. Perfil telescópico de ajuste final

Anexo 9.

Grado de Protección IP

Grado de protección IP.

IP (Ingress Protection) es un sistema que por medio de una clasificación numérica, permite indicar los grados de protección que brinda un determinado envoltente.

La 1º Cifra (ejemplo: IP6_) comunica el grado de protección contra el polvo (6 significa totalmente protegido contra polvo, como está especificado en la siguiente tabla)

La 2º Cifra (ejemplo: IP_5) comunica el grado de protección contra la penetración de agua (5 significa protegido contra chorros de agua, como está especificado en la siguiente tabla)

Definición del Primer Dígito - Grado de Protección Contra el Contacto y Cuerpos Sólidos Externos		Definición del Segundo Dígito -Grado de Protección Contra Líquidos	
0	Sin Protección, Sin Protección Especial.	0	Definición del Segundo Dígito - Grado de Protección Contra Líquidos
1	Protegido frente a objetos sólidos de 50 mm de diámetro y mayores. Protegido contra contacto con una larga superficie del cuerpo humano tal como la mano (no hay protección contra acceso deliberado).	1	Protegido contra la caída vertical de gotas de agua.
2	Protegido frente a objetos sólidos de 12,5 mm de diámetro y mayores. Protegido contra contacto con los dedos u otros objetos que excedan 80 mm de largura.	2	Protegido contra gotas de agua cayendo a 15º de la vertical.
3	Protegido frente a objetos sólidos de 2,5 mm de diámetro y mayores. Protegido contra contacto con herramientas, cables, etc. de diámetro o grosor mayor que 2,5 mm	3	Protegido contra agua en spray cayendo a 60º de la vertical.
4	Protegido frente a objetos sólidos de 1 mm de diámetro y mayores. Protegido contra contacto con cables o alambres de un grosor mayor que 1,0 mm.	4	Protegido contra salpicaduras de agua. El equipo no es afectado cuando se proyecta agua desde todas las direcciones contra la envoltura inclinada desde su posición normal a un ángulo menor o igual a 15º.
5	El envoltente no ofrece completa protección contra el ingreso de polvo. Sin embargo, no permite el ingreso de suficientes partículas de polvo que puedan interferir con la operación del equipo.	5	Protegido contra los chorros de agua. agua proyectada por una manguera desde todas las direcciones contra la envoltura, no tiene efecto dañino.

Definición del Primer Dígito - Grado de Protección Contra el Contacto y Cuerpos Sólidos Externos		Definición del Segundo Dígito -Grado de Protección Contra Líquidos	
6	Totalmente protegido contra el polvo - no permite el ingreso de polvo.	6	Protegido contra los embates del mar. La envoltura protege contra la entrada de cantidades de agua proveniente de las olas del mar o de chorros fuertes, que pueden ser perjudiciales para el equipo.
7		7	Protegido contra los embates del mar. La envoltura protege contra la entrada de cantidades de agua proveniente de las olas del mar o de chorros fuertes, que pueden ser perjudiciales para el equipo.
8		8	El equipo está protegido contra los efectos de sumersión continua en agua, bajo ciertas condiciones especificadas por el fabricante.

Anexo 10

Cotizaciones de Dispositivos de Uso Fotovoltaico Realizadas en el Mercado Nacional y Extranjero

Cotizaciones Realizadas en el Mercado Nacional

ELECTRONICA 2001, S.A DE C.V.

COMPRA Y VENTA DE REPUESTOS ELECTRONICOS
Y APARATOS MUSICALES

CASA MATRIZ
CALLE ARCE Y 11 a. AV. SUR No. 635
SAN SALVADOR
TELS.: 221-0493, 271-2975 FAX: 222-4626

SUCURSAL SAN MIGUEL
8a. CALLE PTE. Y AV. GERARDO BARRIOS
SAN MIGUEL
TELS.: 661-0791, 661-1078 FAX: 661-7459

COTIZACION

Señores: Wilfredo Aguilera

Dirección: _____

Fecha: 05 / 12 / 2005

Atención a: _____

Tel.: _____

Presentamos a su amable consideración la siguiente cotización:

Fax: _____

CANTIDAD	MODELO	DESCRIPCION	P. UNIT.	TOTAL
1		Inversor de 12VDC-110VAC 1000wat		\$ 108.00
1		Inversor de 12VDC-110VAC 2000wat		\$ 306.20
1		Inversor de 12VDC-110VAC 3000wat		\$ 506.57

Luis Alberto Erazo Cuellar (INK PRESS) Tel.: 288-9499 Fax 229-6175 - 100B -100H 0378 02/2005

CONDICIONES:

Tiempo de Entrega: _____

Validez de la Cotización: _____

Condiciones de Pago: CONTADO CREDITO

Marvin Martinez
VENDEDOR

AUTORIZADO

ACEPTADO

COOPESA

Casa Matriz: Calle Delgado No. 2, atrás de Catedral
Tels. 221-2792 / 221-5266 Apdo. Postal 467
San Salvador, El Salvador.

SUCURSAL "ARS"
Calle Delgado No. 322,
Contiguo al parqueo del Cine Metro
San Salvador, El Salvador.
Tel. 222-2940

SUCURSAL SANTA ANA
2ª Avenida Sur No. 10
Frente al parqueo del Bco. Agrícola Comercial
Depto. de Santa Ana
Tel. 447-2989

SUCURSAL MERLIOT
Calle Chilitupán No. 33
Frente a Plaza Merliot
Depto. de La Libertad
Tel. 229-2729

SUCURSAL SAN MIGUEL

Barrio San Felipe
8a. Calle Pte. Nº 507
Depto. de San Miguel
Tel: 661-3033

5/12/08
IMES

SEÑORES .

UNIDAD	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO	TOTAL
1	INVERSOR DE 12VOL A 110V 400W MAGNETICS	\$ 54-	16.7
1	INVERSOR DE 12VOL - A 110V 700W	\$ 86-	10.1
1	CARGA 002 DE BATERIA SANLGT 20NP A 12VOL 10AMP A 6VOL	\$ 76.40	

Prima \$ _____

Letra \$ _____

Letra \$ _____

Letra \$ _____

Requisitos p/Crédito

- Recibo de Agua o Luz
- Certificado del I.S.S.S.
- 2 Cancelaciones
- 2 Referencias Familiares y de amigos





Radio Parts, S. A. de C. V.

CASA MATRIZ BOLIVAR

13a. Avenida Sur No. 321
Tels.: 271-4234 • 271-4314 • 271-4238
Fax: (503) 271-4256

SUCURSAL

4a. Avenida Sur # 125,
Tels.: 271-0303 • 271-0297
222-8516
San Salvador, El Salvador, C. A.

SUCURSAL LIBERTAD

2a. Calle Oriente No. 315
Frente a Plaza Libertad
Tels.: 221-2254 • 221-2256
222-8547
Fax: (503) 221-2257

NOMBRE: _____

DIRECCION: _____

COTIZACION

ARTICULO 1 Inversor y cargador

de 12 VDC a 110 VAC
3000 W.

CONTADO _____

CREDITO \$ 1146.50

PRIMA _____

PLAN 3 MESES Modelo FPG 3000-24

PLAN 6 MESES América Power Source.

FECHA _____

VENDEDOR Lorenzo Vargas

tel. 2271 0303



Radio Parts, S. A. de C. V.

CASA MATRIZ BOLIVAR

13a. Avenida Sur No. 321

Tels.: 271-4234 • 271-4314 • 271-4238

Fax: (503) 271-4256

SUCURSAL

4a. Avenida Sur # 125.

Tels.: 271-0303 • 271-0297

222-8516

San Salvador, El Salvador, C. A.

SUCURSAL LIBERTAD

2a. Calle Oriente No. 315

Frente a Plaza Libertad

Tels.: 221-2254 • 221-2256

Fax: (503) 221-2257

NOMBRE: _____

DIRECCION: _____

COTIZACION

ARTICULO

*Inversor mouse
Nippon America
de 12VDC A 110VAC
1000 watts*

CONTADO

CREDITO

PRIMA

PLAN 3 MESES

PLAN 6 MESES

FECHA

VENDEDOR

*Elma de Jueves**2221-2254*



MEMORANDUM



A: Wélfredo Aguilera

DE: Josnab Centro

FECHA: 5-11-2005

ASUNTO Entregación de power Inversor

1- Inversor Coleman \$ 131.77
pow 800 W

ccc 107

fil 22.21.2023

Almira de Rueda



ELECTRONICA JAPONESA I

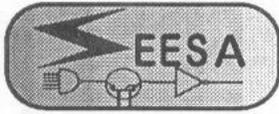
9a. Av. Norte y Pje. Costa Rica Edif. Grecia Local # 3, Tel. 2271-3169

HOJA DE COTIZACION

CON ATENCION A: _____ FECHA: 05/12/05
NOMBRE DE LA EMPRESA: _____ TEL. _____

CANTIDAD	CODIGO	DESCRIPCION	P/U	TOTAL
1	7211	Inversor Corriente 12VDC - 110 VAC 1500W+.- marca SKY.-	\$	370. =
			\$	333. =

VENDEDOR: Esmeralda.- AUTORIZADO POR: _____



Suministros Eléctricos y Electrónicos, S.A. de C.V.
IMPORTADORES MAYORISTAS
 www.seesa.com.sv



**INGENIERÍA
 ELECTRÓNICA**
 DIVISION SEESA DE C.V.

Fabricación, ensamble, venta y mantenimiento de
 equipos, sistemas y componentes electrónicos.
 www.ingenieriaelectronica.com.sv

COTIZACION
 No. 1428

CLIENTE: _____ FECHA: _____
 DIRECCION: _____ No.Reg: _____
 TELEFONO: 7956-3770 CONTADO ELABORADO POR: JOSE ANGEL

CANT.	CODIGO	DESCRIPCION	UNIDAD	TOTAL
1	BAT/AMER/12V	BATERIA-12VDC 140Ah Gel LIBRE MANTTO. L=25.5	177.02000	\$177.02
1	IMP2000	INVERSOR-12VDC/110VAC 2000W CONTINUOS	415.54000	\$415.54
1	IMP3000	INVERSOR 12VDC 110VAC 3000W CONTINUOS	702.65000	\$702.65
1	SP75-P	PANEL-SOLAR 12VDC 75W 4.54A MONOCRISTALINO	589.13000	\$589.13
1	ES-20L-12V	CONTROL DE CARGA FOTOVOLTAICO 20A 12VDC	115.81000	\$115.81
Shell solar ← Colleman ← American ← Morningstar ←				
FAVOR EMITIR CHEQUE A NOMBRE DE: "SEESA DE C.V."				
OFERTA VALIDA MIENTRAS DUREN EXISTENCIAS				
Dos Mil Doscientos Sesenta 17/100 DOLARES				\$2,000.15 \$260.02 SUB-TOTAL \$2,260.17 % IVA \$0.00 TOTAL \$2,260.17
VALIDEZ: Valido hasta: 04/01/2006 SON: CONDICIONES: Nuestras ventas son estrictamente al contado, para mercadería de entrega inmediata. Para importación, 50% al aceptar cotización y 50% al momento de entrega.				

Atentamente,
 Por Sunministros Eléctricos y Electrónicos, S.A. de C.V.

OFICINAS ADMINISTRATIVAS
 Calle Madrid No. 599, Col. La Providencia, San Salvador,
 El Salvador, C.A. E-mail: seesa@eclnet
 Tel.PBX: (503) 270-6289 Fax: (503) 270-6272

SALA DE VENTA SANTA TECLA
 Centro Comercial Novocentro Locales 17 y 18-B
 El Salvador, C.A. E-mail: sie3@navegante.com.sv
 Telefax: 228-3214

SALA DE VENTA SAN SALVADOR
 Condominio Bolivar, Locales No. 4, 5 y 6 Calle Rubén Darío
 y 19 Av. Sur, El Salvador, C.A. E-mail: sie1@navegante.com.sv
 Tel.: 222-8178 Telefax: 271-3857

SALA DE VENTA SOYAPANGO
 E-mail: sie4@navegante.com.sv
 Telefax: 277-7510

Cotización Realizada en el Mercado Extranjero

Correo | Contactos | Agenda | Bloc de notas | [Novedades - Actualizaciones -](#)

Revisar correo | Redactar | | |

Anterior | Siguiente | [Volver a los mensajes](#)

| | | |

Este mensaje no está marcado con una bandera. [[Marcar mensaje](#) - [Marcar como no leído](#)] [Presentación i](#)

De: "Ivonne Maldonado" <i.maldonado@conergy.us> [Añadir a Libreta de contactos](#)

Para: "will aguilera" <willaguilera@yahoo.com>

Asunto: RE: cotizacion

Fecha: Thu, 9 Feb 2006 12:11:09 -0700

Hola Will:
Anexo la cotizacion:
Precios unitarios incluyen descuento para el numero de unidades que usted me cotizo:
Inversor SW 4048 . Este precio incluye flete desde Santa Fe, NM
USA. \$2350
Inversor SW 5548. Este precio incluye flete. \$2575

Baterias Serie 16 OPzS 2000 precio incluye flete \$1254
BP SX170B 170 watt, 24V solar panel incluye flete. \$722.55
Xantrex C40-12/24/48 V Charge or Load Controller incluyen flete
\$106.53

Saludos,
Ivonne Maldonado
International Sales Manager
Conergy Inc.
1-877-354-6901
520-225-0163
520-749-8325fax
www.conergy.us

Carpetas [Añadir - Modificar]

- Bandeja de entrada**
- Borrador
- Enviado
- Lotes de correo (25)** [Vaciar]
- Papelera [Vaciar]

Atajos de búsqueda

- Mis fotos
- Mis archivos adjuntos

Anexo 11.

Propuesta De Una Lógica De Funcionamiento De
Un Sistema Que Permita Disminuir
Sustancialmente La Demanda Pico De La
Ciudadela Don Bosco

Propuesta De Una Lógica De Funcionamiento De Un Sistema Que Permita Disminuir Sustancialmente La Demanda Pico De La Ciudadela Don Bosco

Para diseñar una lógica de control que permita la disminución de la demanda pico es necesario conocer el sistema de distribución primario de la Ciudadela Don Bosco, pues eso nos dará buena información acerca de cuáles son los puntos de mayor consumo dentro del complejo educativo.

. El diagrama unifilar de dicho sistema es mostrado en la figura 1. En dicho diagrama podemos ver que la mayores subestaciones son las de 3x167 KVA, y que se encuentran tres en el CITT y una en el CFP. Además, en el Anexo 12 se presentan los tableros principales que son alimentados por cada subestación, de donde podemos obtener la siguiente información.

- Todo el CITT es alimentado con tres subestaciones de 3x167 KVA (más una de 1x100 KVA para el taller de soldadura)
- Todo el CFP es alimentado con una subestación de 3x167 KVA.
- El resto de la Ciudadela es alimentado con subestaciones de no mas de 100 KVA colocadas en poste.

Y además nos es posible construir la Tabla 1 mostrada en el Anexo 13, la cual nos permite afirmar que el CITT posee alrededor de dos tercios de la capacidad total instalada en subestaciones, y que las subestaciones de 3x167 KVA (incluida la del CFP) representan casi el 80% de la capacidad total instalada en la Ciudadela Don Bosco. De lo anterior es posible derivar la siguiente afirmación: “Si monitoreamos la demanda de las cuatro subestaciones de 3x167 KVA, estamos monitoreando casi el 80% de la demanda total.”

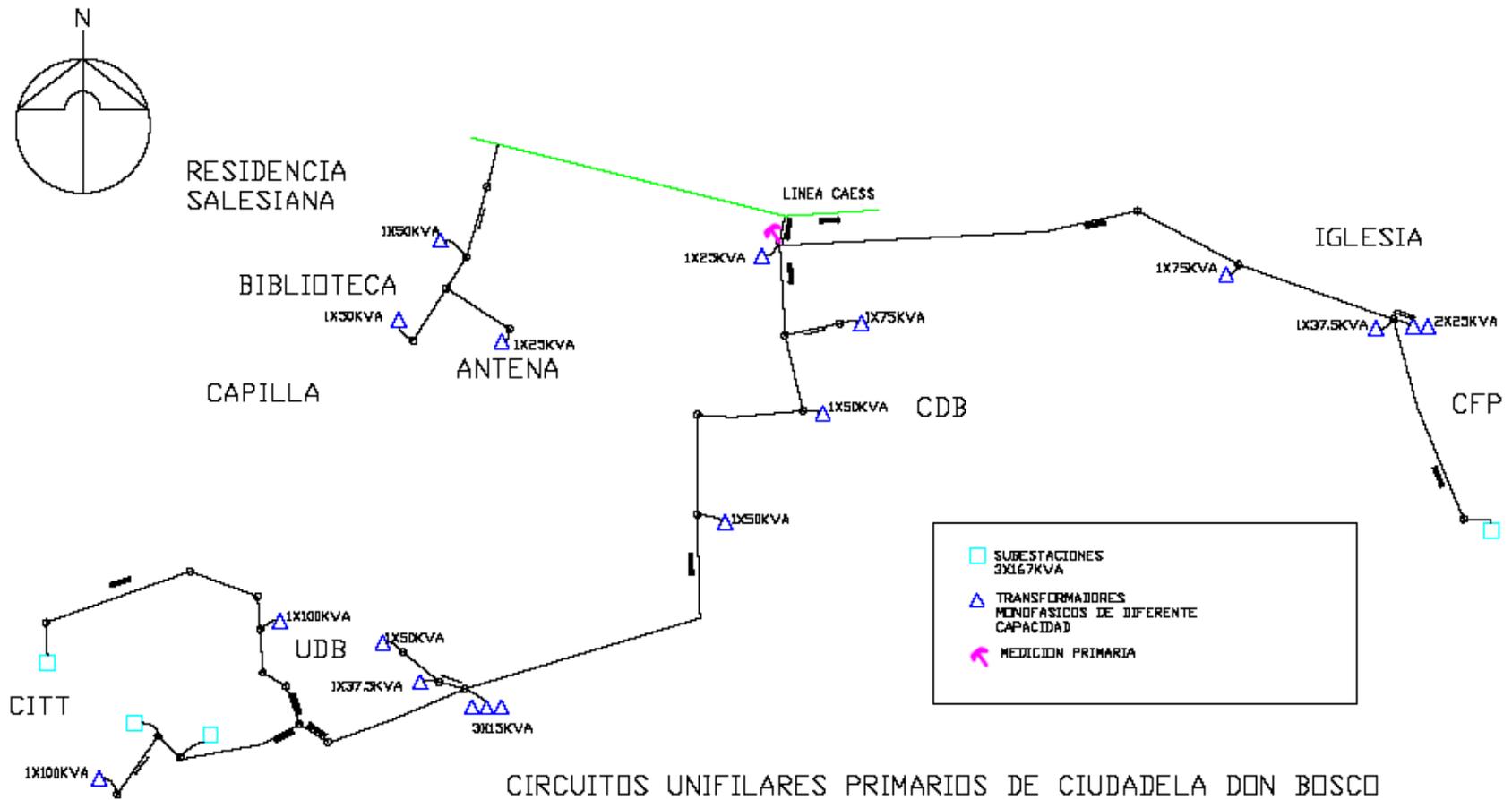


Figura 1¹

¹ Tomado de la Tesis "Estudio Para el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Ciudadela Don Bosco", Año 2000. y actualizado a Marzo de 2006.

Determinación de la Carga que Genera Picos de Demanda

De acuerdo a la información anteriormente presentada en el Anexo 5, la carga de aire acondicionado del CITT representa aproximadamente el 40% del consumo eléctrico de la Universidad, y además sabemos que no es una carga crítica y que por lo tanto puede ser racionada en la hora de demanda pico.

Por tanto, se ha determinado que la forma más viable de disminuir el consumo pico es racionar las cargas de aire acondicionado de los edificios del CITT durante los momentos en que se generen picos de demanda. Para ello, se necesita de un sistema de monitoreo continuo de la demanda y de un sistema de control que sea capaz de tomar decisiones y actuar a la hora que detecte que la potencia demandada sobrepasa un valor límite.

En la Tabla 2 del Anexo 13 se presentan todos los aires acondicionados instalados actualmente en los edificios del CITT (a excepción del edificio 4 por poseer una carga muy pequeña de aparatos de aire acondicionado). Dicha carga se ha dividido en dos grupos, quedando de la manera mostrada en la tabla 1

Edificio	Potencia Instalada	Potencia Total	Grupo
Edificio 5	59 KW	152 KW	1
Edificio 6	48 KW		
Edificio 8	45 KW		
Edificio 2	91 KW	174 KW	2
Edificio 3	39 KW		
Magna C	44 KW		

Tabla 1 Distribución de los grupos de aire acondicionado

El objetivo de dividir la carga en dos grupos es la siguiente:

Cuando el sistema de monitoreo de la demanda detecte que se está sobrepasando el valor máximo permitido, este deberá retirar un grupo de aire acondicionado y permitir que el otro trabaje, al cabo de un tiempo, deberá de intercambiar el grupo; es decir, que ambos grupos trabajarán en forma alternada para evitar así la demanda de grandes potencias.

Para comprobar que es posible usar los aires acondicionados en forma intermitente, se realizaron dos pruebas, una en laboratorio de Control (Edificio 3) y otra en la sala 4 del centro de cómputo (Edificio 6). Los resultados se presentan en las Tablas 2 y 3.

Temperatura de la habitación Antes de Racionar	27 °C	Fecha: Lunes 20 de Marzo de 2006
Temperatura Ambiente Exterior	30°C	
Instrumento de Medición: Termómetro Ambiental		Condiciones: 5 personas, 8 lámparas 4x40W funcionando (todas), 2 PC funcionando.
Minutos Transcurridos	Hora	Temperatura de la habitación
0 min.(El aparato fue apagado)	1:56 pm	27°C
8 min.(El aparato fue encendido)	2:04 pm	29°C
16 min. (El aparato fue apagado)	2:12 pm	27.5°C
24 min. (El aparato fue encendido)	2:20 pm	29.5°C
32 min.	2:28 pm	27.5°C

Tabla 2 Prueba Realizada en el Laboratorio de Control (Edificio 3 del CITT)

Temperatura de la habitación Antes de Racionar	24 °C	Fecha: Lunes 20 de Marzo de 2006
Temperatura Ambiente Exterior	30°C	
Instrumento de Medición: Termómetro Ambiental		Condiciones: Sala completa de personas y PC funcionando (Condiciones normales de uso)
Minutos Transcurridos	Hora	Temperatura de la habitación
0 min.(El aparato fue apagado)	2:52 pm	24°C
8 min.(El aparato fue encendido)	3:00 pm	26°C
16 min. (El aparato fue apagado)	3:08 pm	25°C
24 min. (El aparato fue encendido)	3:16 pm	26.5°C
32 min. (El aparato fue apagado)	3:24 pm	24.5°C
40 min. (El aparato fue encendido)	3:32 pm	26.5°C
48 min.	3:40 pm	24.5°C

Tabla 3 Prueba Realizada en la Sala 4 del Centro de Cómputo (Edificio 6 del CITT)

Para comprender de una mejor manera los resultados de las Tablas 2 y 3, se han construido las gráficas de Temperatura vrs Tiempo para cada caso, las cuales son mostradas en las figuras 2 y 3 respectivamente.

De la figura 2, observamos como la temperatura aumenta significativamente durante los períodos en que el aire acondicionado se mantiene apagado (llegando casi al nivel de la temperatura ambiente exterior). Sin embargo, eso es producto de un mal aislamiento térmico de la habitación, pues posee ventanas inadecuadas y puertas sin ningún aislamiento térmico.

Por el otro lado, de la figura 3 podemos observar que la temperatura en la Sala 4 del centro de cómputo se mantiene dentro de rangos adecuados aún en los períodos en que el sistema de aire acondicionado esta apagado, y eso es debido a que estos salones si están equipados con aislamiento térmico.

De lo anterior, podemos concluir que sí es posible racionar el sistema de aire acondicionado en períodos de por lo menos 10 minutos en todos los edificios del CITT, teniendo en cuenta que se debe solventar los problemas de mal aislamiento térmico en los salones de algunos edificios.

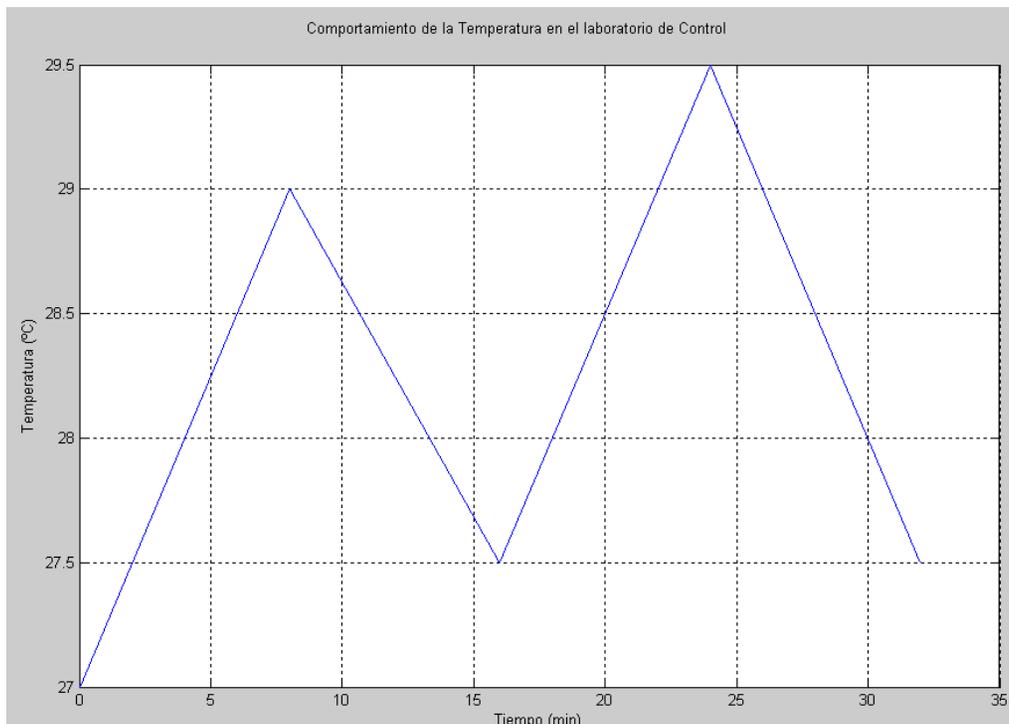


Figura 2

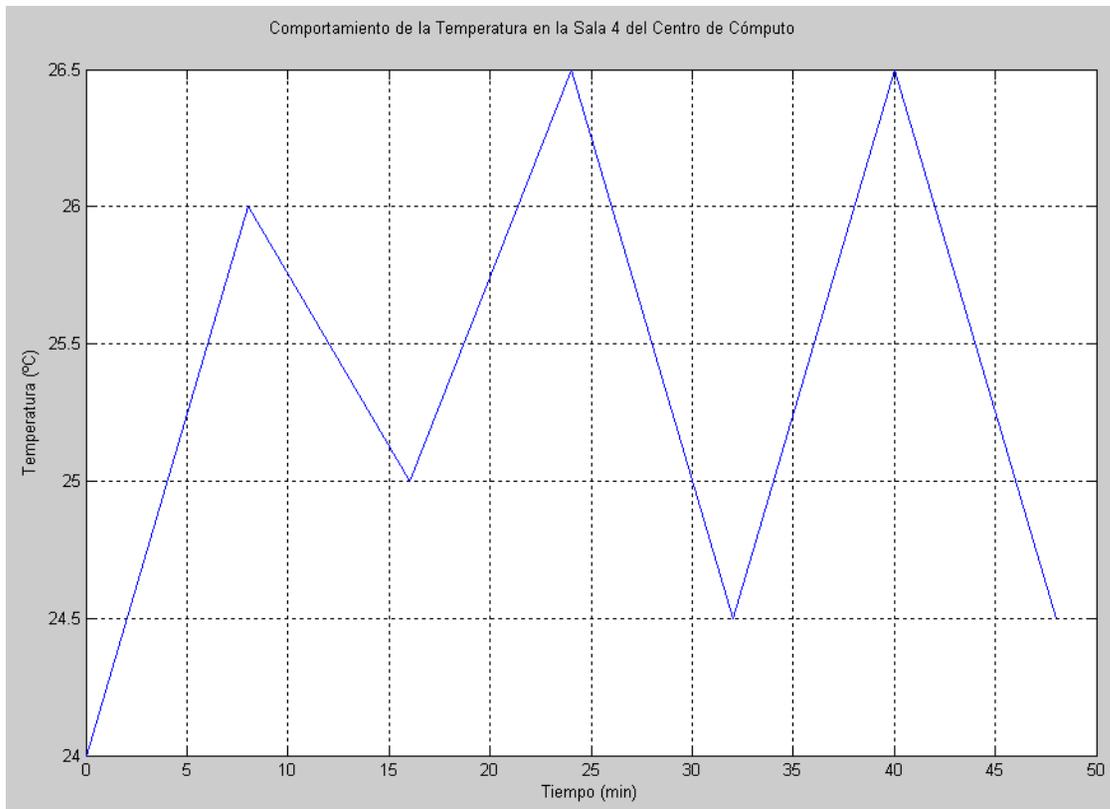


Figura 3

Determinación de la Lógica de Funcionamiento

Como ya se mencionó, la idea principal es alternar el uso de los dos grupos de aires acondicionados en los momentos en que la demanda sobrepasa un valor determinado. Sin embargo, para diseñar una lógica de control confiable, primero es necesario tener conocimiento sobre el comportamiento de la demanda diaria de la Ciudadela Don Bosco.

De la Tabla 3 del Anexo 13, vemos que la Ciudadela Don Bosco consume un promedio de 265 KW durante la hora resto (que es el período de mayor demanda de la Ciudadela). Además, de la Tabla 1 del mismo anexo, vemos que el CITT representa aproximadamente el 62.3% de la demanda total. Sin embargo, para tener una aproximación más real (de la que se tiene a esta altura) sobre el comportamiento de la demanda diaria de la Ciudadela Don Bosco, se tomaron

datos de corriente cada diez minutos de las tres fases de las subestaciones 1 y 2 del CITT. Refiriéndonos a Subestación 1 y 2 tal y como se detalla a continuación:

Subestación	Carga Alimentada
Subestación 1	Edificio 2
	Edificio 3
	Edificio 4
Subestación 2	Edificio 5
	Edificio 6
	Edificio 7

Tabla 4 Carga de cada subestación en estudio

Y sabiendo que el CITT es actualmente el 62.3% de la demanda total, con estos datos tenemos una muy buena aproximación de la curva de demanda global. Los datos medidos y las gráficas correspondientes se presentan en el Anexo 14

Notamos la similitud que existe entre la gráfica de demanda promedio diaria del CITT **medida** y la que habíamos estimado para la UDB en el capítulo II en base al censo de carga realizado.

Con base a esta nueva gráfica del comportamiento diario de la demanda del CITT, podemos afirmar lo siguiente:

- El ó los picos de demanda se dan en el período comprendido entre las 9:00 am-11:30 am y 1:00 pm-5:00 pm.
- Es descartada la posibilidad de que un pico de potencia se de en horas nocturnas (después de las 5:00 pm)
- Es más probable que se de un pico de demanda en el período de 1:00 pm-5:00pm que en la mañana.
- El pico de demanda global es generado por la carga de aire acondicionado del CITT, y por eso los picos de demanda son más probables en la tarde, pues el ambiente es más caluroso durante la tarde que en la mañana.

Sabiendo que la mayor demanda de toda la Ciudadela se encuentra en las subestaciones de 3x167 KVA, el sistema de control deberá monitorear la demanda de estas, y con ella determinar en forma aproximada la demanda total. Sin

embargo, de las cuatro subestaciones de 3x167 KVA que existen, sólo tomaremos tres para medir la demanda, pues no consideramos necesario monitorear la demanda de la subestación de 3x167 KVA que alimenta los edificios 8 y Magna C, pues el edificio 8 no es una carga significativa y la Magna C es utilizada esporádicamente.

De acuerdo a lo dicho anteriormente, la figura 4 muestra los puntos de medición en donde se monitoreará la corriente demandada por las subestaciones.

La forma de monitorear la corriente deberá ser con transformadores de corriente, colocando uno en cada fase de salida de la subestación, tal y como se muestra en la figura 5. Esta señal de corriente de los TC's debe ser luego convertida a una señal digital, y luego ingresada a una computadora. La computadora luego decide y ejecuta su decisión a través de una señal de salida en un puerto X. Un esquema general del sistema que se propone es mostrado en la figura 6.

Para realizar la conexión y desconexión de los aparatos de aire acondicionado se usan contactores, cuyas bobinas son comandadas por la computadora, a través de la respectiva etapa de potencia y aislamiento.

Para detallar un poco más el funcionamiento requerido del sistema que se propone, es presentado en la figura 7 un diagrama en bloques del sistema, explicando a continuación cada una de sus etapas o bloques.

Medición con TC's:

Es el primer bloque del sistema, y esta comprendido por transformadores de corriente conectados a cada una de las fases de las subestaciones en análisis. El objetivo único y principal de esta etapa es obtener señales de corriente de cada fase, las cuales son directamente proporcionales a la potencia demandada, y con ellas tener un parámetro para determinar la potencia total consumida por cada subestación.

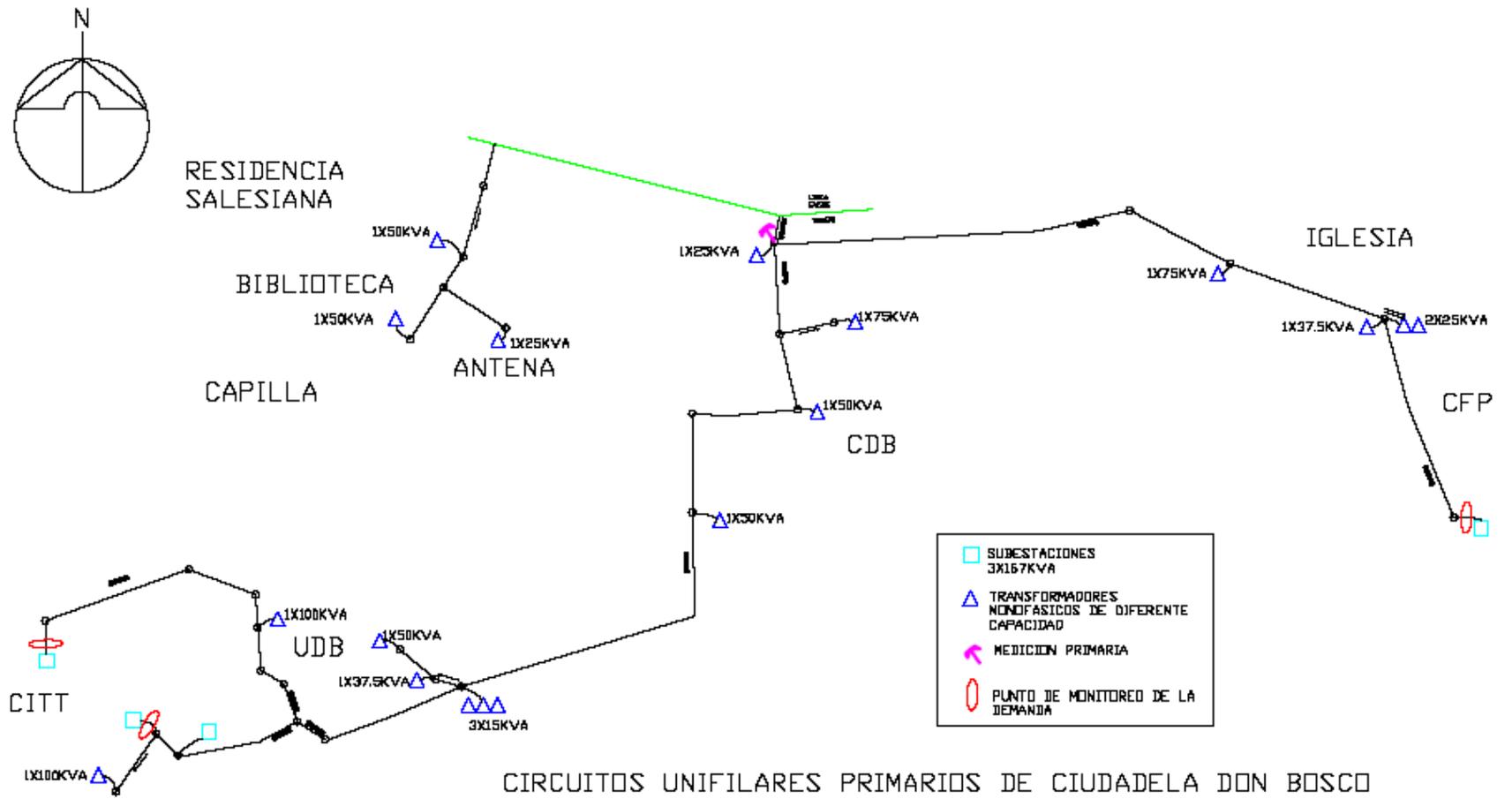


Figura 4. Puntos de Medición Necesarios para el Sistema de Control de la Demanda Pico

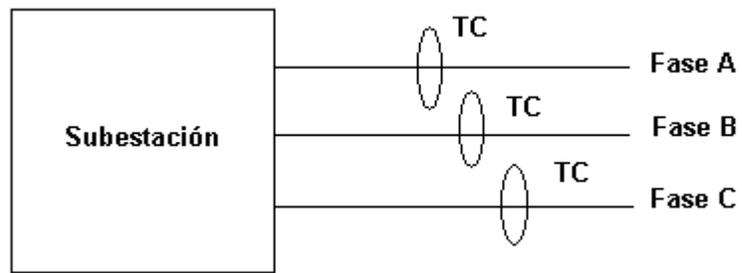


Figura 5. Forma de Medir la Corriente de las subestaciones.

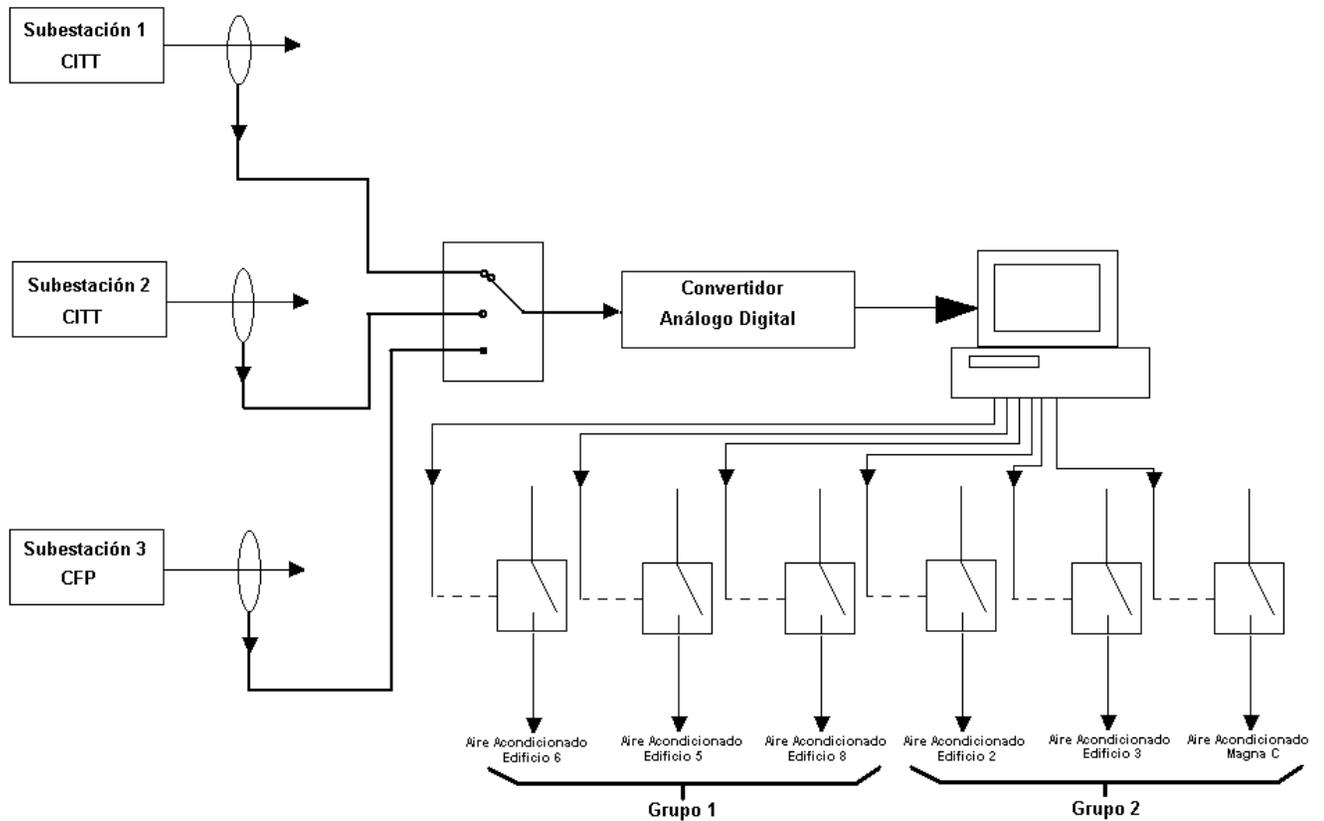


Figura 6. Esquema General del Sistema de Control de la Demanda Pico

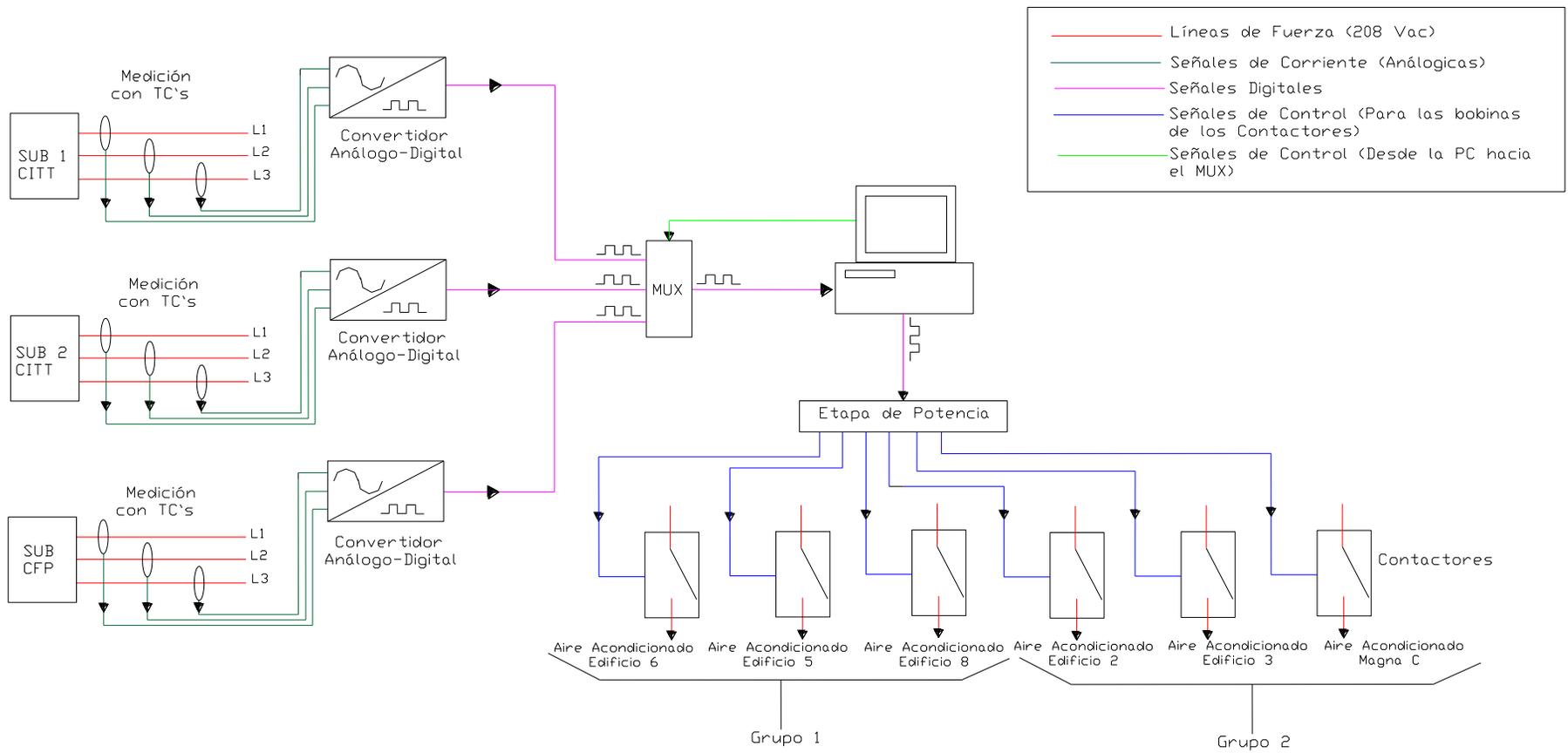


Figura 7. Diagrama en Bloques del Sistema de Control de la Demanda Pico

Cabe destacar que no es necesario tomar señales de voltaje, pues este es un parámetro que se mantiene constante en el tiempo (208 Vac trifásicos). Existirán nueve TC's en total, tres por cada subestación.

Convertidor Análogo-Digital:

Tiene la tarea de convertir las señales analógicas de corriente provenientes de los TC's a señales de voltaje digitales que puedan ser leídas por el puerto de una computadora. Deberán existir tres convertidores análogo-digital en total, uno por cada subestación.

Multiplexor (MUX):

Este bloque, el cual es comandado por la computadora, deberá multiplexar las señales digitales provenientes de los convertidores análogo-digital, de tal manera que la computadora pueda leer en un puerto las tres señales de las subestaciones, leyéndolas una a la vez.

Computadora:

Representa el cerebro del sistema, y se encarga de tomar las decisiones adecuadas en base a los datos de demanda recibidos desde las subestaciones y de acuerdo a la lógica de control programada. La computadora, a través de un puerto de salida y una etapa de potencia, deberá manejar las conexiones y desconexiones de los contactores que manejan los aparatos de aire acondicionado de cada edificio que forma parte del sistema.

Etapa de Potencia:

Es la etapa que sirve de interfase entre la computadora y los contactores, y tiene la misión de convertir las señales digitales proveniente de la computadora en señales capaces de activar y desactivar las bobinas de los contactores, ya sean estas de voltaje alterno o directo. Además, en esta etapa debe existir un circuito que permita aislar eléctricamente el circuito digital (la computadora) del sistema de corriente alterna de mayor potencia (los contactores).

Contadores:

Tienen la función de permitir la conexión y desconexión de los aparatos de aire acondicionado. Sirven como interruptores que conectan y desconectan la alimentación eléctrica de dichos aparatos. Las bobinas de estos contactores son manejados por la computadora a través de la respectiva etapa de potencia y aislamiento.

Un esquema de cómo sugerimos se haga la conexión de los contactores es mostrada en la figura 8. La conexión presentada en dicha figura es un esquema general, el cual deberá adecuarse a las particularidades de cada caso, pues se deberá realizar esta conexión en cada uno de los edificios. Debe hacerse notar que los circuitos de aire acondicionado deben separarse del tablero principal y colocarse en un sub-panel, el cual estará alimentado a través de un contactor con una capacidad de manejo de corriente superior a la suma de todas las cargas conectadas al sub-panel, en el cual estarán concentradas las cargas de aire acondicionado.

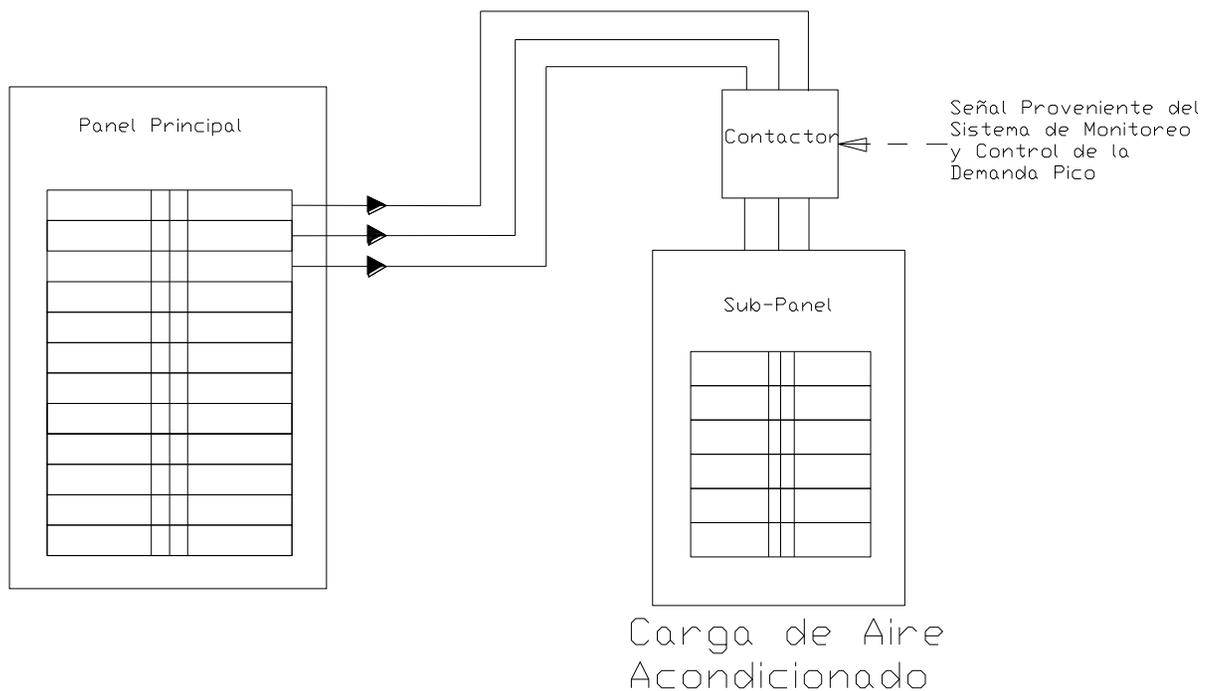


Figura 8. Ubicación de los Contactores para ejecutar la conexión y desconexión de la carga de aire acondicionado de cada edificio.

Para finalizar, presentamos el flujograma que describe la lógica de control del sistema. Dicho diagrama es el mostrado en la figura 9 y figura 10

El sistema se mantiene registrando continuamente la demanda de las tres subestaciones de 3x167 KVA, cuando la demanda de estas tres sobrepasa 273KW, procede a racionar la carga de aire acondicionado de los edificios del CITT, permitiendo que ambos grupos funcionen en forma alternada, diez minutos grupo 1, luego diez minutos grupo 2 y así sucesivamente. Es necesario aclarar que los retardos de 30 segundos que aparecen en la subrutina son muy importantes, ya que ello evita que todos los aires acondicionados de todos los edificios enciendan en el mismo momento, lo que generaría elevados picos de potencia, echando a perder el funcionamiento del sistema.

La carga que esta en el resto de subestaciones de la Ciudadela Don Bosco, se ha estimado como una carga continua de 59 KW, la cual es bastante constante y no presenta grandes elevaciones o picos de potencia, pues posee un mínimo de carga de aire acondicionado, la cual es la carga más grande y variable, lo que la hace generadora de picos elevados de demanda de potencia.

Los seteos a los cuales evalúan las condiciones (if) han sido determinados en base a los datos de demanda de los meses Junio-Noviembre 2005, tal como se muestra en la Tabla 3 del Anexo 13.

Con la implementación de este sistema, es posible reducir la demanda pico en 152 KW aproximadamente, lo que reduce la actual demanda de arrastre de 484 KW a una nueva de $484KW - 152KW = 332 KW$.

Tomando como base la tarifa actual de "Capacidad de Suministro", al implementar este sistema se estima posible ahorrar las siguientes cantidades de dinero.

Tarifa Actual	Reducción en pico	Ahorro Mensual	Ahorro Anual
4.717306 \$/KW	152 KW	\$717	\$8,604

Tabla 5 Ahorro en Concepto de Demanda Pico

Por lo que podemos afirmar que a través del uso inteligente de la carga es posible reducir significativamente la facturación en el recibo de energía eléctrica.

Flujograma que Describe la Lógica del Sistema Propuesto para la Disminución de la Demanda Pico

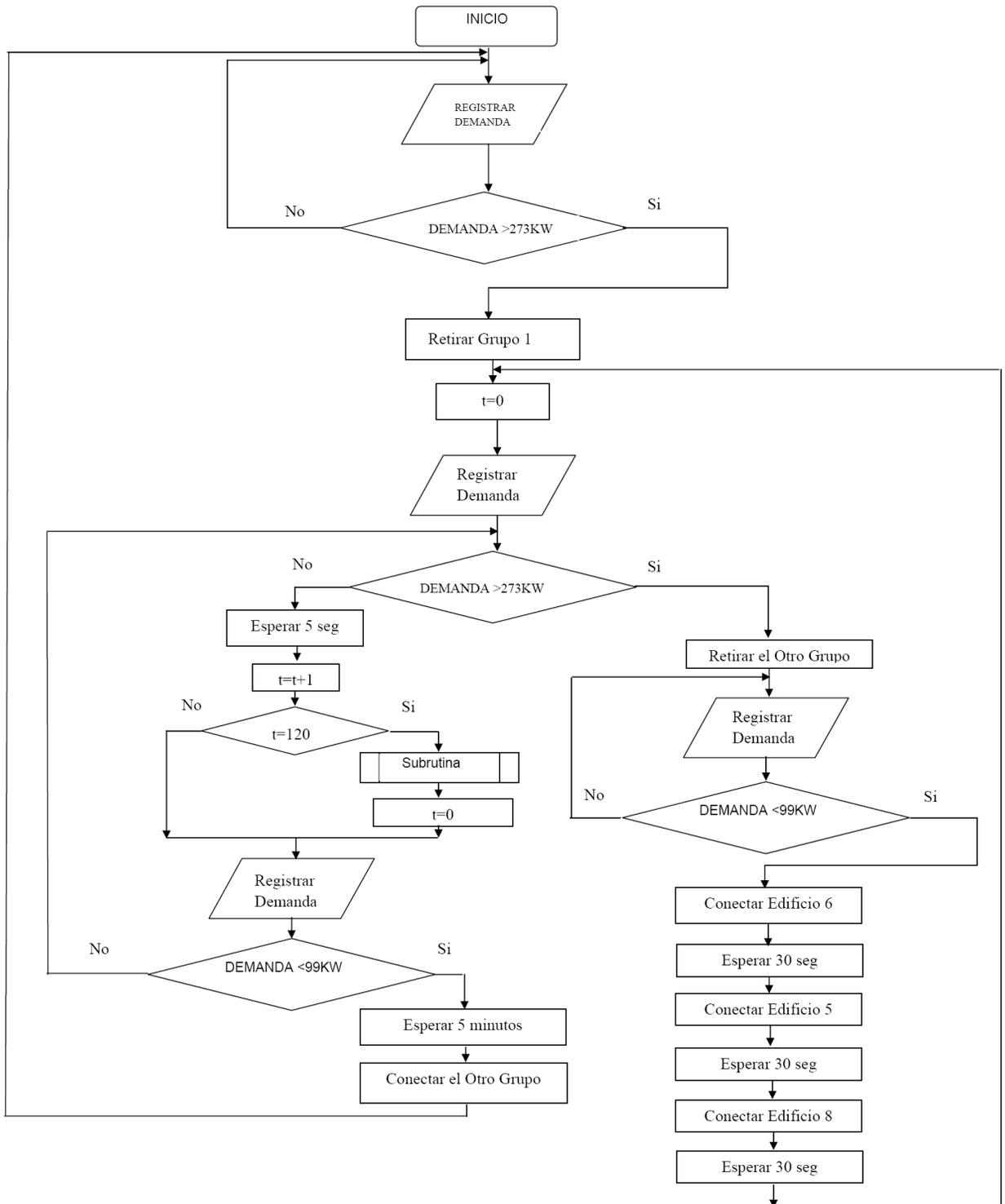


Figura 9

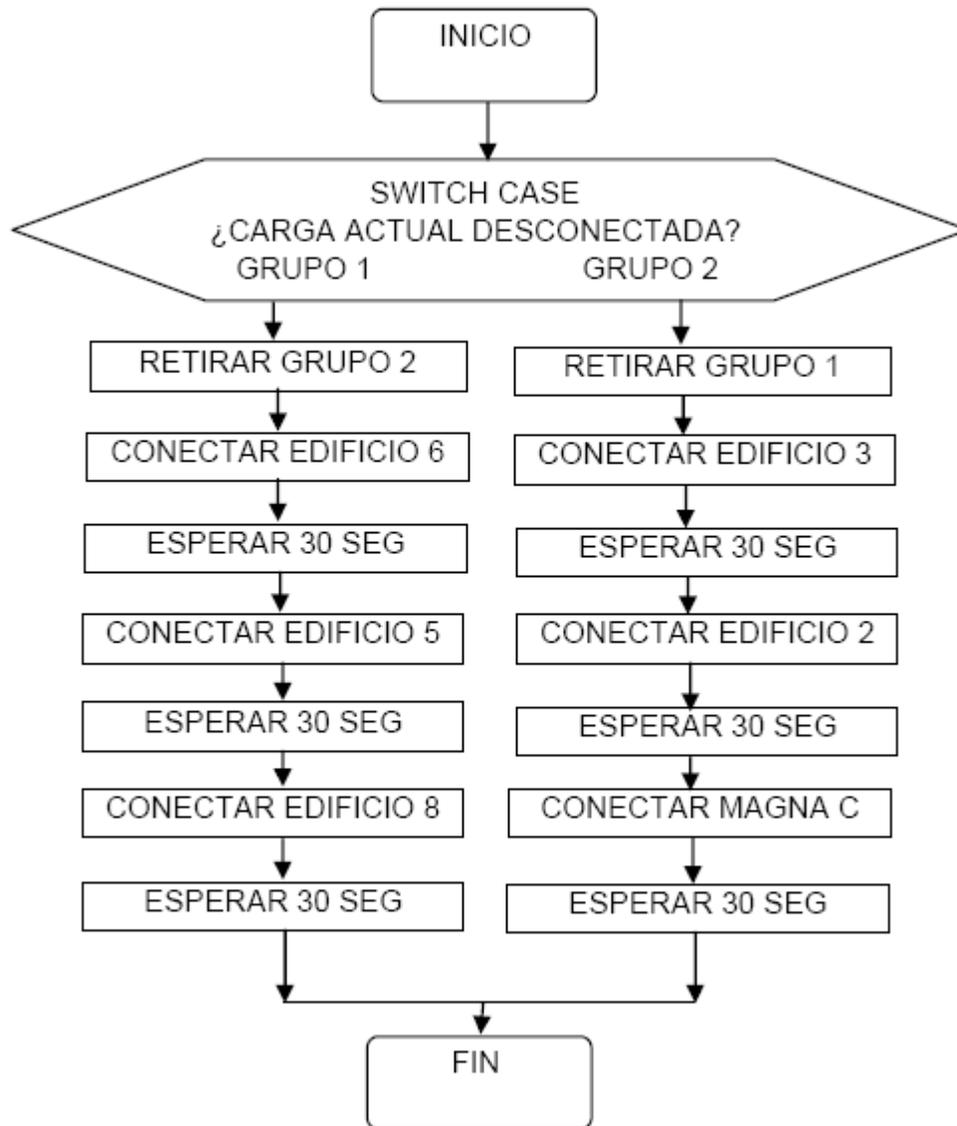


Figura 10. Detalle de la Subrutina Utilizada

Aclaremos además que los seteos de potencia colocados en el flujograma (en las instrucciones if) aplican para las condiciones actuales de carga, y que además deben ser probados (ya con todo el sistema implementado) y estudiar el comportamiento del sistema de control. Cualquier ajuste en estos valores no debe ser problema alguno, pues solo son parámetros que pueden ser cambiados fácilmente en el código fuente del programa.

Costo Aproximado de este Sistema.

De acuerdo a la carga de aire acondicionado actual (la mostrada en la Tabla 2 del Anexo 13) y la carga futura estimada, se ha determinado necesario el uso de los siguientes dispositivos:

Edificio	Contactora	Sub-Tablero
Edificio 5	Trifásico de 225 A.	Trifásico de 40 espacios
Edificio 6	Trifásico de 225 A.	Trifásico de 40 espacios
Edificio 8	Trifásico de 225 A.	Bifásico de 32 espacios
Edificio 2	Trifásico de 225 A.	Trifásico de 40 espacios
Edificio 3	Trifásico de 150 A.	Trifásico de 40 espacios
Magna C	Trifásico de 225 A.	Bifásico de 32 espacios
Y los siguiente transformadores de Corriente		
Subestación 1 CITT	3 TC's de 800 A.	
Subestación 2 CITT	3 TC's de 800 A.	
Subestación CFP	3 TC's de 800 A.	
Además de una computadora personal		

Tabla 6. Algunos de los dispositivos más importantes necesarios en el sistema.

Como es notorio, no hemos incluido los dispositivos convertidores de análogo-digital, ni el circuito que sea capaz de multiplexar las señales, ni ductería ni cableado, pues para ello se necesita realizar el diseño en detalle del sistema, el cual fácilmente sería uno o varios trabajos de graduación completos.

Sin embargo, los dispositivos enumerados en la Tabla 6 representan aquellos que deben ser comprados de fábrica, mientras que los no mencionados (convertidores, multiplexores, etapas de potencia y aislamiento, etc) pueden ser construidos en forma autóctona a partir de numerosos elementos electrónicos.

Con la lista de elementos de la Tabla 6 procedemos a realizar el siguiente presupuesto aproximado de acuerdo a los precios del mercado existentes en Marzo de 2006.

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Tablero trifásico de 40 espacios	4	\$183	\$732
Tablero bifásico de 32 espacios	2	\$143	\$286
Contactador trifásico Siemens de 225 A con enclave mecánico	5	\$671.22	\$3,356.1
Contactador trifásico Siemens de 150 A con enclave mecánico	1	\$438.44	\$438.44
Transformador de Corriente 800:5 A, 600V Burden 15 VA.	9	\$31	\$279
Computadora Personal	1	\$600	\$600
Total			\$5,691.54

Tabla 7. Costo de los elementos más importantes del sistema

Como ya hemos mencionado, lo anterior representa un presupuesto incompleto, pero que nos da una buena idea acerca del costo que representaría este sistema. Ahora, confrontando estos costos con los ahorros determinados en la Tabla 5, concluimos lo siguiente.

Costo Aproximado	Ahorro Anual	Tiempo de Recuperación de la Inversión Inicial
\$5,691.54	\$8,604	Menor a 1 año

Por lo que este primer esbozo acerca de los costos e ingresos económicos del “Sistema de Reducción de la Demanda Pico a través del Racionamiento del Aire Acondicionado” indica que existe una fuerte posibilidad de que el sistema sea rentable económicamente y que su inversión inicial sea recuperada en el corto plazo (no mayor a cinco años).

Aspectos a tomar en cuenta en el futuro ante la posible implementación de este sistema.

Como ya se aclaró, el sistema ha sido propuesto de acuerdo a las condiciones actuales de cargas de la Ciudadela Don Bosco. A medida transcurra el tiempo y el comportamiento de la carga en Ciudadela se modifique, el sistema irá volviéndose inadecuado. Para contrarrestar este problema, a continuación se enlistan recomendaciones a seguir antes de proceder a una posible implementación futura del sistema.

1. Realizar un censo de carga en toda la Ciudadela Don Bosco.
2. Registrar las capacidades de cada una de las subestaciones instaladas en la Ciudadela Don Bosco.
3. En base a los numerales 1 y 2, determinar cuales subestaciones son las mayores demandantes de potencia eléctrica.
4. Obtener registros confiables del valor de demanda de arrastre y potencia promedio actual de la Ciudadela Don Bosco.
5. Medir el comportamiento diario de la demanda de las subestaciones que fueron calificadas como las mayores demandantes de potencia.
6. Determinar la capacidad instalada de aires acondicionados en cada uno de los edificios de la Ciudadela Don Bosco y seleccionar aquellos que posean la mayor capacidad.
7. Con la información recabada en los numerales anteriores, podemos determinar en qué subestaciones deberemos de monitorear la demanda (las seleccionadas en el numeral 3) y qué edificios deberán ser racionados en su sistema de aire acondicionado (los seleccionados en el numeral 6).
8. Los nuevos seteos de potencia en las estructuras if del programa deberán ser recalculados de acuerdo a las nuevas condiciones y comportamiento de la demanda.

Anexo 12.

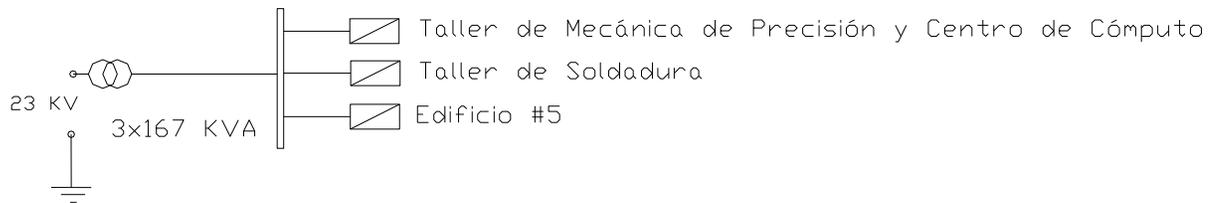
Subestaciones y Tableros Principales Instalados en Ciudadela Don Bosco ¹

¹ Este Anexo ha sido tomado de la Tesis "Estudio Para el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica en la Ciudadela Don Bosco", Año 2000. y actualizado a Marzo de 2006.

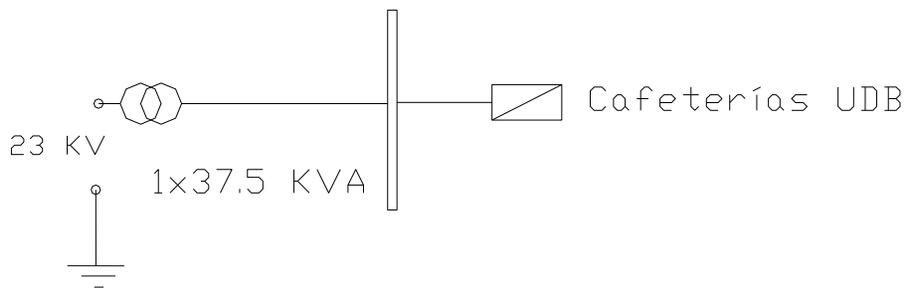
Subestación Monofásica 1x50 KVA UDB



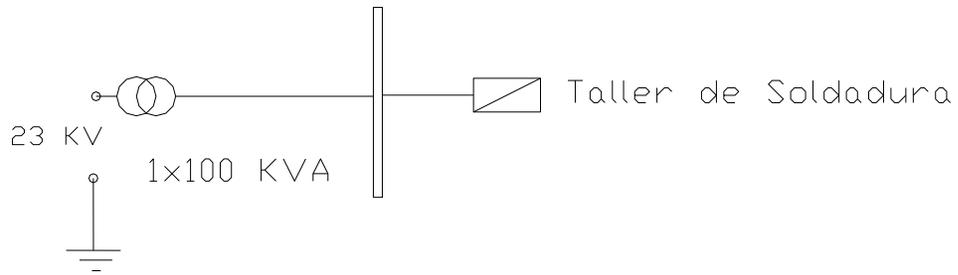
Subestación Trifásica 3x167 KVA CITT



Subestación Monofásica 1x37.5 KVA UDB



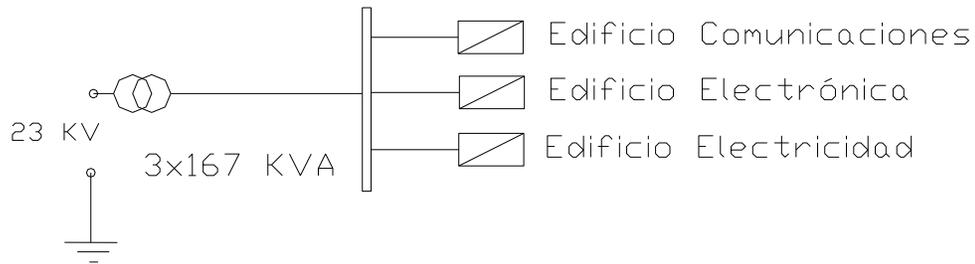
Subestación Monofásica 1x100 KVA CITT



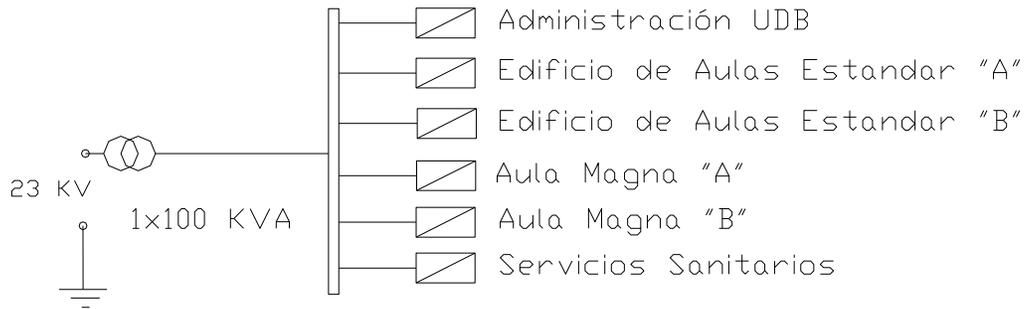
Subestación Trifásica 3x167 KVA CITT



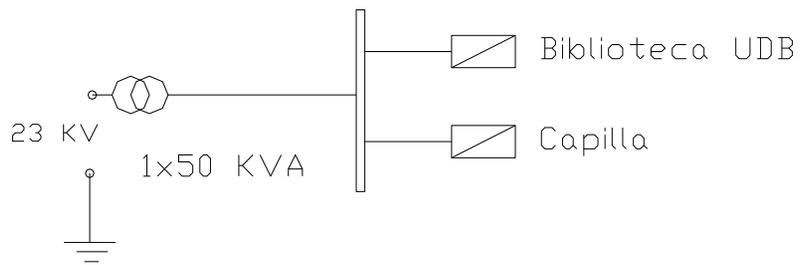
Subestación Trifásica 3x167 KVA CITT



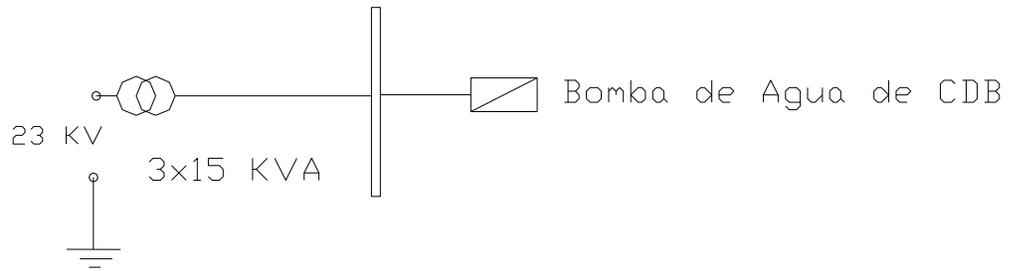
Subestación Monofásica 1x100 KVA UDB



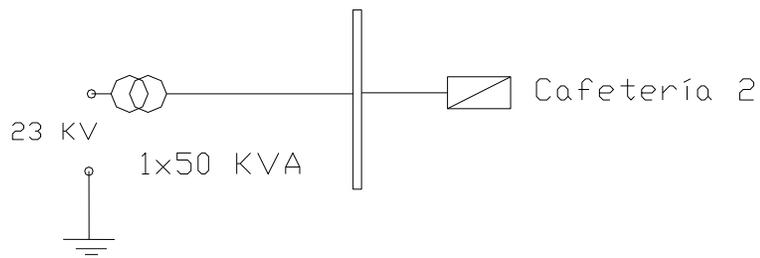
Subestación Monofásica 1x50 KVA UDB



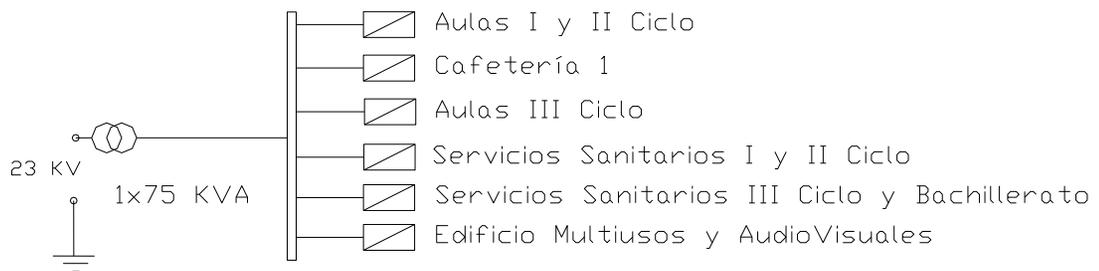
Subestación Trifásica 3x15 KVA (Bomba de Agua)



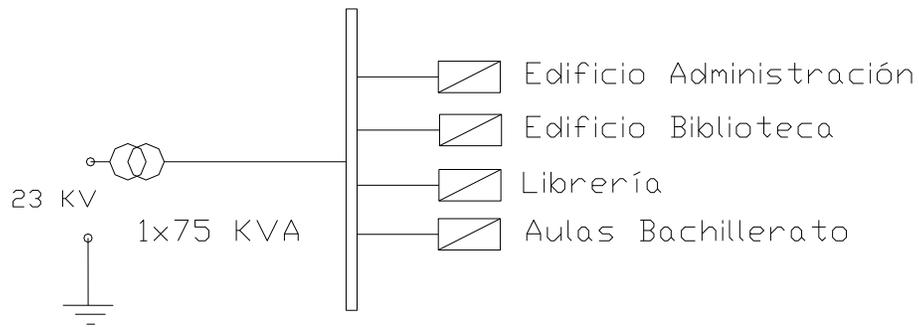
Subestación Monofásica 1x50 KVA Colegio Don Bosco



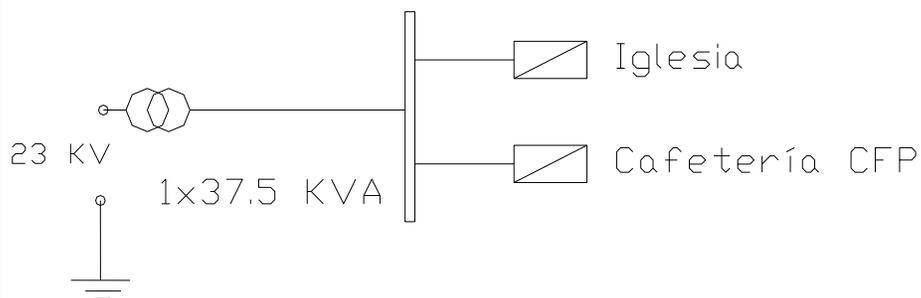
Subestación Monofásica 1x75 KVA Colegio Don Bosco



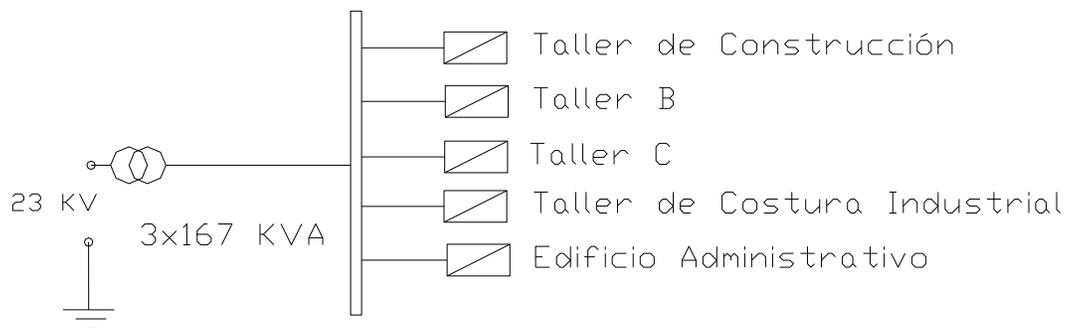
Subestación Monofásica 1x75 KVA Colegio Don Bosco



Subestación Monofásica 1x37.5 KVA CFP



Subestación Trifásica 3x167 KVA CFP



Nota: El voltaje del lado de alta de las subestaciones es indicado en Voltaje Línea-Línea.

Anexo 13.

Resumen de las Subestaciones Instaladas en
Ciudadela Don Bosco, Aires Acondicionados en el
CITT y Determinación de los Seteos del Programa de
Control

Resumen de las Sub-estaciones instaladas en Ciudadela Don Bosco (Bajo medición Primaria)

Localización	Tipo Sub-estación	Capacidad (KVA)
UDB	1x50 KVA	50
	1x37.5 KVA	37.5
	1x100 KVA	100
Capacidad Total (KVA)		187.5

Localización	Tipo Sub-estación	Capacidad (KVA)
CDB	3x15 KVA	45
	1x50 KVA	50
	1x75 KVA	75
	1x75 KVA	75
Capacidad Total (KVA)		245

Localización	Tipo Sub-estación	Capacidad (KVA)
CITT	3x167 KVA	501
	1x100 KVA	100
	3x167 KVA	501
	3x167 KVA	501
Capacidad Total (KVA)		1603

Localización	Tipo Sub-estación	Capacidad (KVA)
CFP	1x37.5 KVA	37.5
	3x167 KVA	501
Capacidad Total (KVA)		538.5

Capacidad Total Instalada en Sub-estaciones (KVA)	2574
--	-------------

Capacidad Total Instalada en Sub-estaciones en CITT (KVA)	1603
Porcentaje de capacidad en sub-estaciones del CITT (Del total)	62.3%

Capacidad Total Instalada en Sub-estaciones de 3x167 (KVA)	2004
Porcentaje de capacidad en sub-estaciones 3x167 KVA (Del total)	77.9%

TABLA 1

Nota: Aquí no han sido tomadas en cuenta las sub-estaciones que sean alimentadas por otro punto de entrega que no sea el punto donde se tiene medición a mediana tensión

Anexo 14.

Comportamiento de la Demanda Diaria
Registrada en las Subestaciones del CITT.

Promedio de los Datos Medidos los días 23 y 24 de Marzo de 2006 en las subestaciones 1 y 2 del CITT

Hora	Potencia Promedio del CITT (KW)
08:00	80
08:10	81
08:20	91
08:30	97
08:40	104
08:50	103
09:00	111
09:10	134
09:20	136
09:30	134
09:40	149
09:50	146
10:00	145
10:10	150
10:20	153
10:30	150
10:40	159
10:50	166
11:00	151
11:10	180
11:20	147
11:30	157
11:40	155
11:50	156
12:00	135
12:10	137
12:20	124
12:30	113
12:40	114
12:50	118
01:00	122
01:10	142
01:20	164
01:30	168
01:40	177
01:50	178
02:00	171
02:10	172
02:20	169
02:30	177
02:40	179
02:50	182
03:00	171
03:10	174
03:20	188
03:30	178
03:40	181
03:50	176
04:00	175
04:10	170
04:20	169
04:30	166
04:40	164
04:50	167
05:00	145
05:10	132
05:20	122
05:30	110
05:40	106
05:50	101
06:00	109
06:10	105
06:20	119
06:30	118
06:40	121
06:50	119
07:00	105

