

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Eficiencia Energética y Potencial de Generación Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria

PRESENTADO POR:

MILTON CÉSAR ARBAIZA VENTURA

ENRIQUE ANTONIO LEMUS ALAS

NÉSTOR VLADIMIR LINARES RIVERA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA.

CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO DE 2012.

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**Eficiencia Energética y Potencial de Generación
Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria**

Presentado por :

MILTON CÉSAR ARBAIZA VENTURA

ENRIQUE ANTONIO LEMUS ALAS

NÉSTOR VLADIMIR LINARES RIVERA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS.

San Salvador, Agosto de 2012.

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS.

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 6 de julio de 2012, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director

Firma: Wilber Calderón

2. Ing. Salvador de Jesús Germán
Secretario

Firma: [Handwritten Signature]



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

1- Ing. Marlon Javier Rodríguez

Firma:

2- Ingra. Carmen Elena Torres

3- Ing. José Wilber Calderón Urrutia

Firma: [Handwritten Signatures]
Wilber Calderón

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

Eficiencia Energética y Potencial de Generación Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria.

A cargo de los Bachilleres:

- Enrique Antonio Lemus Alas
- Milton Cesar Arbaiza Ventura
- Néstor Vladimir Linares Rivera

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de: 9.1

(Nueve punto uno)

Contenido

INTRODUCCIÓN	x
OBJETIVOS	xii
JUSTIFICACIÓN	xiii
ALCANCES.....	xiii
CAPÍTULO I: POTENCIAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO Y TIPOS DE PÉRDIDAS.....	2
1.1 Generalidades.....	2
1.2 Tipos de Pérdidas en Sistemas Fotovoltaicos.....	4
1.2.1 Pérdidas por Orientación.....	4
1.2.1.1 Método matemático para el cálculo de pérdidas por orientación.....	5
1.2.1.2 Uso de herramientas informáticas para el cálculo de pérdidas por orientación.....	8
1.2.2 Pérdidas por Inclinación.....	10
1.2.2.1 Determinación de pérdidas por Inclinación por medio del Factor K.....	10
1.2.2.2 Utilizando Censol para calcular pérdidas por Inclinación.....	18
1.2.3 Pérdidas por Sombreado	19
1.2.3.1 Cálculo Matemático de las Pérdidas por Sombras	20
1.2.3.2 Determinar las Pérdidas por Sombra usando Censol.....	25
1.3 Determinación de pérdidas por orientación e inclinación en El Salvador.....	29
1.4 Pérdidas por sombreado en El Salvador.....	34
CAPÍTULO II: ESQUEMAS DE CONEXIÓN COMERCIALES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	40
2.1 Generalidades.....	40
2.2 Sistema fotovoltaico aislado.....	41
2.2.1 Esquema de sistema fotovoltaico aislado (Cargas DC).....	41
2.2.1.1 Componentes que forman parte de la instalación	42
2.2.1.2 Criterios para escoger los componentes del sistema.....	42
2.2.1.2.1 Selección del modulo fotovoltaico	42
2.2.1.2.2 Selección del regulador de carga.....	44
2.2.1.2.3 Selección de la batería:	45
2.2.1.3 Las características principales de este tipo de sistemas son:.....	46
2.2.2 Esquema de sistema fotovoltaico aislado de AC y DC.....	47
2.2.2.1 Componentes que forman parte de la instalación	47

2.2.2.2	Criterios para escoger los componentes del sistema	48
2.2.2.2.1	Selección del inversor	48
2.2.2.3	Las características principales de este tipo de sistemas son:.....	50
2.3	Sistema fotovoltaico con conexión a la red	50
2.3.1	Esquema de un sistema fotovoltaico con conexión a la red.....	51
2.3.2	Componentes de un sistema fotovoltaico con conexión a red.....	51
2.3.3	Criterios para escoger los componentes del sistema.....	52
2.3.3.1	Selección de módulos fotovoltaicos:	52
2.3.3.2	Selección del inversor	53
2.3.3.2.1	Criterios técnicos de selección del inversor:	53
2.3.4	Características del sistema.....	56
2.4	Sistemas fotovoltaicos de respaldo.....	56
2.4.1	Esquemas de conexión de SFV de respaldo	57
2.4.2	Componentes de un SFV de respaldo.....	57
2.4.3	Criterios para escoger los componentes de un SFV de respaldo	58
2.4.3.1	Criterios técnicos del inversor cargador	58
2.4.4	Esquema Alternativo de un sistema fotovoltaico de Respaldo.	59
2.5	Sistema fotovoltaico de Back-Up	60
2.5.1	Esquemas de conexión de SFV de Back-Up	60
2.5.2	Características del inversor de Back-Up	61
2.6	Sistema fotovoltaico híbridos	62
2.6.1	Aplicaciones de sistemas híbridos.....	62
2.6.2	Tipos de sistemas híbridos	63
2.6.2.1	Sistema solar Fotovoltaica con un grupo electrógeno de pequeña potencia	63
2.6.2.2	Sistema Solar Fotovoltaica con Mini hidráulica.....	63
2.6.2.3	Sistema solar fotovoltaico con energía eólica.....	64
2.6.3	Características del sistema.....	64
2.7	Comparación de equipos para sistemas fotovoltaicos.....	65
CAPÍTULO III: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO EN LA EIE UES		69
3.1	Componentes del sistema	69
3.1.1	Paneles fotovoltaicos.....	69
3.1.2	Inversor para conexión a red	72

3.1.3 Inversor Isla.....	74
3.2 Esquema de conexión	76
3.3 Parametrización de los componentes.....	79
3.3.1 Configuración del inversor de conexión a red.	79
3.3.2 Configuración del inversor tipo isla.....	81
3.4 Funcionamiento del sistema.....	85
3.5 Estructuras de soporte para paneles fotovoltaicos.	88
3.5.1 Estructura para tejado inclinado.....	88
3.5.2 Estructura para tejado plano.....	90
3.6 Estructura prototipo para la instalación del sistema FV en la EIE UES.....	94
CAPITULO IV: AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA UES.	98
4.1 Eficiencia, ahorro energético y uso combinado de energía.	98
4.1.1 Eficiencia energética.....	98
4.1.2 Ahorro energético.	101
4.1.3 Uso combinado de energía.	103
4.2 Estimación de la producción anual de energía fotovoltaica en la Ciudad Universitaria.	106
4.2.1 Estimación de pérdidas por orientación.....	113
4.2.2 Estimación de la producción anual.....	117
4.3 Evaluación Económica del Sistema Fotovoltaico.	122
4.3.1 Evaluación económica por facultad.....	129
CONCLUSIONES.....	131
RECOMENDACIONES.....	133
ANEXOS	134
Anexo A-1. Estados financieros proforma.....	136
Anexo A-2. Tablas de pérdidas por sombra para inclinación 15°	136
Anexo A-3. Tablas de Pérdidas por Orientación Usando Censol y el Método Matemático.	138
Anexo A-4. Pliego tarifario vigente al 12 de abril de 2012.	146
Anexo A-5. Hojas de datos del equipo utilizado.	148
Anexo A-6. Legislación para SFV en El Salvador.....	154
Anexo A-7. Fotografías de la investigación de campo.	156

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO I: POTENCIAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO Y TIPOS DE PÉRDIDAS.

Tabla 1-1. Valores teóricos del Factor K para Latitud 10°.	11
Tabla 1- 2. Valores teóricos del Factor K para Latitud 11°	12
Tabla 1-3. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 12°.	12
Tabla 1-4. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 13°.	13
Tabla 1-5. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 14°.	13
Tabla 1-6. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 15°.	14
Tabla 1-7. Valores del Factor de inclinación para Irradiancia Mensual Promedio	14
Tabla 1- 8. Ganancia de Energía en los meses con Factor K mayor que uno.	16
Tabla 1-9. Perdida de Energía en los meses con Factor K menor que uno.	16
Tabla 1-10. Diferencia entre Energía Inclinada y Energía Horizontal.	17
Tabla 1-11. Comparación del valor teórico del Factor K con el valor real.	17
Tabla 1-12. Coordenadas Rectangulares de los puntos de sombra.	22
Tabla 1-13. Coordenadas Angulares de los puntos de sombra.	22
Tabla 1- 14. Constantes del DB HE 5 para $\beta=35^\circ$ y $\alpha= 0^\circ$	25
Tabla 1- 15. Factores de corrección para algunos climas.	31
Tabla 1- 16. Valores de Irradiancia para el 13 de Diciembre.	32
Tabla 1-17. Porcentajes de pérdidas anuales por Orientación.	32
Tabla 1- 18. Comparación de valores de pérdidas entre Censol y método matemático.	33
Tabla 1-19. Porcentajes de pérdidas anuales para inclinación 10°.	33
Tabla 1- 20. Comparación de pérdidas anuales para inclinación de 10°	34
Tabla 1- 21. Valores de Radiación Solar Global para El Salvador.	37
Tabla 1- 22. Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación de 10°.	37
Tabla 1-23. Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación de 15°.	38

CAPÍTULO II: ESQUEMAS DE CONEXIÓN COMERCIALES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Tabla 2- 1. Tipos y parámetros importantes de las baterías para aplicaciones fotovoltaicas.	46
Tabla 2-2. Características mínimas del inversor aislado.	49
Tabla 2- 3. Requisitos mínimos de los inversores para sistemas asilados.	49
Tabla 2-4. Características de Calidad de los Inversores para Conexión a Red.	55
Tabla 2-5. Características relevantes de los inversores	55

CAPÍTULO III: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO EN LA EIE UES

Tabla 3-1. Especificaciones eléctricas bajo pruebas STC.	70
Tabla 3-2. Especificaciones eléctricas bajo pruebas NOCT.	70
Tabla 3-3. Datos técnicos del panel fotovoltaico.	71
Tabla 3-4. Criterios de aplicación para la instalación del panel.	71
Tabla 3-5. Características técnicas Inversor SUNNY BOY 700U.	72
Tabla 3- 6. Datos mecánicos del inversor SUNNY BOY 700U.	73

Tabla 3-7. Operación a diferentes niveles de tensión Inversor SUNNY BOY 700U.	73
Tabla 3-8. Datos técnicos del inversor Island.	75
Tabla 3-9. Estructurado del cable de comunicación entre inversores.	78
Tabla 3-10. Tipos de sistemas disponibles en la QCG.	81
Tabla 3-11. Tipo de fuente externa del sistema fotovoltaico.	82
Tabla 3- 12. Parámetros configurados por medio de Sunny WebBox.	83
Tabla 3- 13. Materiales para estructura en tejado inclinado.	89
Tabla 3-14. Materiales para la estructura de montaje en tejados planos.	92
Tabla 3-15. Total de inversión para la estructura de montaje en la EIE UES	95

CAPITULO IV: AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA UES.

Tabla 4-1. Niveles de Iluminancia para diferentes tipos de locales.	98
Tabla 4-2. Iluminancia medida en locales de la EIE.	99
Tabla 4-3. Resultados del ajuste de los niveles de iluminación.	101
Tabla 4-4. Total de Potencia reducida en la EIE.	103
Tabla 4-5. Energía producida por cada inversor fotovoltaico.	104
Tabla 4-6. Total de dinero ahorrado en concepto de energía.	105
Tabla 4-7. Demanda y aporte de energía en el edificio de la EIE.	105
Tabla 4-8. Aéreas totales del Auditorio de Derecho.	107
Tabla 4-9. Área de techos disponible en la Facultad de Agronomía.	107
Tabla 4-10. Área de techos disponibles en la Facultad de Química y Farmacia.	107
Tabla 4-11. Área de techos disponibles en la Facultad de Odontología.	108
Tabla 4-12. Área de techos disponibles en la Facultad de Medicina.	108
Tabla 4-13. Área de techos disponibles en la Facultad de Humanidades.	108
Tabla 4-14. Área de techos disponibles en la Facultad de Naturales y Matemática.	108
Tabla 4- 15. Área de techos disponibles en la Facultad de Ingeniería y Arquitectura.	108
Tabla 4-16. Área de techos disponibles en la Facultad de Economía.	109
Tabla 4-17. Área de techos disponibles en edificios administrativos.	109
Tabla 4-18. Áreas totales disponibles en la Ciudad Universitaria.	109
Tabla 4-19. Potencial instalable en las Facultades de la UES.	110
Tabla 4- 20. Edificios descartados completamente para el estudio.	112
Tabla 4- 21. Porcentajes de pérdidas anuales por inclinación y orientación.	113
Tabla 4- 22. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando Censol.	114
Tabla 4- 23. Porcentaje de pérdidas anuales globales usando Censol.	115
Tabla 4- 24. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando método matemático.	116
Tabla 4-25. Porcentaje de pérdidas anuales globales usando el método matemático.	117
Tabla 4- 26. Horas Sol Pico para el municipio de San Salvador.	118
Tabla 4- 27. Valores de Y_A de sistemas FV instalados en El Salvador.	120
Tabla 4- 28. Valores de Y_A para diferentes países.	121
Tabla 4- 29. Datos de facturación mensual de electricidad de 2011 en la Universidad de El Salvador.	123
Tabla 4- 30. Estado financiero proforma del primer año.	124
Tabla 4- 31. Estado financiero proforma del segundo año.	124
Tabla 4- 32. Tendencia del precio de la energía eléctrica	125
Tabla 4- 33. Presupuesto de un sistema fotovoltaico de 100 KWp.	127

<i>Tabla 4- 34. Evaluación económica por Facultad.</i>	<i>129</i>
--	------------

ANEXOS

<i>Tabla A1-1. Estados Proforma para los veinticinco años de vida útil del sistema fotovoltaico.</i>	<i>135</i>
<i>Tabla A2- 1. Coeficientes de pérdidas por sombra para inclinación 15°, orientación 0°.</i>	<i>136</i>
<i>Tabla A2-2. Coeficientes de pérdidas por sombra para inclinación 15°, orientación 90°.</i>	<i>137</i>
<i>Tabla A2- 3. Coeficientes de pérdidas por sombra para inclinación 15°, orientación 180°.</i>	<i>137</i>
<i>Tabla A3-1. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando Censol.</i>	<i>138</i>
<i>Tabla A3-2. Porcentaje de pérdidas Orientación Sur usando Censol.</i>	<i>139</i>
<i>Tabla A3-3. Porcentaje de pérdidas Orientación Este usando Censol.</i>	<i>140</i>
<i>Tabla A3-4. Porcentaje de pérdidas Orientación Oeste usando Censol.</i>	<i>141</i>
<i>Tabla A3-5. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando método matemático.</i>	<i>142</i>
<i>Tabla A3-6. Porcentaje de pérdidas Orientación Sur usando método matemático.</i>	<i>143</i>
<i>Tabla A3-7. Porcentaje de pérdidas Orientación Este usando método matemático.</i>	<i>144</i>
<i>Tabla A3-8. Porcentaje de pérdidas Orientación Oeste usando método matemático.</i>	<i>145</i>
<i>Tabla A4- 1. Pliego Tarifario vigente al 12 de Abril del 2012.</i>	<i>146</i>
<i>Tabla A4- 2. Pliego Tarifario vigente al 12 de Abril del 2012.</i>	<i>147</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I: POTENCIAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO Y TIPOS DE PÉRDIDAS.

<i>Figura 1-1. Recorrido del Sol en la Esfera Celeste.</i>	4
<i>Figura 1-2. Determinación del ángulo de Azimut de los paneles fotovoltaicos</i>	5
<i>Figura 1-3. Porcentaje de energía por pérdidas por orientación e inclinación.</i>	6
<i>Figura 1-4. Determinación de límites de inclinación para pérdidas del 10%</i>	7
<i>Figura 1-5. Interfaz principal del programa Censol.</i>	8
<i>Figura 1-6. Interfaz para el cálculo de pérdidas por posición.</i>	9
<i>Figura 1-7. Pérdidas para latitud 13° y orientación +5°.</i>	9
<i>Figura 1-8. Grafica del Factor K para Inclinación 15° y Latitud 13.7°.</i>	15
<i>Figura 1-9. Módulo de Pérdidas por Posición.</i>	18
<i>Figura 1-10. Conjuntos de módulos fotovoltaicos que podrían generar sombra.</i>	19
<i>Figura 1-11. Vista de Planta de situación de sombras en una instalación fotovoltaica.</i>	21
<i>Figura 1-12. Coordenadas de los posibles puntos de proyección de sombra.</i>	21
<i>Figura 1-13. Carta Solar del DB HE 5 Español para el cálculo de pérdidas por sombras</i>	23
<i>Figura 1-14. Ubicación de las coordenadas angulares.</i>	24
<i>Figura 1-15. Interfaz para el cálculo de pérdidas por sombra.</i>	26
<i>Figura 1-16. Cuadrícula para colocar el área de las coordenadas angulares.</i>	27
<i>Figura 1-17. Área total generada por los puntos de sombreado.</i>	28
<i>Figura 1-18. Porcentaje de pérdidas para el ejemplo mostrado.</i>	28
<i>Figura 1-20. Carta Solar para el método de pérdidas por sombra.</i>	38

CAPÍTULO II: ESQUEMAS DE CONEXIÓN COMERCIALES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

<i>Figura 2-1. Esquema de un sistema aislado (Cargas DC).</i>	41
<i>Figura 2-2. (a). Panel Monocristalino, (b). Panel Policristalino, (c). Panel Amorfo.</i>	43
<i>Figura 2-3. Esquema de conexión de un sistema aislado (cargas DC y AC).</i>	47
<i>Figura 2-4. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 1) Panel solar. 2) Sistema electrónico que incluye el inversor en fase con la red, además del metro contador para determinar el consumo y producción de energía. 3) Red eléctrica. 4) Carga eléctrica.</i>	51
<i>Figura 2-5. Esquema de conexión de un SFV de respaldo.</i>	57
<i>Figura 2-6. Esquema Alternativo de un Sistema de Respaldo</i>	59
<i>Figura 2-7. Esquema de conexión de un sistema fotovoltaico de Back-Up</i>	60
<i>Figura 2-8. Funcionamiento de un sistema de Back-Up.</i>	61
<i>Figura 2-9. Esquema de conexión de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico.</i>	63
<i>Figura 2-10. Sistema híbrido fotovoltaico-eólico.</i>	64
<i>Figura 2-11. Comparación entre inversores de tipo aislado.</i>	65
<i>Figura 2-12. Comparación entre inversores de respaldo.</i>	66
<i>Figura 2-13. Comparación entre inversores de conexión a red.</i>	67

CAPÍTULO III: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO EN LA EIE UES

Figura 3-1. Esquema de un sistema fotovoltaico de respaldo.	69
Figura 3-2. Panel fotovoltaico amorfo PVL-144	69
Figura 3-3. Curvas I-V medidas a varios niveles de irradiación solar	71
Figura 3- 4. Inversor SUNNY BOY 700U.	72
Figura 3-5. Configuración para operación a diferentes niveles de tensión SUNNY BOY 700U.	73
Figura 3- 6. Inversor SUNNY ISLAND 5048U.	74
Figura 3- 7. Esquema de conexión del Sistema de Respaldo de la EIE.	76
Figura 3-8. Diagrama unifilar de conexión del sistema fotovoltaico.	77
Figura 3-9. Conexión del cable de datos entre los equipos del sistema fotovoltaico.	79
Figura 3-10. Ventana de configuración del inversor de conexión a red.	80
Figura 3-11. Proceso de carga y descarga de las baterías.	86
Figura 3-12. Comparación entre la red pública, inversor isla y el banco de baterías.	86
Figura 3-13. Funcionamiento del sistema durante tres días.	87
Figura 3-14. Corriente generada por la radiación incidente sobre los PFV.	87
Figura 3-15. Estructura para tejados inclinados.	88
Figura 3-16. Vistas superior y lateral de la estructura de montaje en techos inclinados.	89
Figura 3- 17. Proyecciones de los puntos de anclaje y soporte para la estructura en techos inclinados.	90
Figura 3-18. Tipos de estructuras para determinado grado de inclinación.	90
Figura 3-19. Distancia mínima entre estructuras de montaje de paneles.	91
Figura 3-20. Estructura para montar 4 paneles fotovoltaicos.	92
Figura 3- 21. Vista lateral de la estructura de montaje de paneles en tejados planos.	93
Figura 3-22. Puntos de soporte de la estructura de montaje de paneles en tejados planos.	93
Figura 3-23. Estructura prototipo utilizada en la instalación del SF en la EIE UES.	94
Figura 3- 24. Esquema de inclinación de la superficie del techo y de soporte de los paneles.	95
Figura 3- 25. Triangulo equivalente de la inclinación del techo de la EIE UES.	96
Figura 3- 26. Estructura para los PFV de la EIE.	96

CAPITULO IV: AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA UES.

Figura 4- 1. Locales del Edificio de la EIE usados para determinar el ahorro energético.	100
Figura 4- 2. Edificios de la UES utilizados en la investigación de campo.	111
Figura 4- 3. HSP para superficie horizontal e inclinada a 15°.	119
Figura 4- 4. Incremento de precios de la energía eléctrica.	126

ANEXOS

Figura A5-1. Hoja de datos del Sunny Island 5048US.	148
Figura A5- 2. Hoja de datos del Sunny Island 5048US.	149
Figura A5-3. Hoja de Datos del Sunny Boy SB 700-US.	150
Figura A5-4. Hoja de Datos del Sunny Boy SB 700-US.	151
Figura A5-5. Hoja de datos de Paneles Amorfos PVL-144.	152

<i>Figura A7- 1. Techo del Edificio de Aulas de la Facultad de Agronomía.</i>	156
<i>Figura A7- 2. Edificio de Aulas de la Facultad de Química y Farmacia.</i>	156
<i>Figura A7- 3. Tejado de los Laboratorios de la Facultad de Q.Q. y F.F.</i>	157
<i>Figura A7- 4. Techo del edificio de la Facultad de Medicina.</i>	157
<i>Figura A7- 5.Techo del edificio de Aulas de la Salud, Facultad de Medicina.</i>	158
<i>Figura A7- 6.Techo del edificio Periodismo, Facultad de Ciencias y Humanidades.</i>	158
<i>Figura A7- 7. Techo del edificio de la Escuela de Química, Facultad de Q.Q. y F.F.</i>	159
<i>Figura A7- 8. Techo del edificio de CenSalud.</i>	159
<i>Figura A7- 9. Techo del edificio de Aulas, Facultad de Economía.</i>	160
<i>Figura A7- 10. Techo del edificio de Administración Académica FIA.</i>	160

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha observado como los precios de la energía eléctrica han aumentado, debido a los altos precios del petróleo, en especial en aquellos países que tienen una fuerte dependencia de estos combustibles. Ese costo hace que las empresas generadoras de energía basada en derivados del petróleo tengan los precios más altos del mercado eléctrico, lo que trae como consecuencia el incremento en el precio del KWh al usuario final.

Aparte de los altos precios existe un uso inadecuado de la energía eléctrica pues por ejemplo, se hace mal uso de los equipos de aire acondicionado, algunos locales están diseñados con niveles de iluminación que sobrepasan los niveles mínimos o recomendados; incluso el diseño arquitectónico de los edificios, sin aplicación de conceptos bioclimáticos lleva a un uso indebido de la energía eléctrica.

Durante años se han buscado alternativas para no depender del petróleo para la generación de electricidad, pues aparte de tener generación hidráulica y geotérmica últimamente se están usando en mayor escala la generación fotovoltaica, eólica y biomasa.

En El Salvador se empiezan a hacer esfuerzos por utilizar energías renovables para generar electricidad. Se está tratando de incentivar el uso de energía fotovoltaica a mayor escala, en algunos municipios del país se están realizando estudios de viabilidad de la energía eólica; y algunos ingenios azucareros generan energía eléctrica por medio de la biomasa, ayudando a diversificar un poco la matriz energética nacional.

Debido a los altos precios de la electricidad, es necesario buscar alternativas que ayuden a reducir el consumo de energía y por ende la factura energética mensual. La Universidad de El Salvador en especial, debe de buscar la manera de reducir el consumo de energía eléctrica a mediano y largo plazo, pues los ingresos que obtiene son limitados y eso dificulta en gran medida el quehacer universitario. Se requiere, desde la etapa de diseño, que el arquitecto emplee conceptos de arquitectura bioclimática, establecer un uso adecuado de aires acondicionados o sustituirlos por una adecuada ventilación natural, un buen diseño en los sistemas de iluminación (no excediendo los valores máximos o recomendados) integrado con la luz natural, y hacer un uso combinado de energías renovables y la servida por la distribuidora.

En este trabajo de graduación se presentan alternativas para reducir el consumo de energía eléctrica, utilizando la Escuela de Ingeniería Eléctrica como un prototipo de lo que se puede aplicar a mayor escala dentro de la Ciudad Universitaria. Algunas de esas medidas son por ejemplo: reducir los niveles luminosos en los salones donde se exceda el valor máximo recomendado, ya sea cambiando el tipo de luminaria instalada, cambiando la distribución de

las luminarias o reduciendo el número de las mismas; evaluar los tiempos de uso y la temperatura de ajuste de los aires acondicionados, y el uso combinado de energía de la red y energía fotovoltaica.

En el presente trabajo de graduación, se ha implementado un sistema combinado de energía, fotovoltaica y de la red, en el edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, con el objeto de mostrar el beneficio que conlleva el uso de energías renovables. Se dice que es un sistema combinado pues, alimenta parte de la segunda planta por medio de un sistema fotovoltaico de 720 Wp, que cuenta con el respaldo de un banco de baterías con una capacidad total de 450 Ah; y empleando la red de distribución para alimentar la carga cuando se sobrepasa la potencia máxima ofrecida por el sistema fotovoltaico.

Aparte de esas medidas, dentro de este documento se desarrolla todo el proceso de evaluación del potencial de generación fotovoltaico de los diferentes edificios de la Ciudad Universitaria. Básicamente la evaluación consiste en determinar los edificios que reúnen las mejores condiciones para instalar paneles fotovoltaicos en su techo, y a partir del número de edificios seleccionados y del área de los mismos se determina cuanta energía se puede obtener anualmente.

Pero la determinación del potencial de generación no solo depende del área disponible, pues también en los sistemas fotovoltaicos se dan pérdidas debido al movimiento del Sol a lo largo del año y a otras variables como inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos, así como a la existencia de sombras. Es por eso que se han determinado que tipos de pérdidas pudieran estar presentes en los futuros sistemas fotovoltaicos de la Universidad de El Salvador. Se han calculado los porcentajes de pérdidas anuales por orientación e inclinación para los diferentes ángulos que poseen los techos de los edificios estudiados. También se propone un método para estimar las pérdidas por sombreado, que se generarán a lo largo del año en los campos solares que se lleguen a instalar en los edificios de la UES.

OBJETIVOS

GENERAL

Elaborar un documento que establezca una política energética en las edificaciones actuales y futuras de la ciudad universitaria, que potencien el uso del recurso solar y medidas de eficiencia energética.

ESPECÍFICOS

Determinar el potencial de generación fotovoltaica en kW pico, de los diferentes edificios de la ciudad universitaria, a partir de toda la superficie colectora útil disponible en cada sitio.

Implementar un modelo de utilización del recurso solar y de medidas de eficiencia energética en la escuela de ingeniería eléctrica de la UES

Mostrar los niveles de reducción en la facturación eléctrica que pueden resultar del uso combinado de energía fotovoltaica y energía suministrada por la distribuidora, así como de la aplicación de medidas de ahorro y eficiencia energética

Definir un prototipo de instalación fotovoltaica que reúna las mejores condiciones de aplicación a las actuales y futuras edificaciones dentro del campus de la UES.

JUSTIFICACIÓN

El Salvador, como el resto de países Latinoamericanos, posee una matriz energética con gran dependencia de los derivados de petróleo, para la generación de energía eléctrica así como para otros rubros que definen el desarrollo. A marzo del 2010 el 57% del consumo en energía eléctrica del país era suministrado por plantas térmicas, encareciendo el costo del kWh, y produciendo problemas de contaminación y calentamiento global por la generación de CO₂. En este contexto, el país se enfrenta a grandes retos relacionados con la insuficiente inversión en expansión de la capacidad de generación eléctrica y esto implica desarrollar iniciativas para aportar al gran desafío que el país debe afrontar, por lo tanto es necesaria la diversificación de la matriz energética con especial énfasis en las energías renovables.

Esta dependencia de los combustibles fósiles en la generación eléctrica, así como el modelo de mercado marginalista de compra de energía, en el que el precio por hora lo define el último generador que despacha, ocasiona precios altos en el costo de la energía al consumidor final. La Universidad de El Salvador no es ajena a la problemática ya que presenta una facturación mensual en concepto de energía eléctrica una cantidad cercana a los \$100,000, el cual representa un desembolso significativo lo que lleva a la búsqueda de mecanismos que puedan reducir ese gasto.

Se desea evaluar el potencial de generación fotovoltaica de los edificios de la Ciudad Universitaria para instalar sistemas fotovoltaicos en donde se tengan las mejores condiciones que favorezcan la generación de energía renovable. El objeto es generar una alternativa tal, que permita disminuir la facturación por energía eléctrica a la UES, y aplicar consecuentemente, medidas de ahorro y eficiencia energética.

ALCANCES

La evaluación final del potencial de generación de energía fotovoltaica se realizará en aquellos edificios que hayan sido seleccionados por presentar las mejores condiciones ya sea de ubicación, niveles bajos de sombra y área disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos.

Se usará el edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica como prototipo, para las pruebas de eficiencia, ahorro energético y uso de energías renovables y en base a los resultados obtenidos; se harán las recomendaciones a tomar en cuenta para los edificios de la Ciudad Universitaria seleccionados para el estudio que se desarrolla en este trabajo de graduación.

CAPÍTULO I

PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS.

DESCRIPCIÓN GENERAL

En este capítulo se realiza una breve introducción de los conceptos básicos de energía solar, radiación solar, y como la ubicación e inclinación de los paneles fotovoltaicos puede afectar el nivel de potencia que se puede obtener de ellos.

También se mostrara como la orientación de los paneles fotovoltaicos puede afectar la producción de energía eléctrica, y como esta disminuye según sea la dirección hacia donde fueron ubicados los paneles al ser instalados.

Se calcularán las pérdidas por orientación e inclinación que se pueden obtener al estar instalado un sistema fotovoltaico en los edificios seleccionados de la Ciudad

Por último se hará un estudio general de pérdidas por sombra y como estas pueden afectar una instalación fotovoltaica a lo largo del año.

CAPÍTULO I: POTENCIAL DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO Y TIPOS DE PÉRDIDAS.

1.1 Generalidades.

Con el objeto facilitar al lector la comprensión del documento, a continuación se definirán algunos conceptos básicos relacionados con el tema:

- a) **Energía solar:** es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce a través de la absorción de la radiación en colectores solares, la potencia de la radiación varía según el momento del día; las condiciones atmosféricas que la degradan y la latitud. Se puede asumir que en un día claro sin nubes el valor de la radiación es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. A esta densidad se la conoce como irradiancia.
- b) **Irradiancia:** es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 . La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m^2 (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m^2 y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m^2).

Existen 3 tipos principales de irradiancia:

- **Irradiancia Solar Directa** es aquella que llega a la superficie colectora directamente del Sol.
- **Irradiación Solar Difusa** es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, reemisiones de cuerpos, etc.). Por sus características esta luz se considera venida de todas direcciones. En un día nublado, por ejemplo, sólo tenemos irradiancia difusa.
- **Irradiancia Total (o Global):** es la suma de la irradiancia directa y de la irradiancia difusa.

La tasa de irradiancia depende en cada instante del ángulo que forman la normal a la superficie en el punto considerado y la dirección de incidencia de los rayos solares. Por supuesto, dada la lejanía del Sol respecto de nuestro planeta, podemos suponer, con

muy buena aproximación, que los rayos del Sol inciden esencialmente paralelos sobre el planeta.

- c) Albedo: Es la relación entre la intensidad de la luz reflejada y la incidente por parte de un cuerpo celeste que no emite luz propia. Se mide con un número comprendido entre 0 y 1, después de haberse establecido que 0 es el albedo de un cuerpo que no refleja luz ninguna y 1 es el albedo de un cuerpo que refleja toda la luz incidente. Por ejemplo 0.5, es el albedo de un objeto que refleja el 50% de la luz recibida.
- d) Ángulo de inclinación (β): es el valor del ángulo que forma la superficie de los paneles solares respecto al plano horizontal. Su valor puede oscilar entre 0° (para paneles fotovoltaicos colocados en posición horizontal) y $+90^\circ$ (para paneles colocados en posición vertical).
- e) Ángulo de azimut (α): definido como el valor del ángulo formado entre la orientación del panel fotovoltaico respecto a la dirección Sur. El valor de este ángulo puede variar entre 0° (para paneles orientados hacia el Sur), -90° (orientación hacia el Este), $+90^\circ$ (dirección Oeste) y 180° (dirección Norte).
- f) Hora Sol Pico: es un índice de la radiación solar promedio diaria normalizada a este valor, se obtiene dividiendo el área bajo la curva de irradiación entre 1000 W/m^2 . Es decir:

$$HSP = \frac{\text{Irradiación}}{1000 \text{ w/m}^2}$$

- g) Factor K: Es la relación que existe entre la irradiación recibida en una superficie inclinada y la irradiación recibida en una superficie horizontal, este factor a grandes rasgos puede dar los niveles de pérdidas o ganancias que se pueden obtener a lo largo del año con una inclinación determinada en los paneles fotovoltaicos. Se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Factor K} = \frac{\text{Irradiación Inclinada}}{\text{Irradiación Horizontal}}$$

- h) Irradiación: se define como el área bajo la curva de irradiancia y se expresa en Wh/m^2 .

1.2 Tipos de Pérdidas en Sistemas Fotovoltaicos.

Para determinar el potencial de generación fotovoltaico en la Universidad de El Salvador, primero se debe conocer en principio, el total de área útil que puede ser usada para este fin. Luego es necesario determinar las pérdidas en el lugar de instalación. Existen varios tipos de pérdidas involucradas en los sistemas fotovoltaicos, pero las de principal interés a lo largo de este documento serán las pérdidas por orientación e inclinación.

Se estudiará el efecto que estas tienen sobre la posible generación fotovoltaica y se mostrará como calcular dichas pérdidas de forma matemática y por medio de programas informáticos diseñados para el estudio de instalaciones fotovoltaicas. Es de hacer mención que basándose en la bibliografía sobre generación fotovoltaica (bibliografía que generalmente es desarrollada en Europa) se deberían de realizar mediciones de área de techo solamente a aquellos que estén orientados hacia el Sur, pero en el caso particular del país, y como se mostrará más adelante se consideraron todas las áreas de techo no importando la orientación de las mismas; pues las pérdidas que se obtienen en El Salvador debido a su latitud geográfica no son tan significativas al compararse con los valores que se obtienen en los países europeos.

1.2.1 Pérdidas por Orientación.

Cuando se instala un sistema fotovoltaico, aparte de considerar la inclinación de los paneles fotovoltaicos también se considera la orientación de estos. Pues la generación de energía se puede ver afectada por la orientación que posean los paneles; en mucha bibliografía se sugiere que la orientación de los paneles sea hacia el Sur para lograr la mayor captación de radiación solar y como consecuencia una mayor generación de energía. La orientación de los paneles se rige de esta manera por el movimiento aparente del Sol con respecto a un punto en la Tierra, así como se muestra en la Figura 1-1.

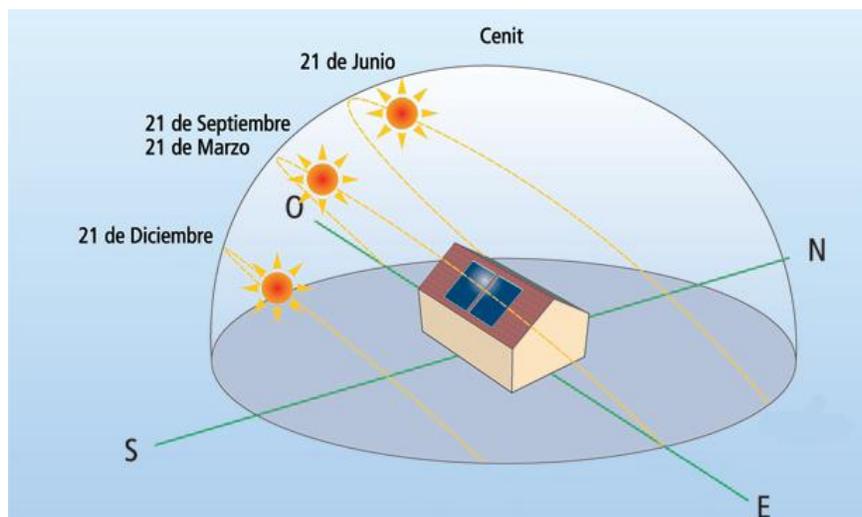


Figura 1-1. Recorrido del Sol en la Esfera Celeste.

En esta figura se observa que a lo largo del año el Sol posee una altura diferente con respecto al plano terrestre, además los rayos incidentes tienen más influencia desde el Sur por lo que generalmente la bibliografía recomienda orientar los paneles hacia el Sur. Es por este movimiento relativo del Sol que se generan pérdidas por orientación en los sistemas.

Para la determinación del potencial de generación de energía fotovoltaica de un determinado lugar es importante saber el nivel de pérdidas que se obtendrá debido a la orientación que se le dé al conjunto de paneles fotovoltaicos (PFV). Es de mencionar además, que aunque la orientación hacia el Sur es la más recomendada en los libros de texto, no quiere decir que no se generen pérdidas de energía (esto se demostrará más adelante). Para la determinación de pérdidas por orientación se pueden utilizar dos métodos, un primer método es el uso de ecuaciones para determinar dichas pérdidas. El otro método es auxiliarse de una herramienta informática diseñada para el estudio de sistemas fotovoltaicos.

1.2.1.1 Método matemático para el cálculo de pérdidas por orientación.

Para calcular las pérdidas por orientación en algunos países se han desarrollado herramientas y mucha información ya se tiene tabulada. Por ejemplo España, donde utilizan el procedimiento planteado en el Documento Básico HE5 de CTE. En ese documento se muestran las ecuaciones a utilizar para determinar las pérdidas que se generan por la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos. Lo que lo vuelve un método compuesto pues, al mismo tiempo se calculan ambos tipos de pérdidas. El procedimiento a seguir consiste en:

Se mide el ángulo de azimut con respecto al Sur de los paneles fotovoltaicos, como se muestra en la Figura 1-2:

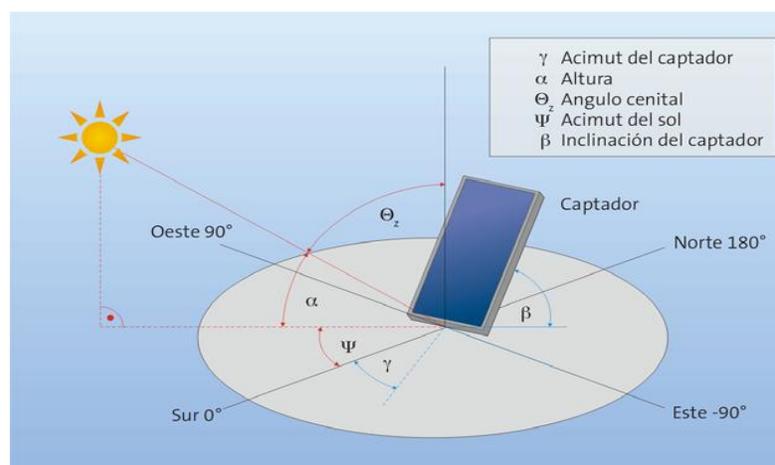


Figura 1-2. Determinación del ángulo de Azimut de los paneles fotovoltaicos¹

¹ Curso Cedic, Año 2010, página 20.

Emplear dependiendo del caso particular, una de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas (\%)} &= 100 * [1.2 \times 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2 + 3.5 \times 10^{-5} \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ. \\ \text{Pérdidas (\%)} &= 100 * [1.2 \times 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ. \end{aligned}$$

Donde:

β : inclinación del panel fotovoltaico con respecto al plano horizontal.

φ : latitud del lugar donde se realiza el estudio.

α : orientación del panel fotovoltaico con respecto al Sur.

De este conjunto de ecuaciones se observa que, la primera ecuación toma en cuenta el ángulo de azimut del panel cuando la inclinación del mismo está entre 15° y 90°. Mientras que la segunda ecuación no considera el ángulo de azimut si la inclinación es menor de 15°. Pues con una inclinación menor a 15° puede considerarse que el panel se encuentra en posición horizontal, con lo cual no estaría orientado en alguna dirección específica. Este método también permite la determinación de los límites de inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos, esto se determina empleando las siguientes ecuaciones:

Inclinación máxima = Inclinación ($\varphi = 41^\circ$) - (41° - latitud)

Inclinación mínima = Inclinación ($\varphi = 41^\circ$) - (41° - latitud), siendo 5° su valor mínimo

Se utiliza $\varphi = 41^\circ$ porque es la latitud de referencia usada en este método, y el término (41° - latitud) adecua el valor de inclinación para cualquier otra de las latitudes que abarcan España (por ejemplo las Islas Canarias que tienen una latitud de +28°). Para determinar la Inclinación ($\varphi = 41^\circ$) se necesita utilizar la Figura 1-3:

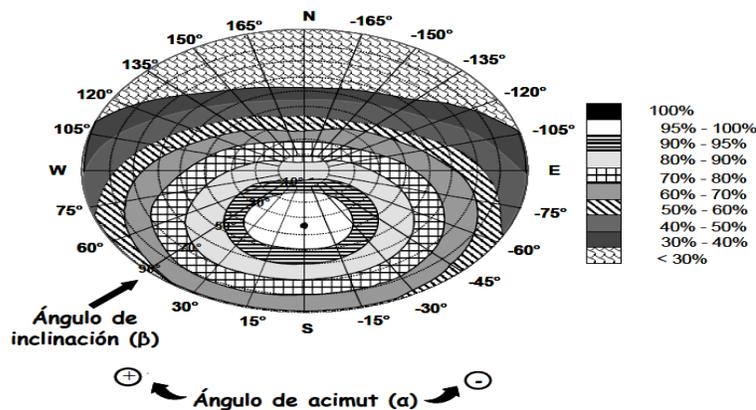


Figura 1-3. Porcentaje de energía por pérdidas por orientación e inclinación.²

² Documento Básico HE, CTE España, Año 2009, página 120.

En la figura anterior se observa que existen diferentes rangos a los cuales, se les asigna un porcentaje de la producción anual que se desea tener en base a la orientación e inclinación de los PFV. Por ejemplo el rango de 95% - 100% indica que, se espera obtener como mínimo un 95% de la producción anual estimada. Estos rangos también indican el porcentaje de pérdidas anuales que se tendrán, para el rango de 95% - 100% se espera entonces tener como máximo un 5% de pérdidas anuales por inclinación y orientación.

Para este procedimiento se necesita conocer el ángulo de azimut del conjunto de paneles fotovoltaicos, luego se ubica el valor correspondiente del azimut dentro del gráfico; después se establece el límite de pérdidas que máximas que se desean tener. Y con ese dato se delimitan los valores de inclinación mínima y máxima, así por ejemplo para un azimut de 15° y un porcentaje de pérdidas del 10% se tiene:

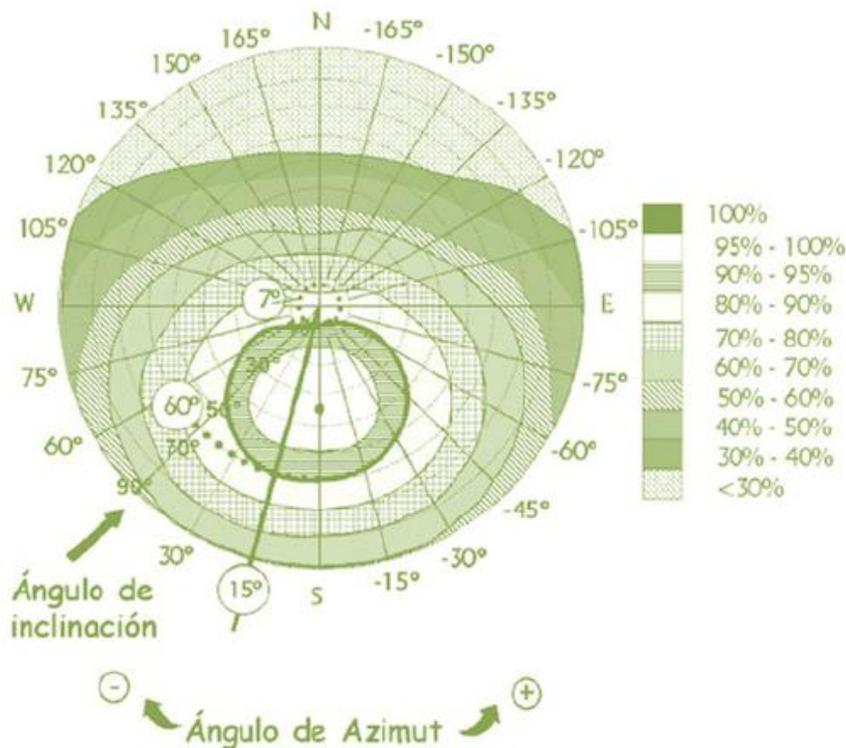


Figura 1-4. Determinación de límites de inclinación para pérdidas del 10%.

De la figura se observa que el valor mínimo y máximo del ángulo de inclinación del panel son 7° y 60° respectivamente. Una vez obtenidos esos resultados se necesita corregirlos para la latitud del lugar en estudio. Por lo que se tiene lo siguiente:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 47^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = -6^\circ$$

Pero el valor mínimo aceptable en este caso es 5° se toma el valor de inclinación mínima de 5° como el dato válido. De esto se observa que con una inclinación entre 5° y 47° y un azimut de 15° se espera que las pérdidas ronden alrededor de un 10%.

1.2.1.2 Uso de herramientas informáticas para el cálculo de pérdidas por orientación.

Como se determino en el apartado anterior, es posible calcular las pérdidas por orientación haciendo uso de un conjunto de ecuaciones diseñadas para esta finalidad. Aunque también es posible realizar dicho cálculo usando programas especializados para sistemas fotovoltaicos, y esto permite comprobar la certeza de los cálculos que se están efectuando.

En este caso particular, el programa que se utilizará para demostrar el procedimiento del cálculo de pérdidas por orientación se llama Censol. Aunque este programa es diseñado en España es de hacer notar que cuenta con información climatológica del país, por lo que este programa se vuelve útil y hasta cierto punto, válido para los cálculos que se van a realizar. Ya instalado el programa en una computadora personal, este muestra la siguiente interfaz:



Figura 1- 5. Interfaz principal del programa Censol.

Luego para calcular las pérdidas por posición se selecciona ese apartado y se da clic sobre el icono resaltado en la interfaz. Ya en la interfaz se selecciona el periodo que se desea evaluar (de Enero a Diciembre, o cualquier otro intervalo) y la latitud del lugar en estudio.

Luego se procede a calcular las pérdidas, obteniendo el resultado según las variables que se modifiquen pues, la interfaz del programa permite variar tanto la orientación como la inclinación del sistema que se está estudiando. Como se muestra en la Figura 1-6:

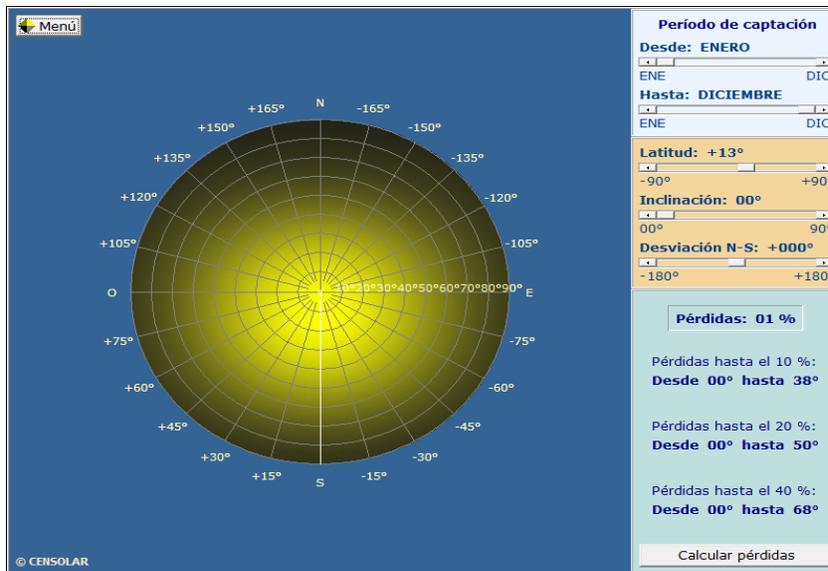


Figura 1-6. Interfaz para el cálculo de pérdidas por posición.

Con esta interfaz se puede fácilmente realizar el cálculo de las pérdidas por orientación o por inclinación. Pues basta con dejar fijo el indicador de Desviación y variar el de Inclinación para obtener datos de las pérdidas, igualmente se puede calcular para las pérdidas por orientación, simplemente dejando fijo el indicador de Inclinación y se hace variar el de Desviación. Este programa permite calcular el porcentaje de pérdidas por orientación para latitud 13° e inclinación de 0° y una orientación 5° , teniéndose los siguientes resultados:

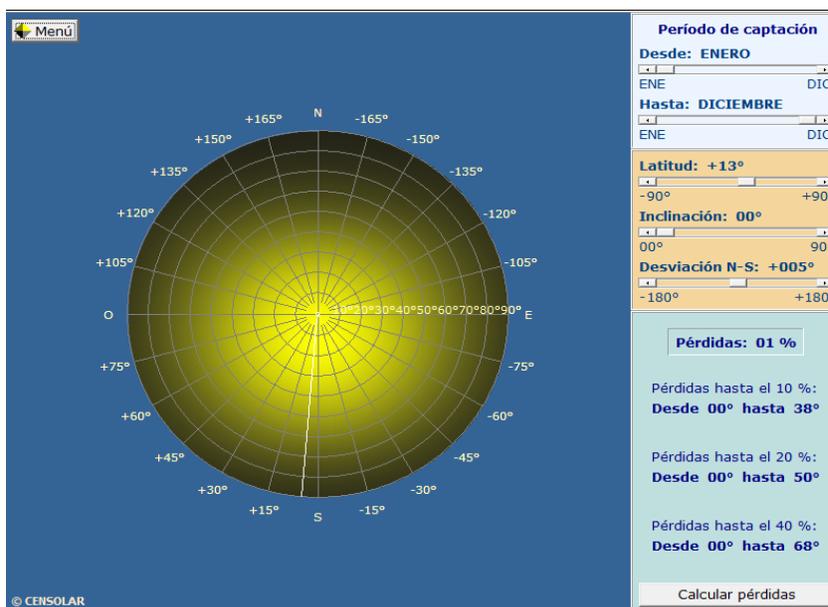


Figura 1-7. Pérdidas para latitud 13° y orientación $+5^\circ$.

Se observa que, con los datos de latitud y orientación introducidos en el programa se tiene un 1% de pérdidas anuales debidas a la orientación de los paneles fotovoltaicos.

1.2.2 Pérdidas por Inclinación.

Otra consideración que se realiza en el estudio del potencial de generación fotovoltaico de un determinado lugar, es evaluar las pérdidas que se generan por la inclinación que se les dará a los PFV. Estas pérdidas también dependen de la latitud del lugar, pues no todos los sitios presentan las mismas características de incidencia de la radiación solar.

Así como el recorrido del Sol a lo largo del año condiciona la orientación de los módulos fotovoltaicos, también lo hace la inclinación. Como se mostró anteriormente existen métodos matemáticos para determinar la inclinación óptima, pero esos métodos presentan limitaciones en el diseño de las mismas; pues consideran variables propias del lugar.

Para este tipo de pérdidas se puede considerar el uso de programas para determinar el total de pérdidas por inclinación, también por medio de programas se puede determinar la inclinación óptima de los PFV. Además existe un criterio matemático que puede ser utilizado al tener la información adecuado del lugar que se está evaluando. Ese criterio es llamado Factor K que es la relación que existe entre la Irradiación Inclinada y la Irradiación Horizontal obtenida en una misma superficie.

1.2.2.1 Determinación de pérdidas por Inclinación por medio del Factor K

Para determinar las pérdidas de una superficie inclinada que este orientada hacia el Sur se puede utilizar el Factor K (si es conocido) de ese lugar. Conociendo dicho valor se puede realizar una proyección de producción de energía a lo largo del año. En cambio si este valor es desconocido pero se tiene un registro de los valores de Irradiación Inclinada y de Irradiación Horizontal, es posible determinar el valor del Factor K y calcular las pérdidas que se generan sobre la superficie inclinada. La desventaja de este método de cálculo de pérdidas, es que solo ofrece los valores para la inclinación en la cual fue medido el valor de la irradiación.

Es decir que si se mide el valor de irradiación de una superficie inclinada a 10° , las pérdidas obtenidas solo pueden considerarse útiles para dicha inclinación; por lo que si se deseara determinar las pérdidas para cualquier inclinación por medio de este método, se debe de medir la Irradiación Inclinada para varios valores de inclinación a lo largo de un año para obtener un buen resultado.

Aunque también este método presenta cierto beneficio al momento de analizar los datos, pues aparte de mostrar las pérdidas que se obtienen a lo largo del año; también muestra la ganancia de energía que se obtiene en el año al estar inclinados los módulos fotovoltaicos.

Si no se ha determinado el Factor K, es posible calcularlo por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Factor K} = \frac{\text{Irradiación Inclined}}{\text{Irradiación Horizontal}}$$

Existen datos teóricos ya elaborados para el Factor K, que pueden encontrarse en diferentes fuentes bibliográficas, estos valores pueden mostrar el comportamiento de las pérdidas por inclinación a lo largo del año para diferentes inclinaciones y latitudes. Así por ejemplo se tienen las tablas del Factor K para las latitudes de 10° a 13° (que abarcan la mayor parte del área Centroamericana):

Latitud 10°										
Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.03	1.05	1.07	1.08	1.09	1.08	1.08	1.06	1.04
Febrero	1.00	1.02	1.04	1.04	1.04	1.04	1.03	1.01	0.99	0.95
Marzo	1.00	1.01	1.01	1.00	0.99	0.97	0.95	0.92	0.88	0.84
Abril	1.00	0.99	0.98	0.96	0.94	0.90	0.87	0.82	0.77	0.72
Mayo	1.00	0.98	0.95	0.92	0.88	0.84	0.79	0.73	0.67	0.61
Junio	1.00	0.98	0.94	0.91	0.86	0.81	0.76	0.70	0.63	0.56
Julio	1.00	0.98	0.95	0.92	0.88	0.83	0.78	0.73	0.66	0.60
Agosto	1.00	0.99	0.98	0.96	0.93	0.89	0.85	0.81	0.76	0.70
Septiembre	1.00	1.01	1.01	1.01	0.99	0.98	0.95	0.92	0.88	0.84
Octubre	1.00	1.03	1.04	1.05	1.06	1.06	1.05	1.03	1.00	0.97
Noviembre	1.00	1.04	1.06	1.09	1.10	1.11	1.11	1.10	1.09	1.07
Diciembre	1.00	1.04	1.07	1.09	1.11	1.11	1.12	1.11	1.10	1.08
Promedio	1.00	1.01	1.01	1.00	0.99	0.97	0.95	0.91	0.87	0.83

Tabla 1-1. Valores teóricos del Factor K para Latitud 10°.³

Esta tabla permite observar el comportamiento del Factor K a lo largo del año para inclinaciones que van desde 0° (completamente horizontal), hasta 45° donde ya se considera que inclinar más los paneles causaría pérdidas mayores. Es de mencionar que los datos que aparecen en esta tabla oscilan entre 1.12 y 0.56 esto indica que, cuando un dato es menor que uno se tienen pérdidas por inclinación; en cambio si el dato es mayor que uno se tiene el efecto contrario, es decir se tiene ganancia de energía por la inclinación de los paneles fotovoltaicos.

³Fuente: <http://www.cleanergysolar.com/2011/09/15/tutorial-tablas-factor-de-correccion-de-k/>

Las demás tablas se muestran a continuación:

Latitud 11°										
Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.03	1.06	1.08	1.09	1.09	1.09	1.08	1.07	1.05
Febrero	1.00	1.02	1.04	1.05	1.05	1.05	1.03	1.02	0.99	0.96
Marzo	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	0.98	0.95	0.92	0.89	0.85
Abril	1.00	0.99	0.98	0.96	0.94	0.90	0.87	0.82	0.77	0.72
Mayo	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	0.84	0.80	0.74	0.68	0.62
Junio	1.00	0.98	0.95	0.91	0.87	0.82	0.77	0.71	0.64	0.57
Julio	1.00	0.98	0.96	0.92	0.89	0.84	0.79	0.73	0.67	0.61
Agosto	1.00	0.99	0.98	0.96	0.93	0.90	0.86	0.82	0.77	0.71
Septiembre	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	0.85
Octubre	1.00	1.03	1.05	1.06	1.06	1.06	1.05	1.04	1.01	0.98
Noviembre	1.00	1.04	1.07	1.09	1.11	1.11	1.12	1.11	1.10	1.08
Diciembre	1.00	1.04	1.07	1.09	1.11	1.12	1.12	1.12	1.11	1.09
Promedio	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	0.97	0.95	0.92	0.88	0.84

Tabla 1- 2. Valores teóricos del Factor K para Latitud 11⁰⁴

Latitud 12°										
Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.03	1.06	1.08	1.09	1.10	1.10	1.09	1.08	2.06
Febrero	1.00	1.02	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.02	1.00	0.97
Marzo	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	0.98	0.96	0.93	0.90	0.86
Abril	1.00	1.00	0.98	0.97	0.94	0.91	0.87	0.83	0.78	0.73
Mayo	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	0.85	0.80	0.75	0.69	0.63
Junio	1.00	0.98	0.95	0.92	0.87	0.83	0.77	0.72	0.65	0.58
Julio	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	0.85	0.80	0.74	0.68	0.62
Agosto	1.00	1.00	0.98	0.96	0.94	0.91	0.87	0.82	0.77	0.72
Septiembre	1.00	1.01	1.02	1.01	1.00	0.99	0.96	0.94	0.90	0.86
Octubre	1.00	1.03	1.05	1.06	1.07	1.07	1.06	1.05	1.02	0.99
Noviembre	1.00	1.04	1.07	1.09	1.11	1.12	1.12	1.12	1.11	1.09
Diciembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.12	1.13	1.13	1.13	1.12	1.10
Promedio	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	0.93

Tabla 1-3. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 12⁰⁵.

^{4,5}Fuente: <http://www.cleanergysolar.com/2011/09/15/tutorial-tablas-factor-de-correccion-de-k/>

Y por ultimo para la latitud de 13° se tiene:

Latitud 13°										
Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.03	1.06	1.08	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.07
Febrero	1.00	1.02	1.04	1.05	1.04	1.06	1.03	1.03	1.01	0.98
Marzo	1.00	1.01	1.02	1.01	1.02	0.99	0.94	0.94	0.91	0.87
Abril	1.00	1.00	0.99	0.97	0.99	0.92	0.84	0.84	0.79	0.74
Mayo	1.00	0.98	0.96	0.93	0.96	0.86	0.76	0.76	0.70	0.64
Junio	1.00	0.98	0.95	0.92	0.95	0.83	0.72	0.72	0.66	0.60
Julio	1.00	0.98	0.96	0.93	0.96	0.85	0.75	0.75	0.69	0.63
Agosto	1.00	1.00	0.99	0.97	0.99	0.91	0.83	0.83	0.78	0.73
Septiembre	1.00	1.01	1.02	1.02	1.02	0.99	0.94	0.94	0.91	0.87
Octubre	1.00	1.03	1.05	1.07	1.05	1.08	1.05	1.05	1.03	1.01
Noviembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.07	1.13	1.13	1.13	1.12	1.10
Diciembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.07	1.13	1.14	1.14	1.13	1.11
Promedio	1.00	1.01	1.02	1.01	1.02	0.99	0.94	0.94	0.90	0.86

Tabla 1-4. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 13°.

Latitud 14°										
Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.04	1.06	1.09	1.10	1.11	1.11	1.11	1.09	1.08
Febrero	1.00	1.03	1.04	1.06	1.06	1.06	1.05	1.04	1.02	0.99
Marzo	1.00	1.01	1.02	1.02	1.01	1.00	0.97	0.95	0.91	0.87
Abril	1.00	1.00	0.99	0.97	0.95	0.92	0.89	0.85	0.80	0.75
Mayo	1.00	0.99	0.96	0.94	0.90	0.86	0.82	0.77	0.71	0.65
Junio	1.00	0.98	0.96	0.92	0.88	0.84	0.79	0.73	0.67	0.61
Julio	1.00	0.99	0.96	0.94	0.90	0.86	0.81	0.76	0.70	0.64
Agosto	1.00	1.00	0.99	0.97	0.95	0.92	0.88	0.84	0.79	0.74
Septiembre	1.00	1.01	1.02	1.02	1.01	1.00	0.98	0.95	0.92	0.88
Octubre	1.00	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08	1.08	1.06	1.04	1.02
Noviembre	1.00	1.04	1.08	1.10	1.12	1.14	1.14	1.14	1.13	1.11
Diciembre	1.00	1.04	1.08	1.10	1.13	1.14	1.15	1.15	1.14	1.13
Promedio	1.00	1.01	1.02	1.02	1.01	0.99	0.97	0.95	0.91	0.87

Tabla 1-5. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 14°.

Latitud 15°										
Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.04	1.07	1.09	1.11	1.12	1.12	1.11	1.10	1.09
Febrero	1.00	1.03	1.05	1.06	1.07	1.07	1.06	1.05	1.03	1.00
Marzo	1.00	1.01	1.02	1.02	1.01	1.00	0.98	0.95	0.92	0.88
Abril	1.00	1.00	0.99	0.98	0.95	0.93	0.89	0.85	0.81	0.76
Mayo	1.00	0.99	0.97	0.94	0.91	0.87	0.82	0.77	0.72	0.66
Junio	1.00	0.98	0.96	0.93	0.89	0.85	0.80	0.74	0.68	0.62
Julio	1.00	0.99	0.97	0.94	0.91	0.87	0.82	0.77	0.71	0.65
Agosto	1.00	1.00	0.99	0.98	0.95	0.93	0.89	0.85	0.80	0.75
Septiembre	1.00	1.02	1.02	1.03	1.02	1.01	0.99	0.96	0.93	0.89
Octubre	1.00	1.03	1.06	1.07	1.09	1.09	1.08	1.07	1.05	1.03
Noviembre	1.00	1.04	1.08	1.11	1.13	1.14	1.15	1.15	1.14	1.12
Diciembre	1.00	1.04	1.08	1.11	1.13	1.15	1.16	1.16	1.15	1.14
Promedio	1.00	1.01	1.02	1.02	1.01	1.00	0.98	0.95	0.92	0.88

Tabla 1-6. Valores teóricos del Factor K para una Latitud de 15°.

Como se mencionó anteriormente, el Factor K es posible calcularlo por medio de los datos de irradiación inclinada promedio e irradiación horizontal promedio. Si se desean datos reales para El Salvador (latitud 13°), se tiene la siguiente tabla que está construida a partir de mediciones de irradiancia orientación Sur e inclinación de 15°.

Mes	Irradiancia inclinada. W/m ²	Irradiancia horizontal. W/m ²	Factor K
Enero	857	756	1.13
Febrero	740	689	1.07
Marzo	847	819	1.03
Abril	635	640	0.99
Mayo	601	624	0.96
Junio	578	608	0.95
Julio	767	810	0.95
Agosto	820	840	0.98
Septiembre	707	694	1.02
Octubre	769	719	1.07
Noviembre	721	652	1.11
Diciembre	776	679	1.14

Tabla 1-7. Valores del Factor de inclinación para Irradiancia Mensual Promedio⁶

⁶Informe de evaluación del sistema fotovoltaico de 24.57 KWp con conexión a la red, instalado en el edificio de oficina central de CEL, Proyecto de Ingeniería, año 2011, página 41

Los datos de esta tabla se pueden interpretar de la siguiente manera:

- En los meses donde el Factor K es menor que uno, son los meses donde se obtienen pérdidas de energía.
- Los meses donde el Factor K es mayor que uno, se obtiene ganancia de energía.

La Tabla 1-7 muestra que, con una inclinación de 15° un sistema fotovoltaico en El Salvador tiene pocas pérdidas de energía; pues solamente los meses de Abril a Agosto se registran las pérdidas mientras que en los meses restantes, se obtiene ganancia de energía.

Los resultados para todo el año se muestran en la Figura 1-8:

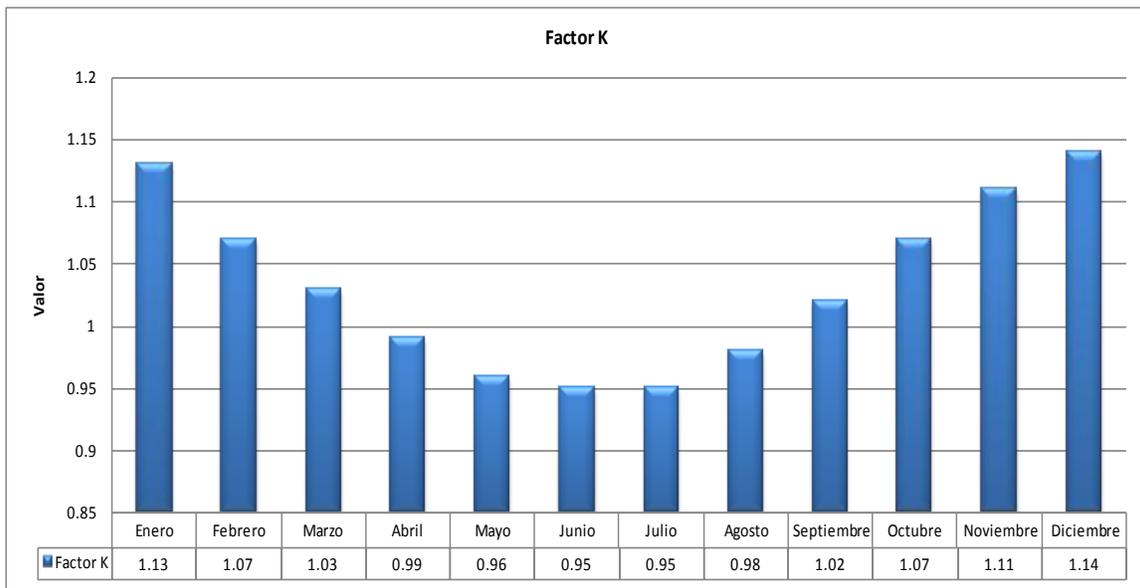


Figura 1-8. Grafica del Factor K para Inclinación 15° y Latitud 13.7°.

En la Figura 1-8 se observa que para este caso particular, prácticamente no existen pérdidas por inclinación en la latitud 13° e inclinación de 15°. Utilizando la información complementaria de estos datos se puede mostrar la energía que se obtuvo en cada uno de los meses del año, para la superficie inclinada y horizontal.

Esos datos se muestran en la tabla siguiente:

Meses	Energía Inclinada	Energía Horizontal	Diferencia	
	(KWh)	(KWh)	(KWh)	(%)
Enero	47,652	41,281	6,371	13.4
Febrero	38,970	35,666	3,305	8.5
Marzo	48,173	46,596	1,577	3.3
Septiembre	39,770	39,321	449	1.1
Octubre	42,853	40,069	2,784	6.5
Noviembre	27,247	24,446	2,801	10.3
Diciembre	24,731	21,293	3,438	13.9
Total	269,396	248,671	20,725	7.7

Tabla 1- 8. Ganancia de Energía en los meses con Factor K mayor que uno⁷.

Estos datos se obtuvieron considerando un área de 227 m² que es el área total del sistema fotovoltaico al cual se le realizaron estas mediciones. Por medio de esta tabla se puede observar que de todos los meses donde se tiene un Factor K mayor que uno, se obtiene una ganancia de energía fotovoltaica del 7.7% con los paneles inclinados a 15°. Luego en los meses donde el Factor K es menor que uno como se menciono antes, se obtienen pérdidas de energía pero que no son muy significantes.

Meses	Energía Inclinada	Energía Horizontal	Diferencia	
	(kWh)	(kWh)	(KWh)	(%)
Abril	36,282	36,775	-492	-1.4
Mayo	28,317	29,626	-1,310	-4.6
Julio	36,881	39,315	-2,434	-6.6
Agosto	45,768	47,212	-1,444	-3.2
Total	147,248	152,928	-5,680	-3.9

Tabla 1-9. Perdida de Energía en los meses con Factor K menor que uno.⁸

La Tabla 1-9 muestra los valores de energía inclinada y de energía horizontal en los meses donde el Factor K es menor que uno, se observa además la potencial perdida de energía en

⁷Informe de evaluación del sistema fotovoltaico de 24.57 KWp con conexión a la red, instalado en el edificio de oficina central de CEL, Proyecto de Ingeniería, año 2011, página 42

⁸Informe de evaluación del sistema fotovoltaico de 24.57 KWp con conexión a la red, instalado en el edificio de oficina central de CEL, Proyecto de Ingeniería, año 2011, página 43

esos cuatro meses; que en total es del 3.9% de pérdidas por inclinación a lo largo del año. Sí al final se engloban tanto la energía inclinada y la energía horizontal se tienen los siguientes resultados:

Periodo 1 Año	Energía Inclinada (kWh)	Energía Horizontal (kWh)	Diferencia (kWh)	Diferencia (%)
Energía	416,644	401,599	15,045	3.61

Tabla 1-10. Diferencia entre Energía Inclinada y Energía Horizontal.⁹

Considerando la energía total que se obtiene sobre la superficie inclinada y la superficie horizontal, se tiene que al final de un año existe una diferencia entre dichas energías de un 3.61% lo que indica que; en El Salvador en lugar de pérdidas por inclinación se obtiene una ganancia de generación de energía del 3.61%, cuando el sistema fotovoltaico está orientado hacia el Sur y tiene una inclinación de 15° respecto a la horizontal. Lo que viene a mostrar la conveniencia de inclinar los paneles fotovoltaicos con un ángulo de inclinación igual o cercano al de la latitud del lugar. Comparando los datos teóricos con los datos reales antes mostrados se tiene la Tabla 1-11:

Latitud 13°							
Meses	Inclinación						
	0°	5°	10°	15°	15° Real	20°	25°
Enero	1.00	1.03	1.06	1.08	1.13	1.10	1.10
Febrero	1.00	1.02	1.04	1.05	1.07	1.04	1.06
Marzo	1.00	1.01	1.02	1.01	1.03	1.02	0.99
Abril	1.00	1.00	0.99	0.97	0.99	0.99	0.92
Mayo	1.00	0.98	0.96	0.93	0.96	0.96	0.86
Junio	1.00	0.98	0.95	0.92	0.95	0.95	0.83
Julio	1.00	0.98	0.96	0.93	0.95	0.96	0.85
Agosto	1.00	1.00	0.99	0.97	0.98	0.99	0.91
Septiembre	1.00	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	0.99
Octubre	1.00	1.03	1.05	1.07	1.07	1.05	1.08
Noviembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.11	1.07	1.13
Diciembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.14	1.07	1.13
Promedio	1.00	1.01	1.02	1.01	1.03	1.02	0.99

Tabla 1-11. Comparación del valor teórico del Factor K con el valor real.

De esta tabla se observa que teóricamente, el mejor valor promedio del Factor K se obtiene con una inclinación de 10° con un valor de 1.02, mientras que el dato real para la inclinación 15° muestra un Factor K promedio de 1.03. De donde se obtiene que la inclinación idónea para una latitud de 13.7° (latitud de San Salvador) es la de 15°.

⁹Informe de evaluación del sistema fotovoltaico de 24.57 KWp con conexión a la red, instalado en el edificio de oficina central de CEL, Proyecto de Ingeniería, año 2011, página 43

1.2.2.2 Utilizando Censol para calcular pérdidas por Inclinación.

En el apartado anterior se demostró como por medio de mediciones físicas y ecuaciones matemáticas, se pueden calcular las pérdidas por inclinación en un sistema fotovoltaico. Ahora se mostrará el método para calcular dichas pérdidas pero esta vez por medio de Censol, programa que se está utilizando para calcular los diferentes tipos de pérdidas que ocurren en los sistemas fotovoltaicos.

Anteriormente se usó Censol para calcular las pérdidas por Orientación, y se menciono que en el módulo donde se calculan esas pérdidas también es posible calcular las que se dan por inclinación. Básicamente se utiliza el mismo módulo, pero en este caso debe dejarse fijo el indicador de Desplazamiento y el que se hace variar es el de Inclinación. A continuación se muestra el procedimiento que se debe realizar.

Se abre el modulo de Pérdidas por Posición, aparece la interfaz donde se colocan los datos necesarios para calcular las pérdidas por inclinación. Igual que para las pérdidas por orientación, se pueden calcular a lo largo del año o solo para un periodo determinado, para cualquier latitud y cualquier inclinación entre 0° y 90°.

Entonces:

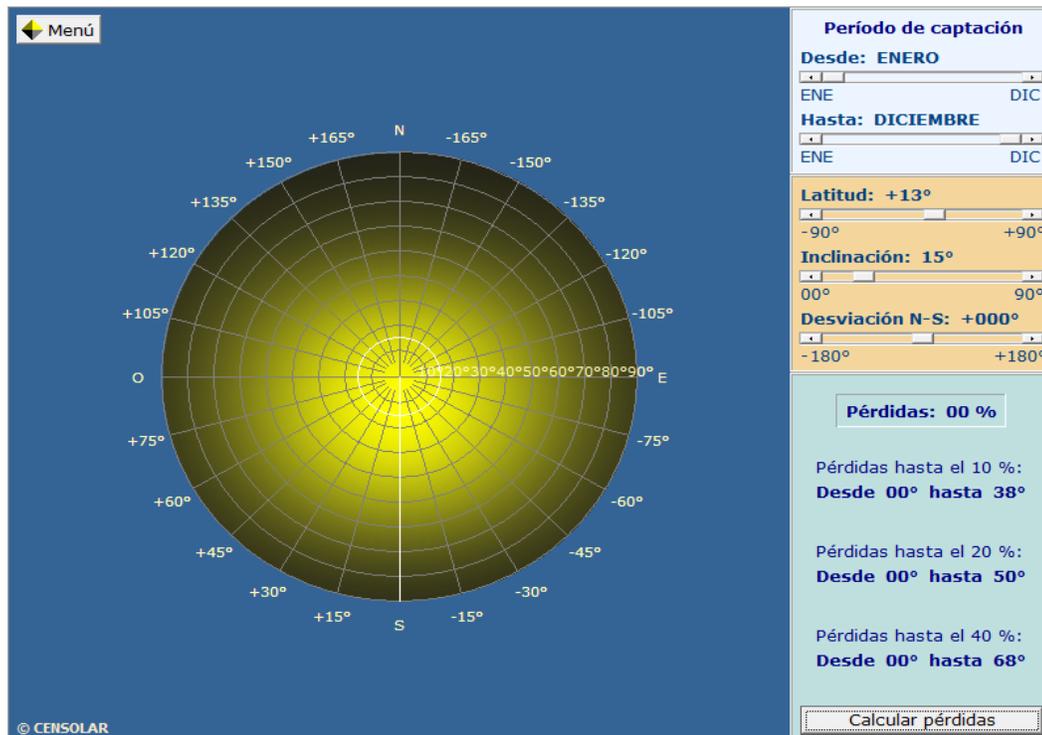


Figura I-9. Módulo de Pérdidas por Posición.

En la Figura 1-9, se muestra el módulo para calcular las pérdidas por posición donde se colocan los parámetros necesarios; entre estos la latitud del lugar (13° para El Salvador), la inclinación que tiene el sistema fotovoltaico y la desviación u orientación pero que para este caso, es necesario dejarlo en 000° , pues solo se desean evaluar las pérdidas por inclinación para PFV orientados hacia el Sur.

Como puede observarse en esta interfaz en el total de pérdidas se tiene un total de 00% , pues como se mostró antes para una latitud de 13° en lugar de pérdidas se tiene ganancia del 3.61% ; y además el programa solamente está diseñado para calcular pérdidas de energía. Este es el proceso a realizar para calcular las pérdidas por inclinación con Censol.

1.2.3 Pérdidas por Sombreado

Otro tipo de pérdidas que se generan en los sistemas fotovoltaicos, son las pérdidas por sombreado ó pérdidas por sombras; en estas pérdidas no tiene mucho efecto el movimiento relativo del Sol, pues estas pérdidas se generan por edificios aledaños a la instalación fotovoltaica u otro tipo de objetos que obstruyan los rayos del Sol, incluyendo los mismos PFV pueden proyectar sombra unos con otros.

Aunque también a lo largo del año el nivel del sombreado puede variar pues, el movimiento del Sol hace variar la dirección y la cantidad de sombra que afecta una instalación fotovoltaica.



Figura 1-10. Conjuntos de módulos fotovoltaicos que podrían generar sombra.

Como se observa en la Figura 1-10 al existir varios conjuntos de módulos fotovoltaicos instalados muy cerca uno del otro, pueden generarse sombra unos a otros por lo que la distancia de separación entre módulos debe colocarse de acuerdo al tamaño del modulo y de su inclinación. Posteriormente se desarrollará una metodología para calcular la separación entre módulos

Así como existen métodos matemáticos para calcular las pérdidas por inclinación y orientación, existen métodos para calcular las pérdidas por sombra que se generan a lo largo del año en una instalación fotovoltaica. El método usado en muchos países para calcular las pérdidas por sombreado se basa en el Documento Básico HE de CTE España, pero en los países donde se utiliza este método se poseen los datos climatológicos propios de cada país y se ajusta el método para el lugar a estudiar.

Si el sistema fotovoltaico que se desea instalar se encuentra en algún lugar que sea circundado por edificios, vegetación u otra situación que le genere sombra; es muy importante determinar el nivel de pérdidas que se tendrán en dicho sistema. Pues aunque no se dejará de producir energía fotovoltaica, esta misma se verá afectada y se reducirá la cantidad de generación esperada. Sería necesaria obscuridad absoluta para que un sistema fotovoltaico dejase de generar energía por la presencia de sombras proyectadas por objetos circundantes.

1.2.3.1 Cálculo Matemático de las Pérdidas por Sombras

Durante el desarrollo de este documento se ha demostrado como calcular matemáticamente las pérdidas por orientación y por inclinación, ahora se mostrará el procedimiento que se debe de realizar para calcular las pérdidas por sombras en una instalación fotovoltaica.

A continuación se detalla el procedimiento a seguir utilizando el establecido para el DB HE5:

- En principio se debe conocer la desviación con respecto al Sur, que presenta el edificio y el conjunto de paneles fotovoltaicos que se van a instalar.
- Luego de conocer la orientación que tiene el edificio con respecto al Sur, se debe determinar el lugar donde se colocarán los PFV. Una vez hecho eso, se considerará ese punto como el punto de origen de un sistema de coordenadas cartesianas, y en función de ese punto se obtienen las coordenadas de los puntos que se considere pueden afectar proyectando sombras al sistema fotovoltaico.

Así pues, para el siguiente ejemplo:

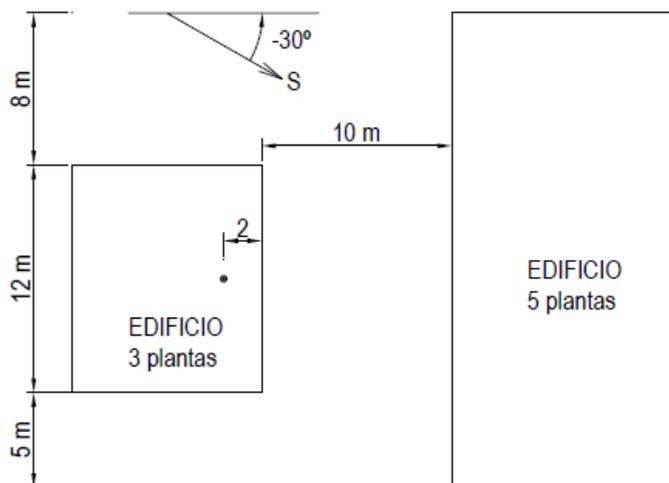


Figura 1-11. Vista de Planta de situación de sombras en una instalación fotovoltaica.

Como se observa en la Figura 1-11, también es necesario conocer las dimensiones de cada uno de los edificios y las diferentes distancias y alturas que existen entre ellos.

- Una vez conocidas las dimensiones y el punto origen del sistema de coordenadas, se procede a obtener las coordenadas de al menos 5 puntos, que se considere pueden producir sombras sobre el sistema fotovoltaico.

Por ejemplo se tendría:

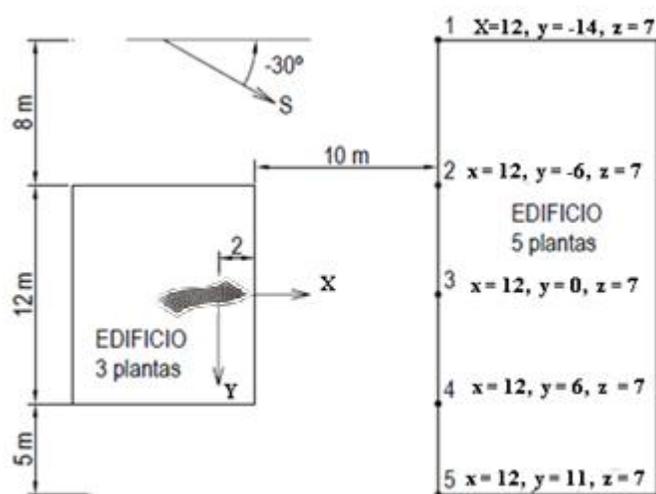


Figura 1-12. Coordenadas de los posibles puntos de proyección de sombra.

Definidas las coordenadas de cada uno de los puntos escogidos, se puede formar una tabla de esta manera:

Punto	X	Y	Z
1	12	-14	7
2	12	-6	7
3	12	0	7
4	12	6	7
5	12	11	7

Tabla 1-12. Coordenadas Rectangulares de los puntos de sombra.

- En la Tabla 1-12, a cada punto seleccionado se le deben de aplicar dos ecuaciones para pasar de coordenadas rectangulares a coordenadas angulares que son las que utiliza este método. Las ecuaciones que se deben de aplicar son las siguientes:

$$elevation = \tan^{-1} \frac{Z}{\sqrt{X^2 + Y^2}}$$

$$azimut = \left(\tan^{-1} \frac{Y}{X} \right) \pm orientacion\ del\ edificio$$

Las ecuaciones se aplican a cada punto de la Tabla 1-12 obteniéndose:

Punto	X	Y	Z	Azimut (°)	Inclinación (°)
1	12	-14	7	-79	21
2	12	-6	7	-57	28
3	12	0	7	-30	30
4	12	6	7	-3	28
5	12	11	7	13	23

Tabla 1-13. Coordenadas Angulares de los puntos de sombra.

Obtener las coordenadas angulares de la inclinación y del azimut es muy importante pues son parte esencial de método.

- Ahora se obtendrá la Carta Solar del país donde está instalado el sistema fotovoltaico. Esta Carta Solar varía de acuerdo al lugar que se escoja, pues depende de la latitud y longitud del lugar. Este instrumento muestra en coordenadas angulares el recorrido aparente del Sol a lo largo del año en el lugar en estudio, y como se comporta a lo largo del día. Esta carta solar se puede obtener por diferentes medios ya sea, por medio de páginas de internet o por medio de programas de estudio de sistemas fotovoltaicos.

Por ejemplo se puede obtener de la pagina del Laboratorio de Monitoreo de Radiación Solar de la Universidad de Oregon. Solo se deben de introducir la latitud, longitud y huso horario del lugar del cual se desea obtener la carta solar; luego aparecen datos de relleno como que formato de hora se desea, los colores que se quieren en la carta solar, etc. La carta solar utilizada en el DB HE5 español es la siguiente:

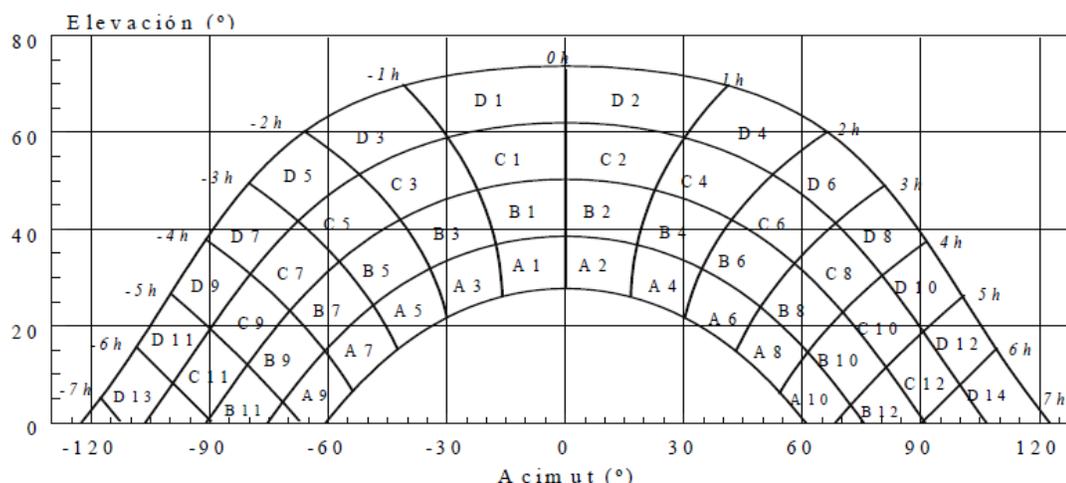


Figura 1-13. Carta Solar del DB HE 5 Español para el cálculo de pérdidas por sombras¹⁰

Esta figura muestra el recorrido aparente del Sol a lo largo del año, muestra además las horas donde se considera que a lo largo del año la producción de energía puede verse afectada por la aparición de sombras.

Se observa además que dentro de la campana que representa el movimiento del Sol se forman pequeñas casillas, numeradas con las letras de la A hasta la D; y estas son acompañadas a su vez con números que van desde uno hasta trece dependiendo del caso. Cada una de esas casillas tiene asignado un valor del porcentaje de irradiación total que se vería afectado si se da una proyección de sombra sobre alguno de ellos.

- Con todos los datos calculados y con la carta solar lista, lo que se realiza a continuación es ubicar cada uno de los cinco puntos en la carta solar en base a las coordenadas angulares que se obtuvieron, y luego se sombrea la parte que queda debajo de esos puntos como se muestra a continuación:

¹⁰Documento Básico HE, CTE España, Año 2009, página HE5-10

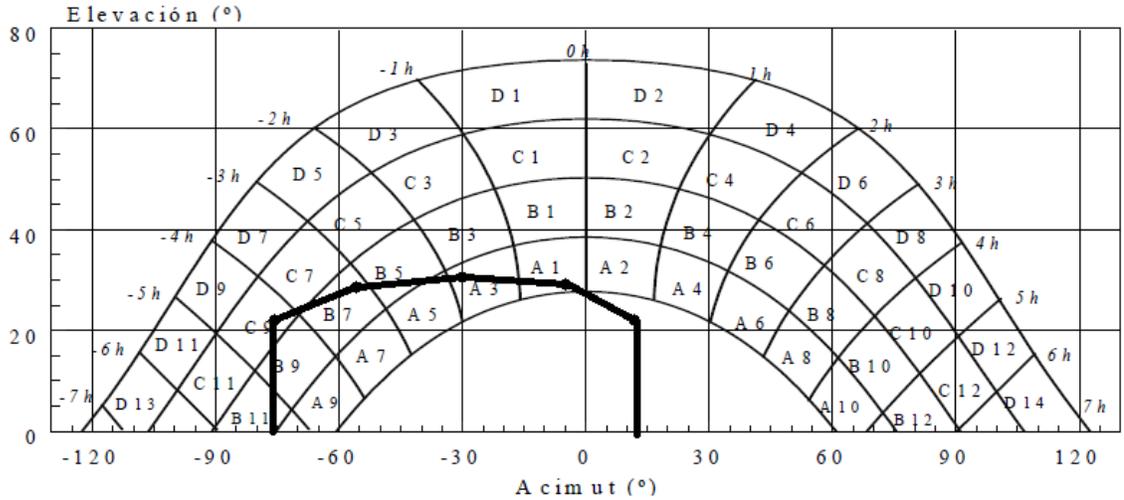


Figura 1-14. Ubicación de las coordenadas angulares.

- Una vez que se han ubicado cada uno de los puntos en base a sus coordenadas angulares en la carta solar, se debe de observar cuales casillas han quedado dentro del área formada por los puntos que se han colocado. Con las casillas que han quedado afectadas, se hace una estimación del porcentaje que está siendo afectado en cada casilla. Se pueden dar cuatro situaciones de afectación:

- El 25%
- El 50%
- El 75%
- El 100%.

Esa estimación se deja a la apreciación de la persona que realiza el cálculo de las pérdidas en el sistema. Para saber el valor que tiene cada una de las casillas se debe consultar el apéndice del DB HE5, donde se encuentran las tablas del porcentaje de cada casilla dependiendo de la orientación e inclinación que presentan los paneles en la instalación fotovoltaica.

Aunque son varias tablas las que ahí aparecen, puede suceder que ninguna sea para la inclinación y orientación del sistema que se está estudiando; para este caso el método sugiere que se utilice la tabla que se adecue mas a la situación que se tiene en la instalación que se está estudiando.

- Una vez se haya seleccionado la tabla adecuada, se debe multiplicar el porcentaje asignado a cada casilla que queda bajo el área de el o los obstáculos que generan sombra, por el porcentaje de afectación que se estima está sufriendo cada casilla. Para este caso se tiene entonces:

$$\begin{aligned} \text{Perdidas por sombra} = & 0.25 * A1 + 0.5 * A3 + A5 + A7 + A9 + 0.25 * B5 \\ & + 0.75 * B7 + 0.75 * B9 + 0.25 * B11 + 0.25 * C9 \end{aligned}$$

Para este caso se debe de utilizar la tabla para $\beta=35^\circ$ y $\alpha=0^\circ$ del apéndice del DB HE 5:

	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.17	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0.00	0.02	0.10	0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.02

Tabla 1- 14. Constantes del DB HE 5 para $\beta=35^\circ$ y $\alpha=0^\circ$

Utilizando las constantes de la tabla anterior y resolviendo la ecuación planteada se tiene entonces:

$$\begin{aligned} \text{Perdidas por sombra} = & 0.25 * 3.17 + 0.5 * 2.70 + 1.84 + 1.00 + 0.13 + 0.25 * 1.50 \\ & + 0.75 * 0.95 + 0.75 * 0.41 + 0.25 * 0.01 + 0.25 * 0.62 \end{aligned}$$

$$\text{Perdidas por sombra} = 6.67\%$$

1.2.3.2 Determinar las Pérdidas por Sombra usando Censol.

Para determinar las pérdidas por sombra, se usará el mismo programa que se usó para mostrar el cálculo por inclinación y orientación. Se explicará el procedimiento que se debe de usar con este programa, que básicamente es igual al método matemático con la excepción que al momento de usar la carta solar, solamente se colocan los datos y el programa proporciona el porcentaje de pérdidas por sombra. Por lo que el usuario no debe estimar que casillas y con qué porcentajes se encuentran afectadas por el área formada por el conjunto de coordenadas.

El módulo que hay que utilizar para calcular este tipo de pérdidas con Censol se llama: Pérdidas por Sombreado. En este módulo los únicos datos que se deben de introducir son la latitud del lugar, la inclinación de los paneles fotovoltaicos y la orientación de los mismos.

Con esos datos, el programa ofrece de una vez la carta solar para la latitud introducida; lo más complicado del uso de este programa es ubicar el área total que se forma por las coordenadas de los puntos que se considera que generarán sombra. Si se desean calcular las pérdidas por sombras usando este programa se debe de realizar el siguiente procedimiento:

- Al abrir el programa se selecciona el módulo Pérdidas por sombreado. Una vez seleccionado dicho módulo se muestra la siguiente interfaz:

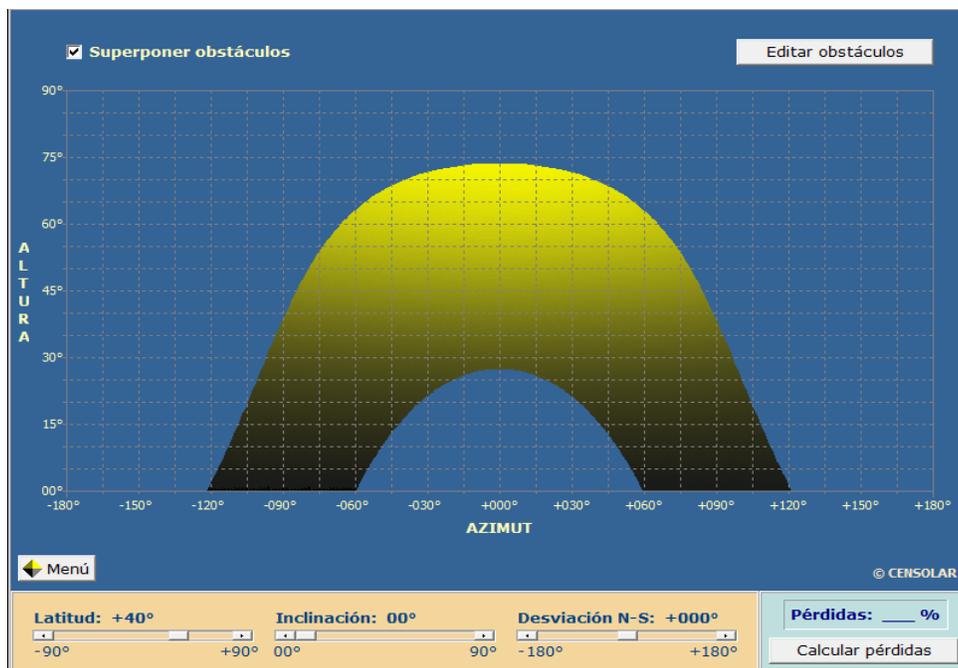


Figura 1-15. Interfaz para el cálculo de pérdidas por sombra.

- Igual que con el método matemático, primero se debe de diseñar un conjunto de coordenadas cartesianas del lugar que se desea estudiar, luego esas coordenadas cartesianas transformarlas a coordenadas angulares para formar una tabla igual a la Tabla 1-13. Una vez hecho esto, se le indica a la interfaz la latitud del lugar, la inclinación y orientación de los paneles. Luego se debe de presionar el botón llamado "Editar obstáculos". Seguidamente el programa muestra una cuadrícula donde se debe de marcar el área que se forma por el conjunto de coordenadas.

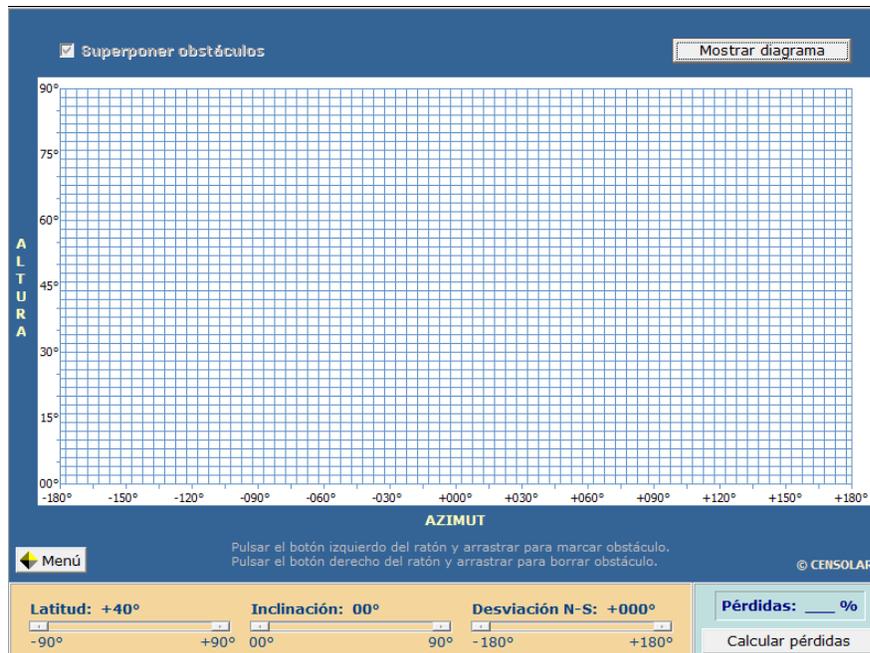


Figura 1-16. Cuadrícula para colocar el área de las coordenadas angulares.

- Una vez se tienen todas las coordenadas angulares de los puntos escogidos, y ya una vez se está en la interfaz de la cuadrícula lo que se debe de hacer es marcar cada uno de los cuadros que conforman el área que generará sombra, esto se hace manteniendo presionado el botón izquierdo del ratón de la computadora, si en dado caso se marca una casilla por error se debe de pulsar el botón derecho del ratón y pasarlo sobre la casilla marcada por error; lo que la elimina del análisis.

Utilizando las coordenadas obtenidas en el método matemático, lo primero que se puede hacer es ubicarlas en la cuadrícula y luego unir las entre ellas, para luego generar el área que se obtuvo utilizando el método del DB HE5. Se tiene lo siguiente:

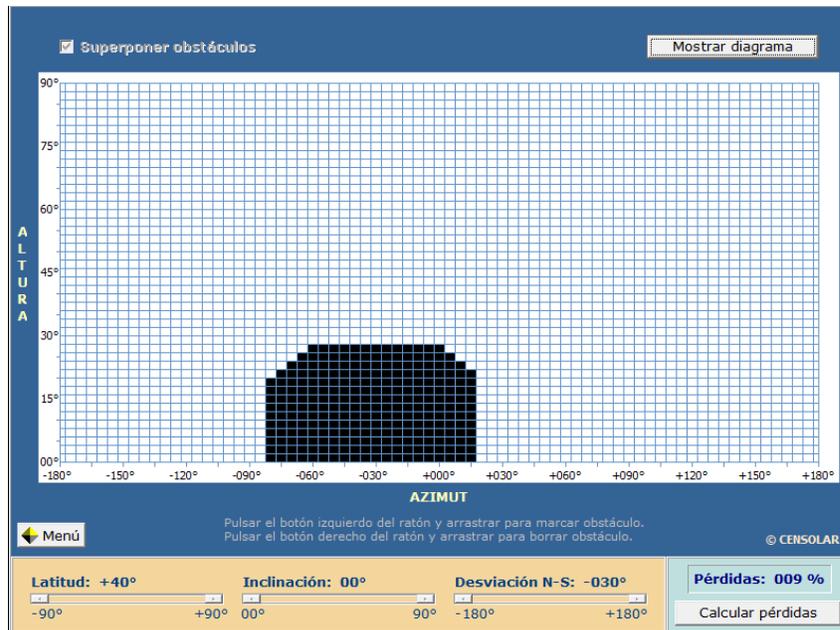


Figura 1-17. Área total generada por los puntos de sombreado.

Una vez que se ha realizado esto, se pulsa el botón "Mostrar diagrama" que regresa a la interfaz principal del módulo de Pérdidas por sombreado. Por último se pueden ajustar los parámetros de inclinación y orientación, a la situación que se tiene en el sistema fotovoltaico y a partir de ahí calcular las pérdidas por sombra pulsando el botón "Calcular pérdidas". Obteniéndose al final el porcentaje de pérdidas por sombra que se tendrá en el sistema que se analiza, como muestra la siguiente figura.

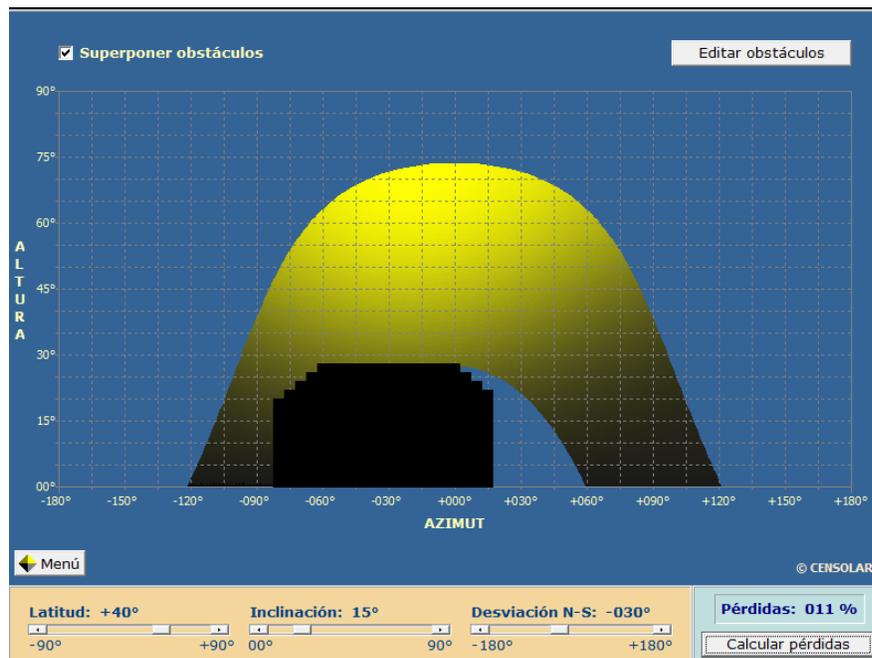


Figura 1-18. Porcentaje de pérdidas para el ejemplo mostrado.

1.3 Determinación de pérdidas por orientación e inclinación en El Salvador.

Anteriormente se mostró como otros países calculan las pérdidas por orientación e inclinación utilizando métodos matemáticos. Y aunque en este documento no se propone un método específico para realizar ese cálculo, se mostrará el procedimiento que se realizó para determinar las pérdidas obtenidas para diferentes inclinaciones y orientaciones aquí en El Salvador.

En la Tabla 1-10 se demostró que con una inclinación de 15° y orientación de 0° se logra obtener una ganancia de 3.61% de generación de energía respecto a la que pueden generar los paneles fotovoltaicos si tienen una inclinación de 0°. En base a ese resultado se toma como referencia la irradiancia que incide sobre una superficie inclinada 15° y orientada a 0°, luego se compara la irradiancia sobre otra superficie que posee otra orientación e inclinación. A partir de esa comparación se establece el porcentaje de pérdidas generado a esa inclinación y orientación.

Para determinar las pérdidas por inclinación y orientación para El Salvador (específicamente San Salvador), se realizó el siguiente procedimiento:

- Se seleccionó un día de cada mes del año con el propósito de analizar el comportamiento de la irradiancia a lo largo de cada día escogido. Para este caso particular se seleccionaron los siguientes días: 17 de Enero, 14 de Febrero, 15 de Marzo, Abril y Mayo, 10 de Junio, 18 de Julio, Agosto y Septiembre, 19 de Octubre, 18 de Noviembre y 13 de Diciembre.

Se escogieron esos días pues, son los días característicos de cada mes. Por día característico se entiende que, cada uno de estos días presenta los valores diarios idénticos a los valores de radiación promedio del mes correspondiente.

- Una vez definidos los días a analizar, es necesario calcular la declinación que se da en cada uno de esos días. Se obtiene el valor de la declinación con la ecuación:

$$\delta = 23.45 * \text{seno} \left(360 * \frac{284 + n}{365} \right)$$

Donde n es el número que le corresponde al día que se está analizando (desde uno hasta 365).

Al haber obtenido la declinación para cada uno de los doce días que se analizarán, se diseña una tabla que contiene la duración de cada día pero, se utilizan los valores medios para realizar el cálculo; es decir se utiliza las 6:30 a.m. (82.5°) en lugar de 6:00 a.m. (90°) y así para las horas restantes.

- Luego se calcula el ángulo de incidencia que ocurre sobre una superficie en cada hora del día, se utiliza la ecuación:

$$\theta = \cos^{-1}(\text{seno}\delta * \text{seno}\varphi * \text{cos}\beta - \text{seno}\delta * \text{cos}\varphi * \text{seno}\beta * \text{cos}\gamma + \text{cos}\delta * \text{cos}\varphi * \text{cos}\beta * \text{cos}\omega + \text{cos}\delta * \text{seno}\varphi * \text{seno}\beta * \text{cos}\gamma * \text{cos}\omega + \text{cos}\delta * \text{seno}\beta * \text{seno}\gamma * \text{seno}\omega)$$

Donde:

δ : la declinación para el día en estudio.

ω : ángulo que representa cada hora del día (negativos para la mañana, positivos para la tarde) .

φ : la latitud del lugar .

β : ángulo de inclinación de la superficie que se estudia.

γ : ángulo de orientación de la superficie en estudio.

Utilizando esta ecuación se puede obtener el ángulo de incidencia de los rayos del Sol sobre cualquier superficie, para cualquier día del año y para cualquier orientación e inclinación.

- Calculados los valores de declinación y ángulo de incidencia para cada uno de los doce días que se estudian en este documento, se procede a aplicar el método de Hottel¹¹ el cual consiste en; primero calcular la transmitancia directa y la difusa, esto se consigue por medio de las ecuaciones:

$$\tau_b = a_0 + a_1 * e\left(-\frac{k}{\text{cos}\theta}\right)$$

$$\tau_d = 0.2710 - 0.2939 * \tau_b$$

Las constantes para τ_b se obtienen de:

$$a_0 = r_0 * [0.4237 - 0.00821 * (6 - A)^2]$$

$$a_1 = r_1 * [0.5055 + .00595 * (6.5 - A)^2]$$

$$k = r_k * [0.2711 + 0.01858 * (2.5 - A)^2]$$

¹¹ "solar engineering of thermal processes", John A. Duffie – William A. Beckman, A Wiley- Interscience Publication JOHN WILEY & SONS, INC., segunda edición

Robert Foster - Majid Ghassemi – Alma Cota. "SOLAR ENERGY Renewable Energy and the Environment" CRC PressTaylor & Francis Group`.

Donde:

A: es la altura del observador en Kilómetros

Para las "r" se tiene la siguiente tabla:

	Tropical	Verano	Sub-ártico	Invierno
r_o	0.95	0.97	0.99	1.03
r_l	0.98	0.99	0.99	1.01
r_k	1.02	1.02	1.01	1.00

Tabla 1- 15. Factores de corrección para algunos climas.

- Por último se calculan la irradiancia extraterrestre, directa, difusa y global para cada hora de cada día en cuestión. Las ecuaciones usadas son:

$$G_{on} \approx G_{sc} * \left(1 + 0.033 * \cos\left(\frac{2\pi}{365} * n\right) \right)$$

$$G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$$

$$G_{cb} = \tau_b * G_{on} * \cos\theta$$

$$G_{cd} = \tau_d * G_{on} * \cos\theta$$

$$G_c = G_{cb} + G_{cd}$$

Donde:

G_{on} : Irradiancia extraterrestre.

G_{sc} : Constante de irradiancia extraterrestre.

G_{cb} : Irradiancia directa.

G_{cd} : Irradiancia difusa.

G_c : Irradiancia global.

- Todos los cálculos detallados desde el ángulo de incidencia hasta la irradiancia global, se deben de realizar para cada hora de cada día que se está estudiando. Para este caso se hicieron estos cálculos primero para una inclinación de 15° y una orientación de 0° y una latitud de 13.7°.

Luego se realizaron cada uno de esos cálculos para diferentes orientaciones pero manteniendo fija la inclinación en 15°. También se calcularon los datos para inclinación y orientación de 0°, y para el caso particular de la mayoría de edificaciones de la Ciudad Universitaria que poseen una inclinación de 10° y una orientación de 5°. Una vez obtenidos estos datos se comparan con los valores obtenidos para inclinación 15° y orientación 0°.

La Tabla 1-16 permite observar los resultados de cada una de la irradiancias que se utilizan para calcular las pérdidas por orientación, para el 13 de Diciembre con inclinación de 15° y orientación de 5° se obtienen los siguientes resultados:

Valor de Irradiancia (W/m ²)			
Hora	Gcb	Gcd	Gc
06:30	30.19	32.41	62.60
07:30	205.09	70.15	275.24
08:30	426.83	85.46	512.29
09:30	624.35	93.74	718.09
10:30	770.31	98.50	868.81
11:30	850.06	100.80	950.86
12:30	856.50	100.98	957.48
13:30	789.06	99.06	888.12
14:30	653.71	94.76	748.47
15:30	463.62	87.23	550.85
16:30	243.06	73.65	316.70
17:30	50.20	42.26	92.45

Tabla 1- 16. Valores de Irradiancia para el 13 de Diciembre.

A continuación se muestran los resultados obtenidos.

Día	Inclinación 15°				
	Orientación				
	5°	45°	90°	135°	180°
17 de Enero	1.75	3.45	21.08	37.91	45.82
14 de Febrero	2.90	4.05	14.19	26.35	41.71
15 de Marzo	2.88	1.56	6.01	12.31	16.07
15 de Abril	2.88	-1.34	-3.49	-4.18	-18.59
15 de Mayo	2.88	-3.96	-12.20	-19.21	-53.68
10 de Junio	2.89	-4.90	-15.49	-24.92	-68.74
18 de Julio	2.89	-4.05	-12.45	-19.75	-54.96
18 de Agosto	2.88	-1.44	-3.98	-4.96	-20.41
18 de Septiembre	2.88	1.52	5.72	12.06	15.54
19 de Octubre	2.89	4.10	14.51	26.52	42.14
18 de Noviembre	2.91	2.39	21.21	38.28	46.37
13 de Diciembre	2.91	4.11	23.69	42.41	51.12
Promedio	2.79	0.46	4.90	10.24	3.53

Tabla 1-17. Porcentajes de pérdidas anuales por Orientación.

La tabla anterior contiene los porcentajes de pérdidas anuales para las orientaciones de 45°, 90°, 135° y 180°. Todas esas orientaciones tienen como referencia una inclinación de 15°. Se observa de la tabla que la orientación de 135° es la que genera más porcentaje de pérdidas con un 10.24%. Mientras que la orientación de 45° es la que menos pérdidas anuales genera con un 0.46% de pérdidas. Para los datos de orientación e inclinación que se obtuvieron en los edificios de la Universidad de El Salvador, se ha desarrollado una tabla para orientaciones de 5°, ±95° y 180°. Por último en la Tabla 1-18 se comparan los valores de pérdidas anuales por Orientación que se obtienen por medio de Censol y del modelo matemático antes descrito.

Inclinación 15°		
Orientación	Censol	Método Matemático
5°	0.00	2.79
45°	1.00	0.46
90°	4.00	4.9
135°	7.00	10.24
180°	8.00	3.53

Tabla 1- 18. Comparación de valores de pérdidas entre Censol y método matemático.

En la tabla siguiente se muestran los porcentajes de pérdidas anuales por inclinación 10° y orientación:

Día	Inclinación 10°		
	Orientación		
	5°	±90°	180°
17 de Enero	9.41	22.09	37.14
14 de Febrero	5.38	14.46	33.28
15 de Marzo	0.39	5.36	11.43
15 de Abril	-5.41	-5.19	-17.84
15 de Mayo	-10.81	-14.74	-20.97
10 de Junio	-13.01	-18.27	-59.41
18 de Julio	-11.12	-15.02	-48.46
18 de Agosto	-5.68	-5.69	-19.34
18 de Septiembre	0.39	5.14	10.98
19 de Octubre	5.47	14.57	33.59
18 de Noviembre	9.41	22.18	37.59
13 de Diciembre	11.2	24.76	41.62
Promedio	-0.37	4.14	3.30

Tabla 1-19. Porcentajes de pérdidas anuales para inclinación 10°.

De esta tabla se observa que para una inclinación de 10° y orientación de 5° que es el caso general de los edificios de la Universidad de El Salvador, no se tienen pérdidas de energía en áreas de techo con esas características, en cambio se obtienen ganancias de 0.37%. Mientras que para orientaciones de ±90° y de 180° se tienen pérdidas de 4.14% y 3.30% respectivamente. A continuación se muestra también la Tabla 1-20, donde se comparan las pérdidas anuales por orientación que se obtienen del uso de Censol y de las ecuaciones matemáticas.

Inclinación 10°		
Orientación	Censol	Método Matemático
5°	0.00	-0.37
90°	3.00	4.14
180°	5.00	3.30

Tabla 1- 20. Comparación de pérdidas anuales para inclinación de 10°

1.4 Pérdidas por sombreado en El Salvador.

En el apartado 1.2.3.1 se mostró el método que se emplea en España para calcular las pérdidas por sombreado generadas en una instalación fotovoltaica. Dicho método utiliza ciertas tablas, donde asigna valores a cada banda horaria dependiendo de la inclinación y orientación del sistema fotovoltaico. La dificultad de utilizar este método en El Salvador es que no se poseen tablas como las del DB HE5 español. En este documento, se proponen dos tablas para aplicar el método para cálculos por sombra aquí en El Salvador. Estas tablas a diferencia de las del DB HE5 solo son para inclinaciones de 10° y 15°. Para determinar los valores de cada una de las tablas mostradas a continuación, se efectuó el siguiente procedimiento.¹²

- Se escogen para este caso siete días a analizar, específicamente el 21 de Enero, 20 de Febrero, Marzo y Abril, 21 de Mayo, Junio y Diciembre pues son los días que utiliza la carta solar que se empleará en este método.

¹² Tomado de "Implementación de un programa de diseño de instalaciones solares térmicas aplicado a ACS, calefacción por suelo radiante y calentamiento de piscinas, y desarrollo del cálculo analítico de pérdidas por sombras", Universidad Politécnica de Cataluña, Año 2007.

http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/4528/1/MEMORIA_Programa%20de%20dise%c3%b1o%20de%20instalaciones%20solares%20t%c3%a9rmicas%2c%20y%20%20c%c3%a1lculo%20de%20p%c3%a9rdidas%20por%20sombras.pdf

La carta solar para El Salvador es la siguiente:

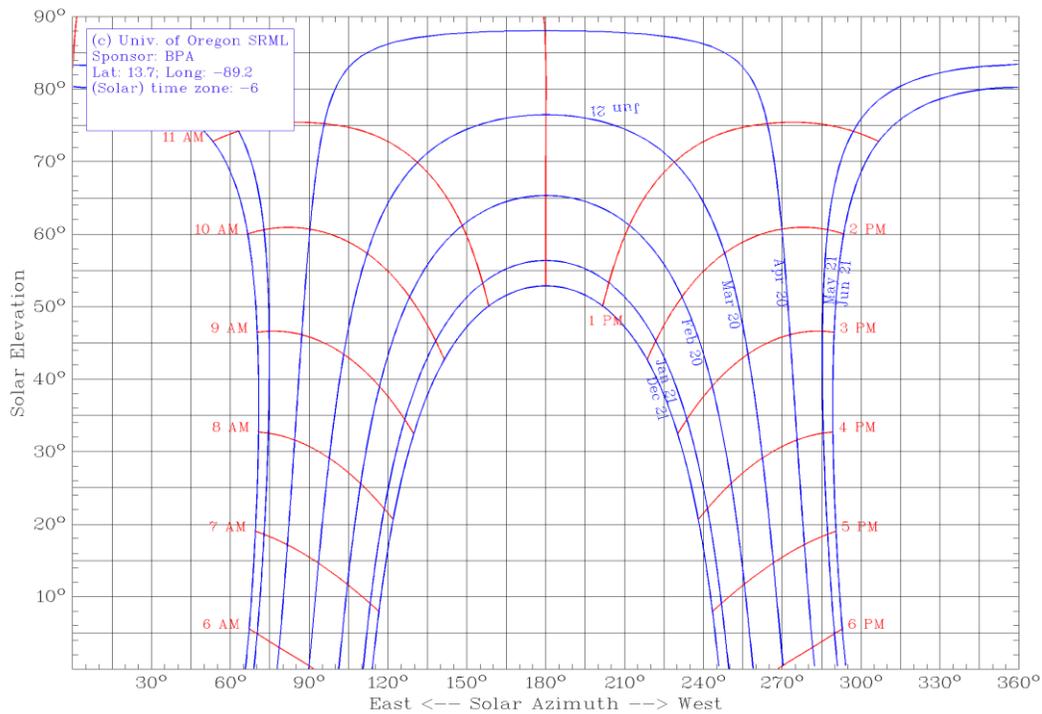


Figura 1-20. Carta Solar para El Salvador.¹³

Se observa en la carta solar el movimiento relativo del Sol a lo largo del año, también se aprecian las bandas horarias para cada uno de los días que utiliza la carta solar.

- Cuando se tienen determinados los días a analizar, se calcula la declinación para cada uno de esos días. Después de eso se debe calcular la duración del día para los siete días en cuestión. Para ese fin se utiliza la ecuación:

$$\omega_s = \cos^{-1}[-\tan\phi * \tan\delta]$$

- Calculada la duración de cada uno de los días en estudio, se divide cada uno de estos en franjas horarias considerando las 12:00 m. como punto de origen expresados en grados 0°, hasta las 6:00 p.m. y 6:00 a.m. ($\pm 90^\circ$) sabiendo que cada hora equivale a 15°.
- Después se deben de calcular la altura y azimut solar para hora de cada día escogido, con esos datos se logra obtener la posición del Sol para cada hora de los días seleccionados. Ese cálculo se hace mediante las ecuaciones siguientes:

$$h = \sin^{-1}(\text{seno}\phi * \text{seno}\delta + \text{cos}\phi * \text{cos}\delta * \text{cos}\omega)$$

¹³Fuente: <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

$$\gamma_s = \sin^{-1} \left(\left(\frac{\cos \delta * \text{seno } \omega}{\cos h} \right) \right)$$

Donde:

h: representa el valor de la altura solar.

ω : valor en grados de la hora que se está analizando.

γ_s : valor del azimut solar.

- Teniendo estos valores horarios para cada día, se deben de calcular las fracciones de radiación difusa y radiación global de cada hora, usando las siguientes ecuaciones (los ángulos deben estar expresados en radianes):

$$r_d = \left(\frac{\pi}{24} \right) * \left(\frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\text{seno } \omega_s - \omega_s * \cos \omega_s} \right)$$

$$r_t = r_d * \left[\left(0.409 + 0.5016 * \text{seno} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \right) + \left(0.6609 - 0.4767 * \text{seno} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \right) * \cos \omega \right]$$

- El paso siguiente es calcular la contribución de radiación incidente global en cada franja horaria, usando la siguiente ecuación:

$$H_g^{horaria} = r_t * H$$

Donde H es la radiación global incidente. Que para este caso debe de tener las unidades MJ/m², por ultimo al valor de H_g horaria se le debe de multiplicar por el factor resultante de dividir la energía sobre una superficie inclinada entre la energía sobre una superficie horizontal (que para este caso particular se escogió el factor K).

- Por último se realizo un ajuste en los datos, pues en la carta solar solo se cuenta con seis franjas y todo el desarrollo se ha hecho con siete días. Razón por la cual se decidió promediar los valores, por ejemplo para la franja de Diciembre y Enero se promediaron los datos obtenidos en esos dos meses; el mismo procedimiento se aplica para los meses restantes.

El valor de H que se utilizó para multiplicarlo por r_t se muestra en la siguiente tabla:

Mes	Radiación Solar KWh/m ² /día	Radiación Solar MJ/m ² /día
Enero	5.1	18.36
Febrero	5.6	20.16
Marzo	6.2	22.32
Abril	5.9	21.24
Mayo	5.2	18.72
Junio	5.3	19.08
Diciembre	4.8	17.28

Tabla 1- 21. Valores de Radiación Solar Global para El Salvador.¹⁴

Como se mencionó anteriormente, para obtener los valores de contribución de radiación horaria se deben de tener dichos datos con unidades de MJ/m².

Al final se obtienen las siguientes tablas de pérdidas por sombreado para inclinaciones de 10° y 15°:

	A	B	C	D	E	F
1	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.18
2	0.45	0.54	0.67	0.75	0.72	0.70
3	1.42	1.52	1.43	1.47	1.31	1.23
4	1.86	1.98	2.14	2.13	1.86	1.72
5	2.41	2.55	2.71	2.67	2.31	2.11
6	2.77	2.92	3.08	3.02	2.60	2.37
7	2.90	3.05	3.21	3.15	2.70	2.46
8	2.77	2.92	3.08	3.02	2.60	2.37
9	2.41	2.55	2.71	2.67	2.31	2.11
10	1.86	1.98	2.14	2.13	1.86	1.72
11	1.18	1.29	1.43	1.47	1.31	1.23
12	0.45	0.54	0.67	0.75	0.72	0.70
13	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.18

Tabla 1- 22. Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación de 10°.

Se diseñó esta tabla pues es la situación que más se repite en los edificios de la Ciudad Universitaria. Con la carta solar necesaria se sigue el mismo procedimiento que el descrito en

¹⁴Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas"(UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN), año 2005.

el DB HE5, de observar cuales franjas horarias quedan dentro del área de los obstáculos y asignar un porcentaje de obstrucción de cada franja, multiplicando ese porcentaje por el valor que corresponde a cada casilla. También se obtuvo la tabla para una inclinación de 15°.

	A	B	C	D	E	F
1	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.18
2	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70
3	1.51	1.62	1.47	1.48	1.33	1.23
4	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
5	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
6	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
7	3.08	3.25	3.31	3.18	2.73	2.46
8	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
9	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
10	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
11	1.26	1.38	1.47	1.48	1.33	1.23
12	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70

Tabla 1-23. Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación de 15°.

Al tener estas tablas se debe de utilizar la siguiente carta solar:

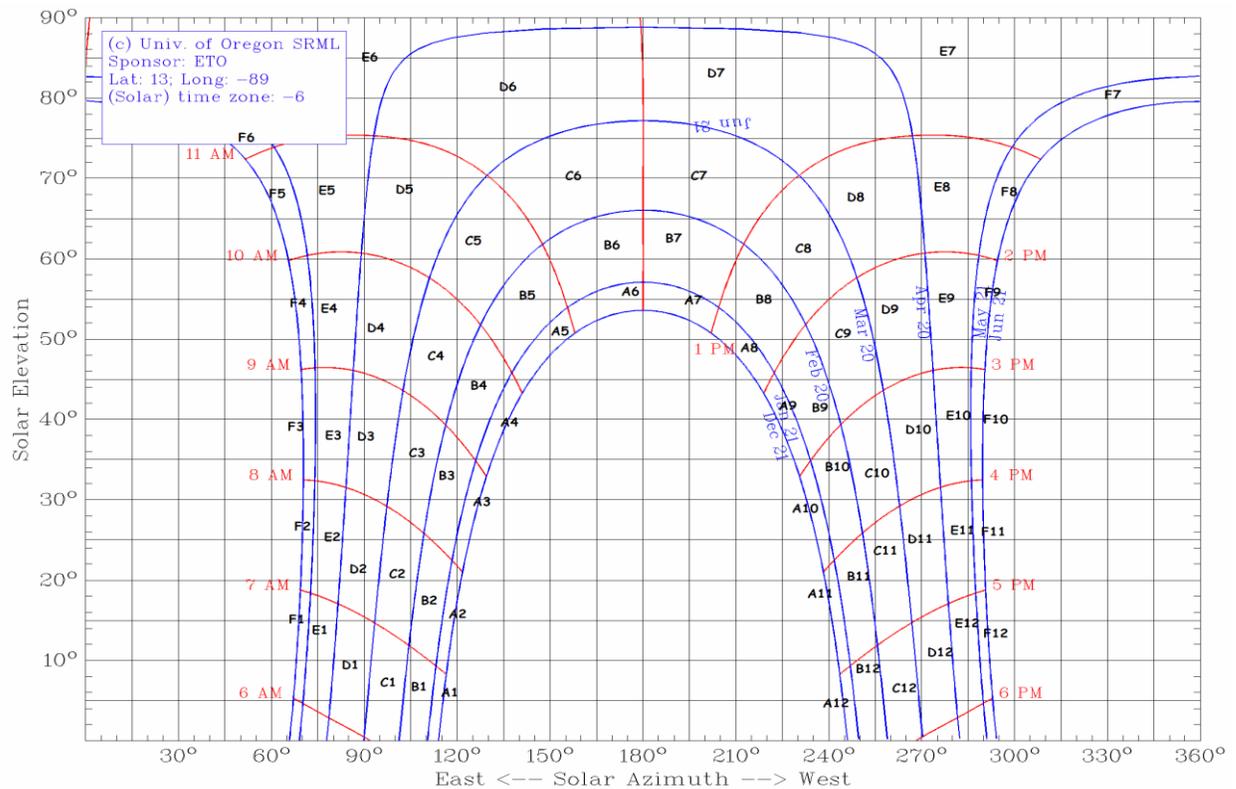


Figura 1-19. Carta Solar para el método de pérdidas por sombra.

CAPÍTULO II

ESQUEMAS DE CONEXIÓN COMERCIALES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

DESCRIPCIÓN GENERAL

En este capítulo se realiza una descripción general de los sistemas de conexión comerciales de los sistemas fotovoltaicos existentes en el mercado, ya sea este sistema aislado, con conexión a la red, sistemas de respaldo, sistemas híbridos y sistemas de back-up.

Se detallarán los componentes de cada topología indicando los criterios técnicos que se deben de tomar en cuenta a la hora de escogerlos.

Así también como los diferentes tipos de inversores que hay en el mercado estableciendo ventajas y desventajas entre uno y otro con el fin de dar al lector un panorama más amplio de estas clases de dispositivos

Por último se darán los sistemas de conexión más ventajosos y con el equipo más eficiente que existe en el mercado.

CAPÍTULO II: ESQUEMAS DE CONEXIÓN COMERCIALES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 Generalidades.

Para que el lector comprenda en profundidad lo referente a los sistemas de conexión fotovoltaica se darán unos conceptos fundamentales y definiciones de los diferentes dispositivos que conforman las diferentes conexiones existentes.

Entre esos conceptos y definiciones fundamentales se tienen:

- i) Un sistema fotovoltaico aislado es aquel que utiliza energía solar para transformarla en energía eléctrica y que no tiene ningún nexo con la red de energía eléctrica.
- j) Un sistema fotovoltaico conectado a la red consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.
- k) Sistemas híbridos para la generación de energía, pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema.
- l) Un sistema fotovoltaico de respaldo tiene la característica que se pueden interconectar a la red eléctrica convencional con respaldo de baterías o aislados de la red eléctrica como sistemas independientes.
- m) Sistema fotovoltaico de back-up es aquel que tiene la cualidad de tener presencia de la red pero del mismo modo puede ser autónoma.

2.2 Sistema fotovoltaico aislado

Este sistema se utiliza en aquellos lugares donde no llega la red eléctrica y resulta más caro montar una infraestructura para conectarse a la red que instalar un sistema fotovoltaico adecuado a las necesidades de consumo. La instalación puede cubrir el 100% de las necesidades eléctricas, aunque puede acompañarse de un sistema de apoyo convencional. Aun así, un consumo responsable por parte del usuario es esencial para aprovechar al máximo la instalación solar, por esto es recomendable utilizar iluminación de bajo consumo y electrodomésticos eficientes para optimizar el sistema.

Para esta clase de sistema existen dos topologías, las aisladas sin acoplamiento AC y con acoplamiento AC, estas se describirán a continuación.

2.2.1 Esquema de sistema fotovoltaico aislado (Cargas DC)

El figura 2-1 muestra un sistema fotovoltaico aislado, el cual, solo es capaz de manejar cargas puramente DC sin ningún tipo de acoplamiento a AC, este esquema es el más utilizado en sistemas de este tipo y tiene una amplia aplicación.

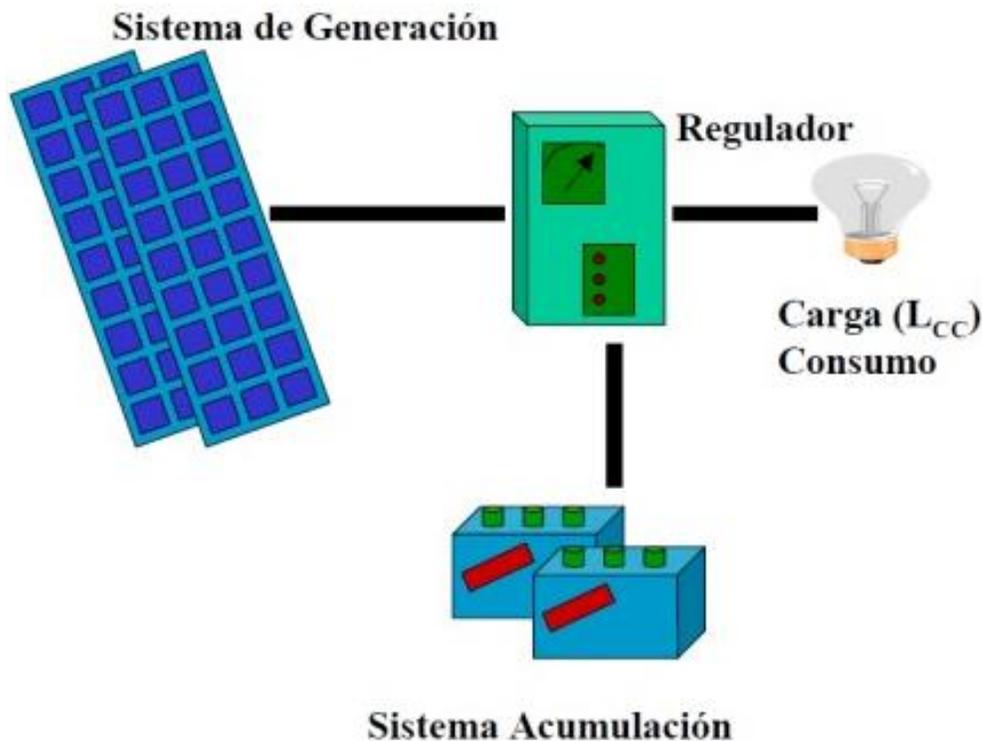


Figura 2- 1. Esquema de un sistema aislado (Cargas DC).

2.2.1.1 Componentes que forman parte de la instalación

Las principales partes que lo conforma son las siguientes:

Módulos Fotovoltaicos: Serán los encargados de la generación eléctrica. Pueden ser de varios tipos, entre ellos, los más utilizados para este tipo de instalación son los paneles con tecnología monocristalina, policristalina y amorfa

Regulador: Se encarga de controlar la carga de las baterías, así como la descarga y evitar cargas o descargas excesivas. De un modo sencillo, un regulador se puede entender como un interruptor, cerrado y conectado en serie entre paneles y batería para el proceso de carga y abierto cuando la batería está totalmente cargada.

Baterías: Se encargan de acumular la energía eléctrica generada por el sistema de generación fotovoltaico para disponer de ella en las horas del día que no luzca el sol. Estas se pueden disponer en serie y/o paralelo para completar los 12, 24 o 48 Vcc que sea adecuado en cada caso. Las baterías utilizadas para estos sistemas pueden permanecer largos periodos de tiempo cargadas y soportar descargas profundas esporádicamente.

2.2.1.2 Criterios para escoger los componentes del sistema.

Estos sistemas están compuestos, normalmente, por un panel fotovoltaico con una capacidad menor que 100 Wp (puede variar dependiendo de la utilidad), un regulador de carga electrónico generalmente a 12 V, una o dos baterías con capacidad total menor que 150 Ah, y entre su consumo pueden estar 2 ó 3 lámparas a 12 V y un tomacorriente para la utilización de aparatos eléctricos de bajo consumo energético diseñados especialmente para trabajar a 12 V. Este sistema es muy empleado en las áreas rurales del país.

2.2.1.2.1 Selección del modulo fotovoltaico

En el mercado existen 3 clases de módulos fotovoltaicos, los cuales se describirán brevemente:

- a) **Silicio puro monocristalino:** Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorios se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%. La Figura 2-2 (a) muestra como son este tipo de paneles.
- b) **Silicio puro policristalino:** Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado en la Figura 2-2 (b) se puede observar

esto. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.

- c) **Silicio amorfo.** Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comerciales del 9%. Figura 2-2 (c) muestra este tipo de paneles.

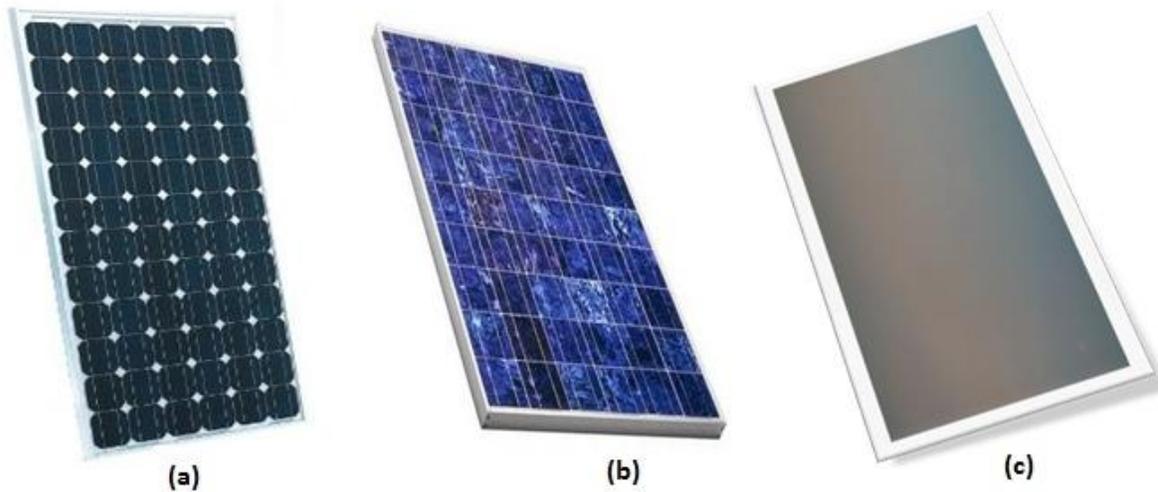


Figura 2- 2. (a).Panel Monocristalino, (b).Panel Policristalino, (c). Panel Amorfo.

Las características que se deben apreciar a la hora de seleccionar estos módulos son:

- Corriente de cortocircuito (ISC).
Es la corriente máxima que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM (condiciones estándar de medición), provocando un cortocircuito. Al no haber resistencia al paso de la corriente el voltaje es cero.
- Voltaje de circuito abierto (VOC).
Es el voltaje máximo que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM, en circuito abierto. Al no haber conexión entre los bornes del panel, la corriente es nula.
- Potencia pico o potencia máxima (P_{MAX}).
El panel fotovoltaico funciona a potencia máxima cuando proporciona una corriente y una tensión tal que su producto es máximo ($I_{MAX} \times V_{MAX} = P_{MAX}$). A ese punto de coordenadas (I_{MAX} , V_{MAX}) se le denomina punto de máxima potencia.

- Corriente y voltaje en el punto de máxima potencia (IMAX y VMAX).
Las mediciones ISC y VOC son casos extremos que se realizan sin conectar ninguna carga al panel solar. En la vida real del módulo, lo normal es que esté conectado a una carga y que fluya una corriente eléctrica al circuito exterior del módulo, circuito que tiene una determinada resistencia al paso de la corriente. Entonces, el trabajo del panel viene dado por la corriente (I) y la tensión (V) que determine la resistencia del circuito y siempre serán valores más pequeños que ISC y VOC. A la corriente y al voltaje que correspondan a la potencia máxima que es capaz de generar el panel se les denomina corriente máxima (IMAX) y voltaje máximo (VMAX).
- Factor de forma (FF).
Resulta ser un parámetro de gran utilidad práctica, ya que nos da una idea de la calidad de la célula. En la práctica el FF siempre tiene un valor más pequeño que la unidad, y la célula solar será tanto mejor cuanto más se aproxime el valor del FF a dicha cifra, ya que más se aproximará la potencia máxima a la potencia ideal. Normalmente en las células comerciales el factor de forma está comprendido entre el 0,7 y el 0,8.
Y se define mediante la siguiente expresión:

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC}V_{OC}} = \frac{I_{MAX}I_{MAX}}{I_{SC}V_{OC}}$$

- Rendimiento (η).
Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.

2.2.1.2.2 Selección del regulador de carga

A la hora de dimensionar un regulador, el objetivo principal es obtener la corriente máxima que va a circular por la instalación. Por lo tanto, se habrá de calcular la corriente que produce el generador FV, la corriente que consume la carga, y la máxima de estas dos corrientes será la que deba soportar el regulador en funcionamiento. La corriente de corte a la que debe actuar el regulador será fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir.

El regulador de carga es un dispositivo que se encarga de proteger la batería. Los criterios para su selección son:

- Tensiones de batería compatibles (12, 24 y 48V).
- Corriente máxima de paneles. Corriente de cortocircuito.
- Corriente máxima que puede proporcionar a la carga.

Entre las funciones que este posee son:

- Proteger la batería contra sobre tensiones.
- Proteger la batería contra descargas profundas.
- Proteger las cargas a condiciones extremas de operación.
- Proporcionar información sobre el sistema al usuario.

2.2.1.2.3 Selección de la batería:

El sistema de almacenamiento en un sistema fotovoltaico está formado por un conjunto de baterías, generalmente de plomo-ácido (Se adaptan mejor a estos tipos de sistemas), que almacenan la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Una de las características más importante de un batería en una instalación fotovoltaica es el ciclado. *El ciclado diario* se refiere a que la batería se carga en el día y se descarga en la noche. Superpuesto a este ciclo diario está el *ciclo estacional* que se asocia a periodos de reducida incidencia de radiación. Estos ciclos conjuntamente con otros parámetros de operación como temperatura ambiente, corriente, etc, inciden sobre la vida útil de la batería y sus requisitos mantenimiento.

Los datos necesarios para un diseño adecuado del acumulador integrado en un sistema fotovoltaico serían los siguientes:

- Tensión de funcionamiento.
- Temperatura media de funcionamiento.
- Temperatura mínima.
- Días consecutivos en los que se pueden producir bajas temperaturas. (Días de autonomía)
- Tipo de regulador usado.
- Facilidad de acceso de montaje y mantenimiento del acumulador en el lugar de la instalación.
- Capacidad de almacenamiento de energía.
- Profundidad de descarga máxima
- La vida útil.

Para alargar la vida de las baterías deben evitarse las siguientes situaciones:

- Elevados voltajes de carga, que elevan la corrosión y pérdida de agua.
- Bajos voltajes en descarga.
- Descargas profundas
- Largos periodos sin recarga total.
- Elevadas temperaturas, que aceleran los procesos de envejecimiento.

- Estratificación del electrolito.
- Bajas corrientes de carga.

Se seleccionara el tipo de batería entre de plomo abierto o sellada según:

- Duración esperada de la batería.
- Temperatura ambiente a la que la batería funcionará.
- Presupuesto disponible.
- Facilidad de realizar el mantenimiento.

En la siguiente tabla se resumen los tipos de baterías con algunos parámetros importantes de tomar en cuenta a la hora de escogerlas.

	Plomo-Acido no sellada (Ciclo Profundo)	Plomo-Acido no sellada (Ciclo Ligero)	Gel-Cell	NiCd
Profundidad de descarga	40-80%	15-25%	15-25%	100%
Autodescarga por mes	5%	1-4%	2-3%	3-6%
Capacidad típica AH/m³	35,314	24,720	8,828	17,660
Rango de capacidades AH/m³	7,062 a 50,323	5,791 a 49,000	3,672 a 16,400	3,630 a 34,961
Capacidad típica AH/Kg	12.11	10.13	4.85	11.10
Rango de capacidades AH/Kg	4.18 a 26.65	2.42 a 20.26	2.20 a 13.87	2.64 a 20.90
Temperatura mínima de operación °C	-6.6	-6.6	-18	-45

Tabla 2- 1. Tipos y parámetros importantes de las baterías para aplicaciones fotovoltaicas.

2.2.1.3 Las características principales de este tipo de sistemas son:

- El voltaje nominal es 12 V de corriente directa (usualmente), esto implica que solamente se puede usar lámparas y aparatos que trabajen a 12 V. Es importante mencionar que, aunque existe una gran variedad de lámparas y electrodomésticos que trabajan a 12 V, en el país puede ser difícil adquirir este tipo de aparatos en el comercio local, particularmente las lámparas, ya que estas representan un precio considerablemente mayor a las lámparas AC comunes.

- El costo comparativo de este tipo de sistema es más accesible para los presupuestos familiares, debido a que se utiliza exclusivamente para satisfacer necesidades básicas de electrificación (luz, TV, Radio, etc), los equipos son de baja capacidad, debido a que el sistema trabaja a 12 V, no se necesita usar un inversor (La ausencia de este ultimo reduce los costos de la instalación). Por estas razones, el costo inicial del sistema es comparativamente menor y muy atractivo para soluciones básicas de electrificación rural fotovoltaica.

2.2.2 Esquema de sistema fotovoltaico aislado de AC y DC

En la figura 2-3 se muestra el esquema de un sistema fotovoltaico aislado con acoplamiento en AC por medio de un inversor, este tiene la peculiaridad de manejar simultáneamente cargas DC y AC.

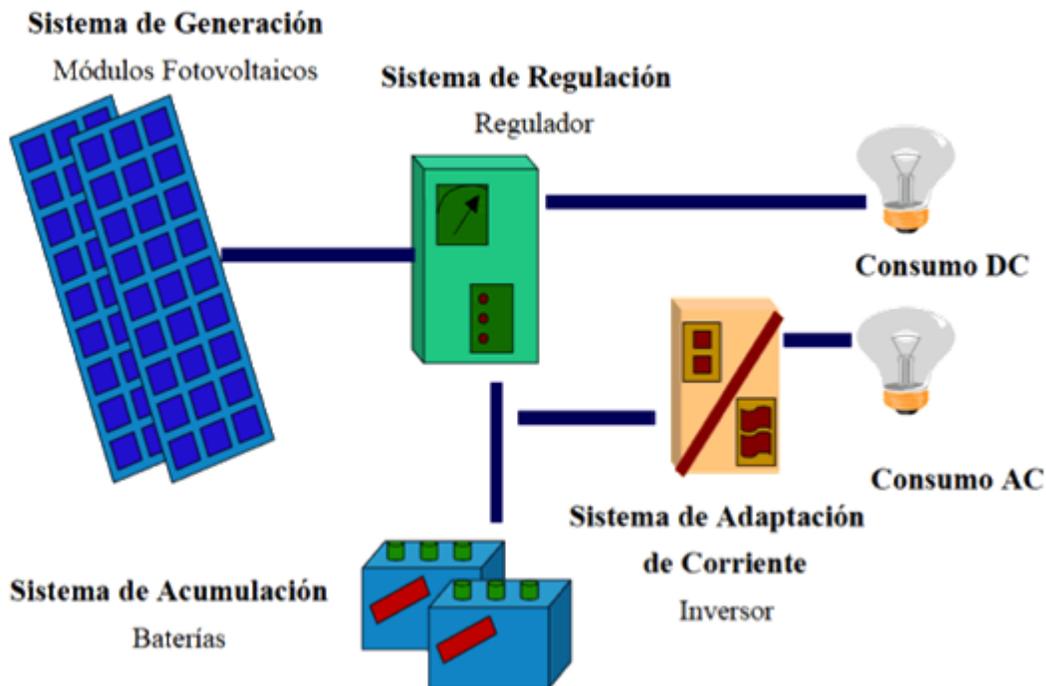


Figura 2- 3. Esquema de conexión de un sistema aislado (cargas DC y AC).

2.2.2.1 Componentes que forman parte de la instalación

Los sistemas individuales en corriente alterna AC para aplicaciones domésticas se pueden considerar como una ampliación de los equipos y capacidades de un sistema individual DC. La diferencia fundamental que existe entre ambos sistemas es que el primero dispone de un inversor electrónico para transformar la tensión de 12 V de corriente directa a 110 ó 220 V de corriente alterna, en cuanto al resto de componentes, ambos sistemas son idénticos. Los

aparatos o cargas que con mayor frecuencia se utilizan con sistemas CA son lámparas fluorescentes de alta eficiencia y bajo consumo, equipos de audio (radios, radio grabadoras y equipos de alta fidelidad), teléfonos celulares, equipos de vídeo (televisores y videograbadoras), computadoras y bombas de agua.

Los sistemas fotovoltaicos AC tienen mayor capacidad de producción de energía (paneles fotovoltaicos de mayor capacidad) y mayor capacidad de almacenamiento (batería de mayor capacidad) que los sistemas fotovoltaicos DC.

2.2.2.2 Criterios para escoger los componentes del sistema.

Los criterios para la selección del panel fotovoltaico y baterías son similares a las del sistema aislado en DC, con la salvedad que estos deben de tener una mayor capacidad de generación (para paneles fotovoltaicos) y mayor capacidad de almacenamiento (para baterías), así que se procederá a dar los criterios para la selección del inversor.

2.2.2.2.1 Selección del inversor

La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15 %. El valor de la tensión nominal es un dato de referencia dentro del intervalo de actuación que sirve para identificar el tipo de convertidor. A la hora de dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga AC, de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demandada por la carga. Sin embargo, se debe evitar el sobredimensionamiento del inversor para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias

Se deben elegir teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Potencia Nominal (kW)
- Tensión Nominal de Entrada (V)
- Tensión Nominal de Salida (V)
- Frecuencia de operación (HZ)
- Rendimiento (%)

Las características de funcionamiento que definen un inversor son:

- Máxima potencia que pueden suministrar en alterna.
- Tipo de cargas que van a alimentar. Algunos electrodomésticos son muy sensibles al tipo de onda que dan los inversores (cuadrada, semisenoidal, senoidal pura).
- Posibilidades del inversor de funcionar también como cargador de baterías.

- Condiciones ambientales y de almacenamiento del equipo. Los inversores son equipos electrónicos muy sensibles a las condiciones ambientales. Se debe elegir uno lo suficientemente robusto como para aguantar las condiciones ambientales presentes.
- El rendimiento de estos inversores normalmente se sitúa por debajo del 85-90%.
- El rendimiento empeora cuando el consumo es menor del nominal para el que están preparados.
- Pueden aguantar sobrecargas pero durante poco tiempo, pueden tener problemas para arrancar motores eléctricos con grandes picos.
- La potencia máxima que pueden entregar disminuye cuando el factor de potencia del consumo no es 1 (puramente resistivo).

Los modelos de Inversores, deben contar como mínimo con las siguientes características:

Eficiencia total	$\geq 90\%$
Potencia en Stand-by	$\leq 1 \text{ W}$
Factor de potencia	$\geq 95\%$
Distorsión armónica total en corriente	$\leq 5\%$
Regulación de tensión de salida	$\leq 5\%$

Tabla 2-2. Características mínimas del inversor aislado.

El método de prueba a utilizarse para comprobar la eficiencia total de los Inversores, debe basarse en lo establecido en la norma EN 50530 – Overall Efficiency of Grid Connected Photovoltaic Inverters vigente. Los modelos de Inversores, deben cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la Norma UL 1741¹⁵ ó CSA 22.2No.107.1-M91¹⁶ vigentes, además de cumplir con las características de protección relacionadas a continuación.

Protecciones (Debe contar con al menos 6 de las protecciones descritas)	Bajo voltaje
	Sobretensión
	Alta o baja frecuencia
	Contra Islanding ¹⁷
	Contra polaridad invertida
	Contra falla a tierra
	Sobrecarga
	Cortocircuito
Sobretemperatura	

Tabla 2- 3. Requisitos mínimos de los inversores para sistemas asilados.

¹⁵Standard for Safety for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources

¹⁶General Use PowerSupplies

¹⁷El efecto "islanding" es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de generación distribuida continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada.

2.2.2.3 Las características principales de este tipo de sistemas son:

El sistema puede proveer energía tanto a 110 ó 220 V de corriente alterna como a 12 V de corriente directa. La consecuencia más importante de esto es que se pueden utilizar lámparas y electrodomésticos a 110 ó 220 V, los cuales son más comunes, más baratos y más fáciles de adquirir que los aparatos a 12 V; se puede utilizar directa y simultáneamente aparatos que naturalmente ya funcionan a 12 V, por ejemplo, radios para automóviles, televisores B/N portátiles, etc.

Esta flexibilidad en el uso de aparatos CA y CD es una de las cualidades más importantes de los sistemas individuales CA. Dependiendo de la carga a instalarse, es conveniente aumentar el voltaje de DC, sistemas de hasta 60 amperios conviene operarlos a 24 o 48 voltios, corrientes mayores de 60 amperios requieren voltajes de 48 voltios o más.

2.3 Sistema fotovoltaico con conexión a la red

Los sistemas conectados en red, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica, al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

En los sistemas conectados a red es necesario conectar las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También se incluirá un sistema medición, mediante el que el propietario factura la producción de la planta y puede así poseer una mini generadora de energía utilizando energía renovable, lastimosamente en el país no se tienen incentivos para la producción de este tipo de energía, aunque recientemente se ha aprobado un reglamento que permitirá la venta de energía a la red y prioridad de despacho, a la fecha se está a la espera de la implementación de este reglamento.

2.3.1 Esquema de un sistema fotovoltaico con conexión a la red

En la Figura 2-4 se muestra el esquema de un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica y al mismo tiempo es capaz de suplir cargas para su auto consumo.

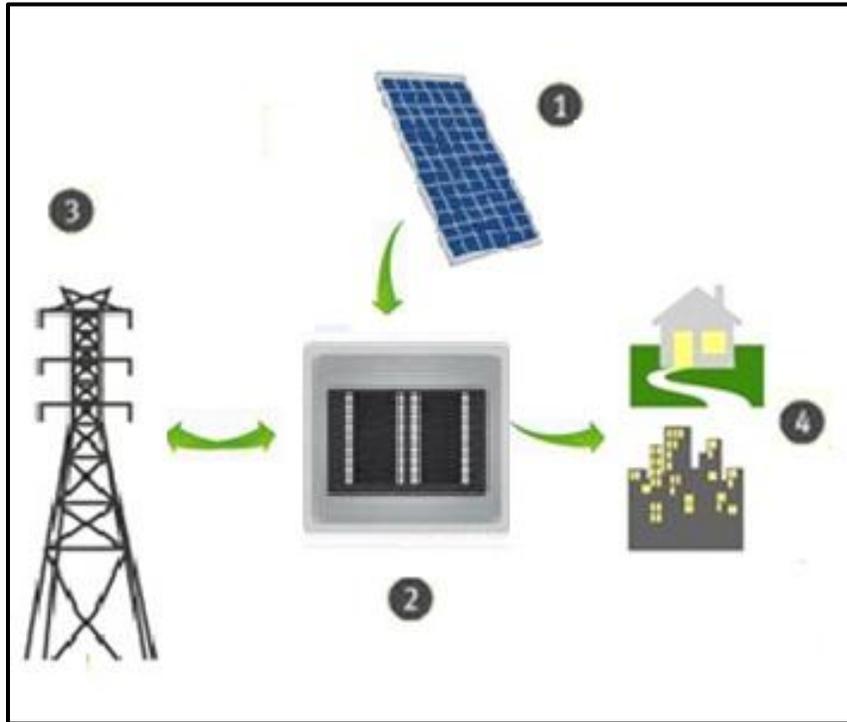


Figura 2-4. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red. 1) Panel solar. 2) Sistema electrónico que incluye el inversor en fase con la red, además del metro contador para determinar el consumo y producción de energía. 3) Red eléctrica. 4) Carga eléctrica.

2.3.2 Componentes de un sistema fotovoltaico con conexión a red

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico con conexión a la red, “grid connected” o “on-grid” son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para conexión a red.
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica.
- Contador o medidor de energía (comúnmente bidireccional).

Los módulos fotovoltaicos se encuentran conectados a la red eléctrica por medio de un inversor para la conexión a red con dispositivo de intercambio con la red eléctrica, así el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera el consumo local, y extrae

energía de ella en caso contrario, se puede configurar de manera que en caso no exista carga conectada este se desconecte y entre en estado standby.

Finalmente el medidor de energía bidireccional, determina la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento, así como la energía suministrada a la carga por la red. Al respecto existen varias configuraciones en las que se inyecta toda la energía a la red ya sea en baja tensión o media tensión y otra como la de la Figura 2-4 en la que únicamente el excedente se entrega a la red.

2.3.3 Criterios para escoger los componentes del sistema

Ya que se saben cuáles son los componentes que conforman un sistemas fotovoltaico con conexión a Red se darán lo criterios técnicos para la selección de cada uno.

2.3.3.1 Selección de módulos fotovoltaicos:

- *Potencia unitaria*
Los módulos fotovoltaicos para instalaciones conectadas a red son de potencias altas para disminuir los costes del soporte (menor número de soportes) y de la conexión eléctrica. En consecuencia, se elegirán módulos de potencia unitaria superiores o iguales a 150 Wp.
- *Tolerancia de la potencia*
Este parámetro tiene una gran importancia de cara a evaluar el comportamiento del módulo. Se buscaran tolerancias pequeñas. Para tener un rango de actuación óptimo, es decir, reducir pérdidas por tener oscilaciones mayores. Los valores actuales oscilan entre un 2% y un 10%. El Pliego de Condiciones Técnicas¹⁸ para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red establece una tolerancia máxima permitida del 10%.
- *Calidad y aislamiento*
Todos los módulos deben cumplir la norma ISO 9001¹⁹ y presentan un aislamiento clase II.
- *Tensión nominal*
Una mayor tensión de trabajo del módulo conduce a una menor intensidad para la misma potencia transmitida, disminuyendo las pérdidas por caída de tensión en el módulo y en el cableado del campo fotovoltaico y permitiendo menores secciones del mismo.

¹⁸IDEA: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

¹⁹Sistema de gestión de calidad.

- *Rendimiento*
Aunque el rendimiento energético de las células de silicio cristalino es similar en los módulos fotovoltaicos, existen tecnologías que mejoran la captación energética por una disminución de la superficie ocupada.
- *Potencia específica (Wp/m^2)*
Este parámetro expresa el rendimiento energético de las células y el grado de aprovechamiento de la superficie de captación del módulo. La distancia de las células entre sí y el marco del módulo vienen limitados por el nivel de aislamiento. Por otra parte, una proximidad excesiva de las células al marco metálico puede dar lugar a pérdidas adicionales por acumulación de suciedad en esa zona.
- *Garantía*
La garantía de los módulos fotovoltaicos se expresa en términos de mantenimiento de un determinado porcentaje de la potencia nominal durante un número de años que puede llegar a 25 años.

2.3.3.2 Selección del inversor

En cuanto al inversor, en el mercado existen inversores trifásicos y monofásicos. Según sea la instalación, se pueden elegir varios inversores monofásicos de menor tamaño con una misma capacidad o uno trifásico de la potencia que se solicite.

Se pueden elegir varios inversores monofásicos para una determinada potencia, esto reduciría los precios de equipos pero elevaría el precio de mantenimiento (por una mayor cantidad), caso contrario si se elige un solo inversor trifásico.

2.3.3.2.1 Criterios técnicos de selección del inversor:

- En general deberían cumplir con el STD IEEE 519²⁰ en cuanto a los niveles de distorsión exigidos, aunque estos deben establecerse en función de la impedancia de la red en el punto de conexión.
- Los inversores que actualmente se encuentran en el mercado poseen unas excelentes características de aprovechamiento de la energía procedente del campo fotovoltaico, calidad de la señal, protecciones y seguridad.

²⁰Recomendaciones prácticas y Requerimientos de la IEEE para el control de armónicos en Sistemas Electrónicos de Potencia

- Los principales parámetros para la selección del inversor más competitivo de los que se encuentran en el mercado son el rendimiento, la fiabilidad, el tiempo de vida, el autoconsumo y el umbral de irradiancia mínima para conexión (estos dos últimos pueden tener valores muy similares en los inversores modernos).
- El rendimiento energético de los inversores actuales se encuentra en una banda estrecha, entre el 93% y el 95%. A pesar de esto, un solo punto de diferencia puede tener una repercusión importante a lo largo de toda la vida de la instalación debido a los precios del kWh producido por los sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- El volumen y peso del inversor pueden tener su influencia considerable a la hora de seleccionarlo, especialmente en instalaciones de gran potencia, que requieren o varios inversores monofásicos o un solo inversor trifásico.
- Limitar la introducción de niveles de DC o señales asimétricas, lo que puede saturar los transformadores de distribución, aunque son situaciones poco probables, el uso de transformadores de aislamiento a la salida del inversor y o transformadores de alta frecuencia son una solución.
- Los márgenes de desconexión de los inversores, en cuanto a frecuencia, 1 Hz, y voltaje, 80 al 106% del nominal, es lo usual.
- En el caso de fallo del sistema la desconexión debe ser instantánea, al detectarse la disminución de la tensión, sin embargo, a medida que las redes de SFVCR se hagan más grandes, pueden generarse inestabilidades en la red al desconectarse SFV grandes, por lo que debe limitarse la desconexión dentro de los primeros 20 ciclos después del fallo. Esto significa que el sistema fotovoltaico, y en especial el inversor que debe de proveer corriente de cortocircuito o de falla, durante ese tiempo

Para Inversores conectados a la red se debe contar con un certificado que avale tal cualidad bajo alguna de las siguientes normas: IEEE Std. 1547²¹, IEEE Std. 929²², VDE 0126²³, RD 1663²⁴ vigente o alguna norma equivalente en otro país.

Los modelos de Inversores, deben cumplir con las características de calidad ofrecidas en su catálogo y manifestadas en el Registro de Producto. Además de cumplir con las siguientes características de calidad indicadas a continuación.

²¹Standard for Interconnecting Resources with Electric Power.

²²Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems

²³ Certificado de Confiabilidad

²⁴ Certificado de Conformidad

Comunicación	Sistema de comunicación (debe contar al menos con uno de los siguientes sistemas de comunicación)	RS-232
		RS-485
		Ethernet
		USB
Ambiente	humedad relativa	0-91% sin condensación
	Rango de temperatura de operación	.-10°C hasta 40°C
	Grado de operación	Este dependerá del tipo de ambiente en el que opera el inversor

Tabla 2-4. Características de Calidad de los Inversores para Conexión a Red.

La calidad de un inversor para SFVCR se juzga atendiendo a 4 criterios bien diferenciados:

- Grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico, o *seguimiento de su punto de máxima potencia*; mientras más amplio sea este rango de operación, es mejor.
- *Eficiencia de conversión*, o pérdidas introducidas por el inversor durante el proceso;
- *Calidad* de la energía generada (emisión de armónicos, Factor de Potencia, generación de interferencias, etc.);
- *Seguridad* para personas, equipos y la Red eléctrica.

Existen distintos criterios para clasificar inversores. En lo que aquí interesa, conviene recordar dos de ellos: por un lado, atendiendo al principio de funcionamiento, se distinguen inversores que operan como fuentes de corriente o de tensión, por otro lado, atendiendo al dispositivo empleado como interruptor, cabe hablar de inversores conmutados por Red (que emplean tiristores) y autoconmutados (que emplean MOSFET, IGBT) como se muestra en la Tabla 2-5.

FUENTE DE CORRIENTE	FUENTE DE TENSIÓN
Sencillez	Tendencia a mejorar la calidad de la Red
Tolerancia a la calidad de la Red	Flexibilidad para operación con baterías
Conmutado por Red	Autoconmutados
Simplicidad y robustez	Tamaño relativamente pequeño
Elevada eficiencia	Corriente con poca distorsión
Imposible en funcionamiento isla	FP muy próximo a 1
Armónicos de corriente elevados	Funcionamiento en modo isla
No recomendable en red de mala calidad	Eficiencia y calidad de la onda de corriente
Exigen compensación relativa	

Tabla 2-5. Características relevantes de los inversores

2.3.4 Características del sistema

Entre algunas ventajas con las que cuentan estos sistemas se tienen:

- La ausencia de costes de combustible, con muy bajos costes de mantenimiento y escasos riesgos de avería.
- Ventajosos en la calidad de servicio pero vulnerables a la falta de la red eléctrica ya que no posee un respaldo para brindar servicio eléctrico
- Los beneficios medioambientales inherentes a una fuente de energía no contaminante e inagotable. Este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmósfera como SO₂ , CO₂ , CO, Pb, etc., ya que introducen en la red eléctrica energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad mediante otras formas de energía como térmica, nuclear, etc. Contribuyen por tanto a la reducción de gases contaminantes y de efecto invernadero.
- Los paquetes de equipo fotovoltaico se diseñan específicamente para uso residencial y uso comercial en pequeña escala para interconexión a la red eléctrica convencional.
- El tamaño de los sistemas va desde 1,000Wp a 100,000Wp bajo condiciones estándar de prueba (STC²⁵), y se pueden ordenar con una amplia variedad de configuraciones del arreglo FV.
- Cada sistema está diseñado para optimizar el funcionamiento y cumplir con códigos y requisitos aplicables del código eléctrico nacional (NEC).

2.4 Sistemas fotovoltaicos de respaldo

Un sistema de respaldo es la solución a la problemática que tiene el país con el suministro de energía eléctrica que no es fiable por las siguientes razones:

- La electricidad que llega a nuestros equipos, empresas y hogares, son totalmente sucias ya que están contaminada de ruido en la línea, variaciones de voltajes y de frecuencia.
- El suministro de energía es oscilante, es decir, puede estar y en segundos no estar (conocido comúnmente como apagones de luz), los cuales pueden tener un tiempo de minutos como también de horas y hasta algunas veces durante días (suspensiones).

²⁵Pruebas de laboratorio a condiciones estándar de medida: 1000 W/m², AM1.5, 25 °C temperatura de célula

2.4.1 Esquemas de conexión de SFV de respaldo

En la Figura 2-5 se muestra un sistema fotovoltaico de respaldo, el cual se puede decir que posee los dos sistemas expuestos hasta aquí en uno solo, tanto un sistema aislado, por su capacidad de almacenamiento, y un sistema con conexión a la red.

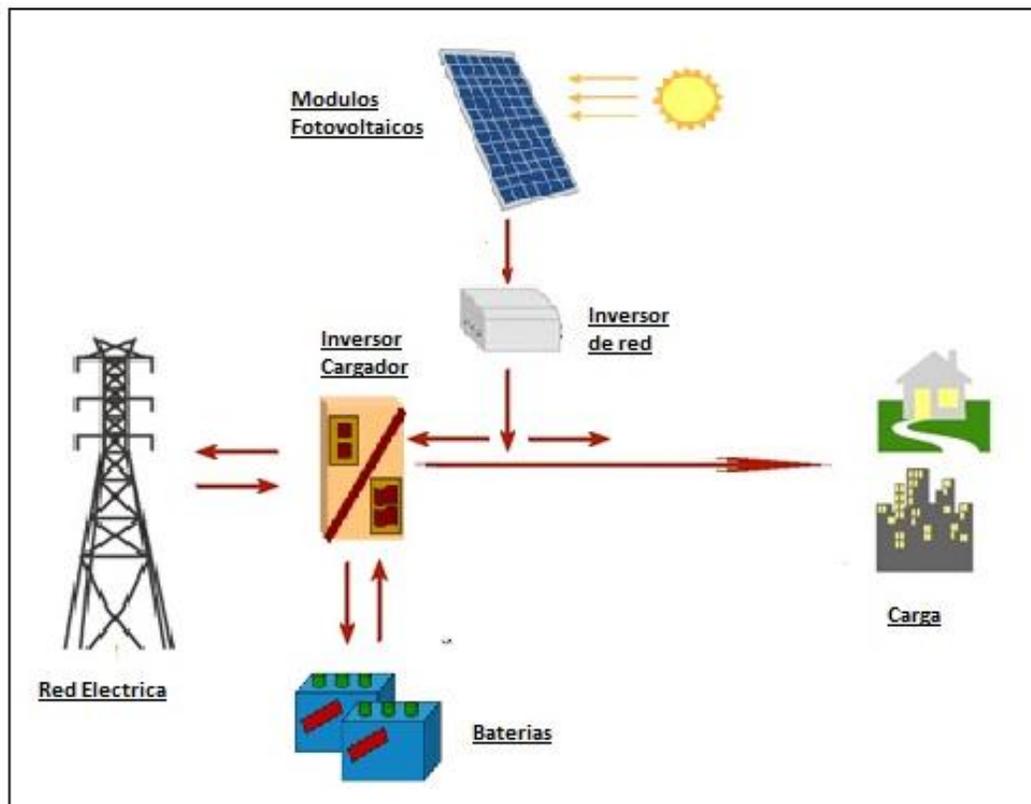


Figura 2-5. Esquema de conexión de un SFV de respaldo.

2.4.2 Componentes de un SFV de respaldo

Los componentes de este sistema son similares al de conexión a red, con la incorporación de un inversor cargador que cumple con las funciones de cargar las baterías y al mismo tiempo dejar el paso de la red cuando estas están descargadas.

Además, el inversor/cargador proporciona corriente AC confiable durante los problemas de energía de la red pública y esta no está disponible, el inversor/cargado automáticamente conmutan de la energía del servicio público a energía de respaldo de la batería.

2.4.3 Criterios para escoger los componentes de un SFV de respaldo

Como se detalló en los apartados anteriores los criterios de selección de los equipos correspondientes al sistema en estudio (paneles fotovoltaicos, Inversores de conexión a Red, Sistema de Acumulación), se darán los criterios únicamente para la selección del inversor cargador.

2.4.3.1 Criterios técnicos del inversor cargador

Para escoger un inversor se debe tener en cuenta lo siguiente:

- El voltaje total de los dispositivos conectados no debe superar el valor nominal de voltaje continuo del modelo.
- Inversores Compactos/Livianos
- Inversores de Alta Potencia
- Inversor con Kit de Retroalimentación de Energía Móvil

El inversor/cargador debe contar con las siguientes funciones:

- Proteger equipos electrónicos delicados (computadoras, televisores, equipo médico, etc.), Algunos equipos tienen incorporados funciones de elevación de tensión.
- Generar desde el banco de baterías la energía con 110 V (voltios) alternos mientras la red pública no está en condiciones válidas (alta o baja tensión, alta o baja frecuencia, apagón, etc.).
- Los inversores no necesitan mantenimiento.
- Conversión de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA).
- Fuente móvil de CA: portátil y de montaje permanente.
- Los modelos de voltaje superior pueden alimentar simultáneamente varios equipos.
- Salida culminante de tensión de voltaje máximo para manejar el arranque de equipos de alto consumo.
- Su eficiencia está calificada superior al 90% para garantizar que más energía de batería se usa para hacer funcionar los equipos conectados.
- La función de apagado automático por batería baja garantiza que la energía de la batería siempre está disponible para el posterior arranque.
- Salida estable controlada por microprocesador para ayudar al equipo a desempeñarse al máximo.
- Salida de frecuencia controlada en la mayoría de los modelos que permite enchufar las más amplia variedad de equipos.

- La mayoría de los modelos cuenta con hasta 200% de salida continua por hasta 10 segundos para satisfacer la necesidad de energía extra durante el arranque de equipos y herramientas de gran potencia.
- La mayoría de los modelos cuenta con hasta 150% de salida continua por hasta 1 hora para brindar soporte confiable durante más tiempo a equipos y herramientas.
- El cargador de baterías de 3 etapas en los modelos inversor/cargador recarga las baterías más rápidamente que los cargadores convencionales.
- Algunos modelos poseen compatibilidad con control remoto a través de un módulo.

2.4.4 Esquema Alternativo de un sistema fotovoltaico de Respaldo.

Una topología alternativa de sistema fotovoltaico de respaldo se muestra en la Figura 2-6, como se puede observar varía del esquema visto en el apartado anterior por la ausencia de inversor para conexión a red, este esquema combina la posibilidad de entrada DC al inversor isla de las baterías y de los paneles manejados siempre por un regulador de voltaje.

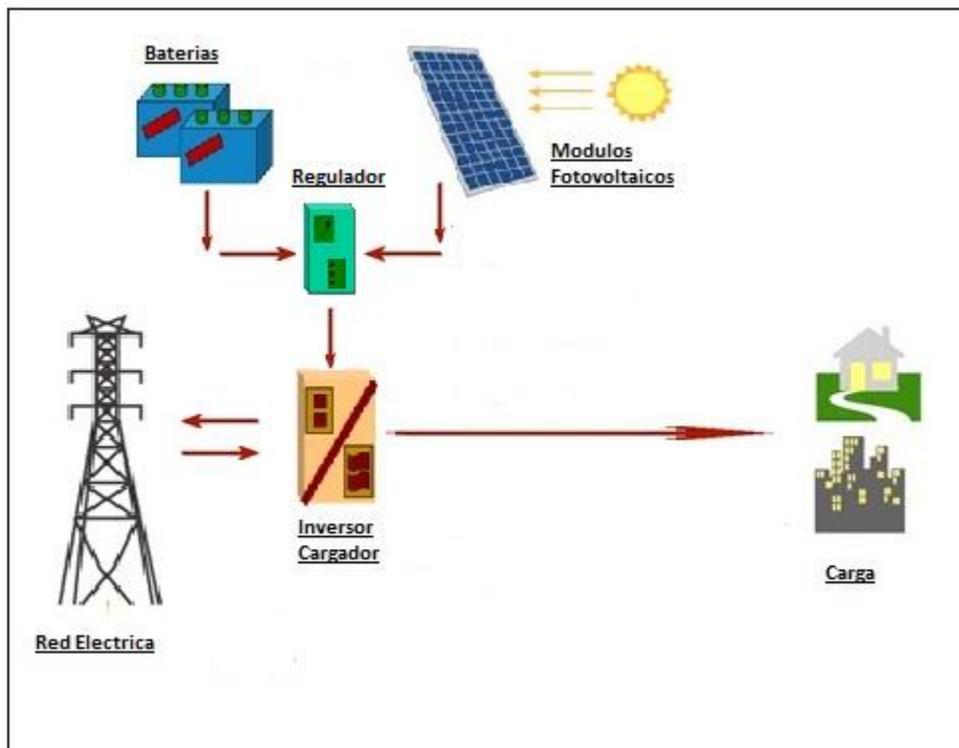


Figura 2-6. Esquema Alternativo de un Sistema de Respaldo

2.5 Sistema fotovoltaico de Back-Up

En este caso, la instalación fotovoltaica actúa como fuente de energía para el suministro directo de los consumidores y para la carga de la batería. De este modo, se puede suministrar energía a los consumidores durante largos períodos de funcionamiento incluso en casos de caída del fluido eléctrico. La conexión de fuentes de energías renovables disponibles localmente permitirá prolongar la autonomía incluso cuando las capacidades de las baterías sean limitadas. El uso consistente del acoplamiento de AC es el requisito para una correcta interacción entre el sistema Backup y los inversores solares.

Como síntesis ideal entre el funcionamiento de red pública y el de red aislada, el sistema Backup está atrayendo el interés de cada vez más operadores: ofrece excelentes alternativas en países en desarrollo y países recientemente industrializados con redes eléctricas inestables y puede representar también un suplemento útil para las redes públicas.

2.5.1 Esquemas de conexión de SFV de Back-Up

El esquema de conexión de un sistema de Back-Up se detalla en la Figura 2-7, es importante mencionar que esta clase de sistemas los proporciona comercialmente SMA.

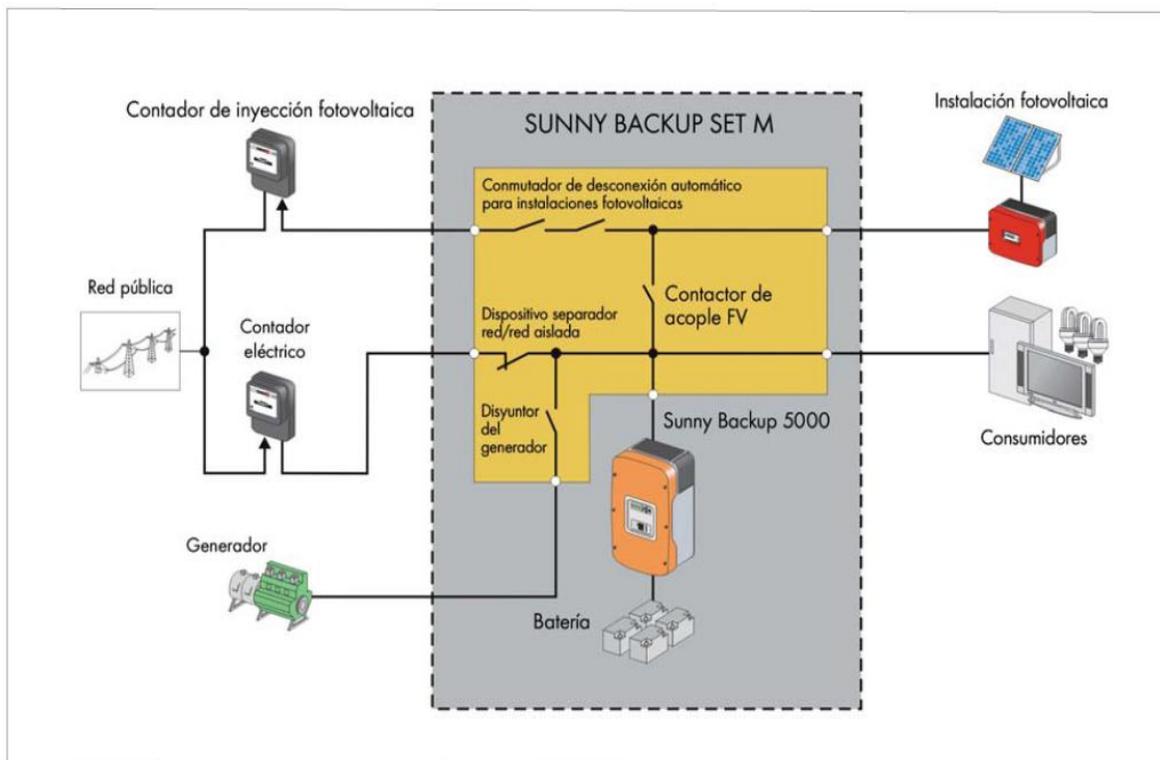


Figura 2-7. Esquema de conexión de un sistema fotovoltaico de Back-Up

El funcionamiento de este sistema es el siguiente (Figura 2-8):

- La carga se alimenta a través del contador de compra (Contador eléctrico).
- La instalación FV inyecta a través del contador de venta (Contador de inyección fotovoltaica).
- En un caso de caída de la red el Sunny Back-Up desconecta el sistema de la red y sustituye la red en un plazo de 20 ms.
- Se conecta la instalación FV directamente a la carga.

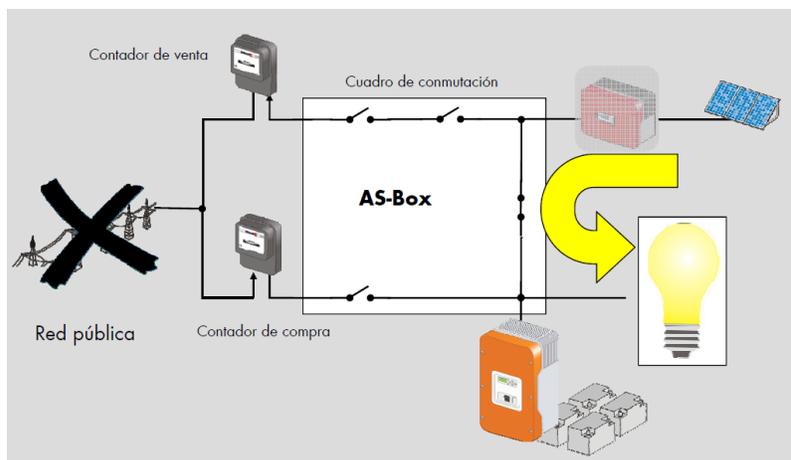


Figura 2-8. Funcionamiento de un sistema de Back-Up.

2.5.2 Características del inversor de Back-Up

Entre algunas de las características más importantes que el fabricante proporciona para este inversor se tienen:

- Optimo para sistemas de suministro de energía de 1 a 100 kW.
- Puede integrarse en instalaciones nuevas y ya existentes.
- Dispositivo de conmutación compacto y económico
- Baterías de dimensiones reducidas gracias a la integración de la insolación fotovoltaica.
- Suministro de energía y carga de la batería a través de la Red.
- Alto rendimiento fotovoltaico constante.
- Conmutación automática al suministro de reserva en aproximadamente 20ms.
- Para redes monofásicas y trifásicas
- Fácil de instalar y manejar
- Funcionamiento automático
- Sistema anti-isla activo
- Disponible para redes TN y TT

2.6 Sistema fotovoltaico híbridos

Sistemas híbridos para la generación de energía pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema. Los sistemas híbridos son normalmente compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente inagotables y de ser necesario se complementan con grupos de generación con motores a combustión constituyéndose en una concreta opción, compatible a nivel medio ambiental y social.

Actualmente se proyectan sistemas híbridos en los que las fuentes renovables y el almacenamiento proporcionan hasta un 80–90 % de la necesidad energética, dejando al diesel solo la función de emergencia.

2.6.1 Aplicaciones de sistemas híbridos

Entre las aplicaciones más importantes de los sistemas híbridos en la actualidad, se pueden resumir en las siguientes:

- *Sistemas para usuarios o comunidades aisladas*
Se trata de sistemas hasta un máximo de 100 kW de potencia
- *Sistemas híbridos insertados a redes*
Se trata de sistemas renovables instalados en redes locales de media tensión, hasta la potencia en decenas de MW, con el fin de reducir las horas de funcionamiento de los generadores diesel existentes, ahorrando combustible y reduciendo las emisiones contaminantes.
- *Los sistemas combinados completamente renovables*
Considerando las características intermitentes de las fuentes utilizadas estos sistemas se pueden utilizar en aplicaciones conectadas a la red. Estos sistemas unen las tecnologías fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica.
- *Sistemas autosuficientes*
En algunas situaciones, se pueden instalar sistemas híbridos completamente renovables, que permiten la autosuficiencia de la red eléctrica. Estos sistemas combinan una fuente continua, para cubrir la necesidad energética de base (biomasa y/o energía geotérmica), y una o más fuentes intermitentes, para cubrir los picos de potencia solicitada (hidroeléctrica, eólica, solar).

2.6.2 Tipos de sistemas híbridos

Los sistemas híbridos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Los sistemas fotovoltaicos con grupos electrógenos de motor a explosión.
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas hidráulicos
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos.

2.6.2.1 Sistema solar Fotovoltaica con un grupo electrógeno de pequeña potencia

Este sistema no utiliza solo fuentes renovables, pero también es el único que puede generar electricidad en cualquier momento, en cualquier lugar donde se necesite y con una gama de potencias muy amplia. Es el sistema idóneo para funcionar como sistema auxiliar para momentos de déficit de una instalación diseñada únicamente con un sistema fotovoltaico, o bien para cubrir determinados consumos que, por su elevada potencia, se prefiere que no pasen a través del mismo.

2.6.2.2 Sistema Solar Fotovoltaica con Mini hidráulica

Cuando se plantea la posibilidad de un sistema mixto fotovoltaico e hidráulico es porque el potencial hidráulico por sí solo no es suficiente para cubrir toda la demanda de energía, ya sea porque es pequeño o bien porque es de régimen estacional o fluctuante, en la Figura 2-9 se muestra un esquema de conexión de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico.

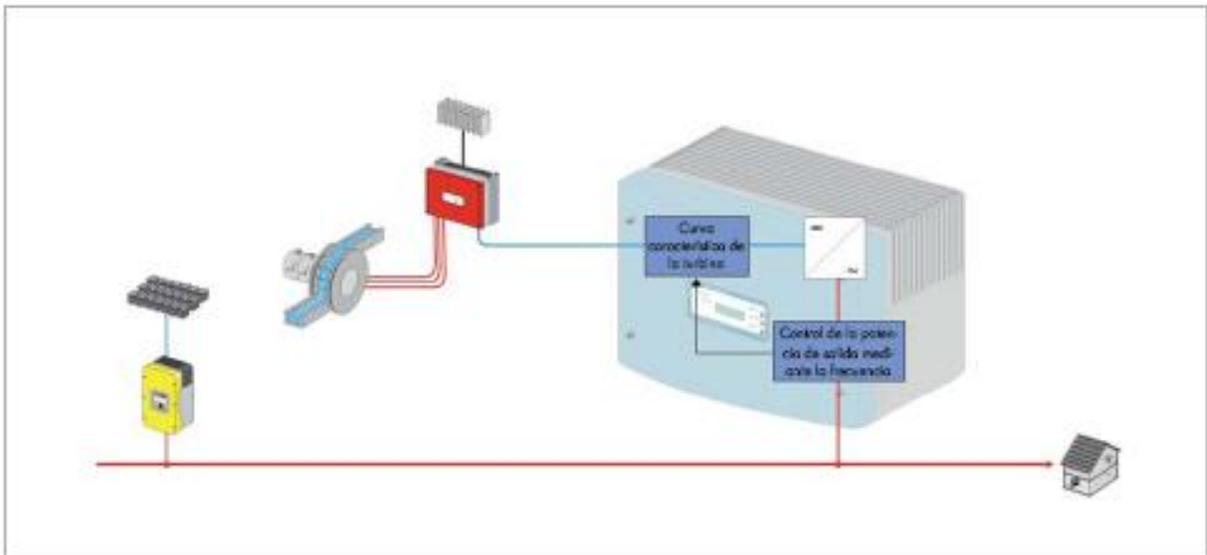


Figura 2-9. Esquema de conexión de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico.

2.6.2.3 Sistema solar fotovoltaico con energía eólica

Se contempla esta posibilidad, cuando en el lugar de la instalación hay presencia de viento y sol. Estas condiciones no se dan en todas partes, por lo que es necesario conocer con detalle el potencial eólico y solar de un lugar antes de decidirse por esta opción, un esquema simple de conexión se muestra en la Figura 2-10.

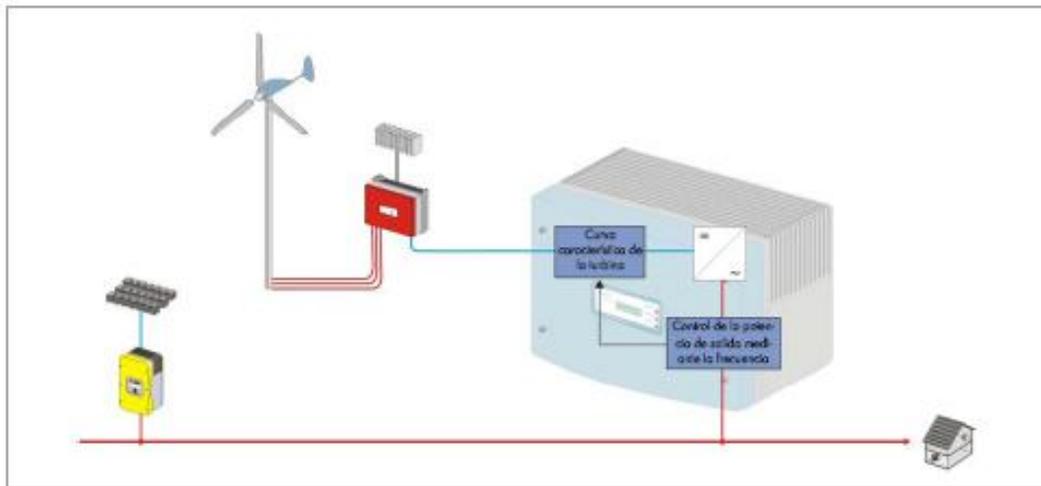


Figura 2- 10. Sistema híbrido fotovoltaico-eólico.

2.6.3 Características del sistema

La principal ventaja de un sistema híbrido es la posibilidad del aprovechamiento conjunto y optimizado de los recursos locales disponibles, pudiendo garantizar altos niveles de calidad, confiabilidad y rendimiento. Con reducción de costos en la instalación y operación del sistema.

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas. En el pasado, de hecho, se utilizaban solo generadores diesel, que, en la modalidad operativa de baja carga, muestran una eficiencia reducida en el funcionamiento, altos costes de mantenimiento y un breve tiempo de vida de la instalación. Los sistemas híbridos permiten reducir esos problemas y aprovechar los recursos renovables existentes en el territorio, constituyendo una opción viable y favorable tanto ambiental como socialmente.

2.7 Comparación de equipos para sistemas fotovoltaicos.

La energía fotovoltaica es una componente fundamental de la cartera de energías renovables, en la actualidad está teniendo un auge a nivel mundial significativo, es por ello que es necesario contar con la información que nos permita tomar decisiones acertadas a la hora de diseñar de un sistema fotovoltaico en cualquiera de sus topologías, una parte fundamental de cualquier sistema es su inversor, razón por la cual existen muchos fabricantes en este rubro.

La gama de inversores con aplicaciones fotovoltaicos en el mercado es muy amplia con características que van de lo sencillo a lo sofisticados, satisfaciendo la necesidad que pueda demandar un sistema en particular.

Al diseñar un sistema fotovoltaico es necesario valorar con gran cuidado todo los parámetros y características de los equipos que los fabricantes proporcionan, para optar por uno que cumplan las necesidades que se demandan, así como también es importante valorara que proveedor me proporciona mayor soporte técnico sobre sus equipos.

A continuación se describen algunas particularidades y características importantes de equipos para topologías tales como - Sistemas aislados, -Sistemas híbridos y - Sistemas con conexión a la red.

SISTEMAS AISLADOS			
Fabricante / Modelo	 SUNNY ISLAND SI 3324	 SUNstring 3000	 Xtender XTM 3500-24
Entrada de CC			
Tension de entrada	24 V / 21 V – 32 V	-	19 - 34V
Corriente de entrada	140 A / 104 A	16 A	0 - 90A
Salida de AC			
Tension nominal	230 V (202 – 253 V)	184 - 264 V	230 V (190-245 V)
Corriente nominal	14,5 A	13 A	
Rendimiento / consumo de potencia			
Potencia nominal	3300 W	3000W	1800 W
Frecuencia	40 – 60 Hz	47.5...50.2 Hz	45 - 65Hz
Eficiencia	94,5 %	0.954	0.94
Consumo (stand-by)	< 4 W	< 5 W	1.6W

Figura 2-11. Comparación entre inversores de tipo aislado.

SISTEMAS RESPALDO			
Fabricante / Modelo	Xantrex XW4024 230 50	ZIGOR HIS Compact 4	SUNNY ISLAND 5048U
Potencia nominal de salida	4000 W	4000 W	4000 W
Frecuencia nominal	40 - 68 Hz	50 / 60 Hz	55 – 65 Hz
Distorsión de tensión AC	< 5%	<3%	< 3 %
Tensión nominal de salida	156–280 V	100/120/220/230	105 – 132 V
Eficiencia	94,0%	0.96	0.95
Consumo	< 7 W	<1%	< 4 W
Corriente continua de salida de CA	17,4 A	15 A	41,7 A
Voltaje de entrada de CC	20–32 V	-	48 V (41 – 63 V)
Corriente de carga DC	178 A	25 A	100 A
FP	0.98	1	–1 a +1
Hibridaciones	Solar, Eólica, Red, Baterías, Grupos Electrónicos	Solar, Eólica, Red, Baterías, Grupos Electrónicos	Solar, Eólica, Red, Baterías, Grupos Electrónicos
Dimensiones (a/a/p) mm.	580 x 410 x 230	-	467 / 612 / 235
Peso	52.5 kg	-	63 kg

Figura 2-12. Comparación entre inversores de respaldo.

SISTEMAS CON CONEXIÓN A LA RED				
Fabricante / Modelo	SMA / SB 3000HF-30	Sunways / AT 3000	Steca Elektronik / StecaGrid 3000	GE / PVIN03KS 817503
Tensión de entrada (rango MPP)	210 - 560 V	203 - 600 V	350 - 700 V	150 - 450 V
Corriente de entrada máx.	15.0 A	15.5 A	10.0 A	15.3 A
Tensión en circuito abierto	700 V	680 V	845 V	500 V
Tensión de salida	180 - 280 V	230 V	185 - 276 V	230 - 240 V
Potencia nominal	3000 W	3000 W	3000 W	3000 W
Eficiencia máx.	96.3%	95.5%	98.2%	96.0%
Eficiencia	95.4%	94.8%	98.2%	94.0%
Consumo propio	0.25 W	< 0.06 W	< 8 W	-
Frecuencia de red	50, 60 ±4.5 Hz	47.5 - 50 Hz	45 - 65 Hz	50 ó 60 Hz
Factor de potencia cos phi	1	Aprox. 1	> 0.99	0.99
Factor de distorsión	< 4 %	< 4 %	< 2 %	< 5%
Dimensiones (a/a/p) mm.	348/580/145	590/350/210	340/608/222	484/455/170
Peso	17 kg	29 kg	9 kg	25 kg

Figura 2-13. Comparación entre inversores de conexión a red.

CAPÍTULO III

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO EN LA EIE UES

DESCRIPCIÓN GENERAL

En este capítulo se realiza una descripción general del sistema de respaldo instalado en la escuela de ingeniería eléctrica UES, se describirán los componentes utilizados en la instalación en base a sus hojas técnicas y criterios ya mencionados en el Capítulo II.

Se mostrará el esquema de instalación y diagrama unifilar implementado en el sistema de la EIE UES

Se detallará la forma de parametrizar los componentes necesarios (Inversores) para adecuarlos a la función que se requiere dentro del sistema

Por último se detallará el funcionamiento del sistema mostrando tablas y gráficas con las cuales se hará más representativa e ilustrativa la puesta en marcha y funcionamiento del sistema

CAPÍTULO III: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO EN LA EIE UES

3.1 Componentes del sistema

Como ya se menciona en el capítulo dos, los componentes de un sistema FV de respaldo son: Las paneles fotovoltaicos, Inversor con modo isla, Inversor para conexión a red y sistema de acumulación (baterías), tal como se muestra en la figura 3-1.

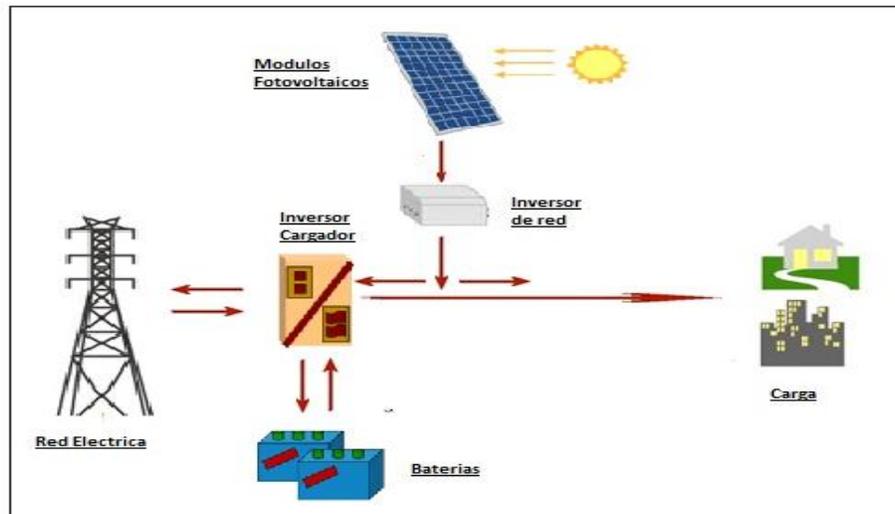


Figura 3-1. Esquema de un sistema fotovoltaico de respaldo.

A continuación se detallara cada uno de los componentes en base a su hoja técnica y especificaciones que el fabricante proporciona.

3.1.1 Paneles fotovoltaicos.

Los paneles utilizados fueron los PVL-144 de la marca UNISOLAR, en la figura 3-2 se muestra el panel.



Figura 3-2. Panel fotovoltaico amorfo PVL-144

Entre las características principales que el fabricante proporciona tenemos:

- Elevada producción de energía a alta temperatura y baja radiación.
- años de Garantía limitada de Producto
- Garantía limitada de Potencia: 92% por 10 años, 84% por 20 años, 80% por 25 años (de la potencia mínima)
- Terminales Multi-Contact de conexión rápida y soporte adhesivo de fijación
- Diodos de bypass para mayor tolerancia a sombreados parciales.
- Durante las primeras 8-10 semanas de operación, la potencia eléctrica sobrepasa los valores nominales. El rendimiento de energía puede ser un 15 % más alto, la tensión de trabajo puede ser un 11% más alto y la corriente de trabajo un 4 % más alta.
- Las especificaciones eléctricas se basan en mediciones realizadas bajo condiciones estándar de ensayo de 1000 W/m² de irradiación solar, con espectro AM 1.5, y temperatura de célula de 25 °C después de la estabilización.
- El máximo voltaje del sistema en circuito abierto no debe exceder 600 VDC en USA según UL, 1000 VDC en Europa según IEC.

Especificaciones Eléctricas con pruebas STC

Datos referidos a condiciones estándar de medida: 1000 W/m², AM1.5, 25 °C temperatura de célula.

Potencia máxima (P _{max}):	144Wp
Tensión en el punto de P _{max} (V _{mp}):	33 V
Corriente en el punto de P _{max} (I _{mp}):	4.36 A
Corriente en cortocircuito (I _{sc}):	5.3 A
Voltaje en circuito abierto (V _{oc}):	46.2 V
Fusible en serie:	8 A

Tabla 3-1. Especificaciones eléctricas bajo pruebas STC.

Especificaciones Eléctricas con pruebas NOCT

Datos referidos a condiciones normales de operación: 800 W/m², AM 1.5, 1 m/s velocidad del viento, 46 °C temperatura de célula

Potencia máxima (P _{max}):	111 W
Tensión en el punto de P _{max} (V _{mpp}):	30.8 V
Corriente en el punto de P _{max} (I _{mpp}):	3.6 A
Corriente en cortocircuito (I _{sc}):	4.3 A
Tensión en circuito abierto (V _{oc}):	42 V

Tabla 3-2. Especificaciones eléctricas bajo pruebas NOCT.

En la Figura 3-3. Curvas I-V medidas a varios niveles de irradiación solar, con AM 1.5 y 25 °C de temperatura de célula.

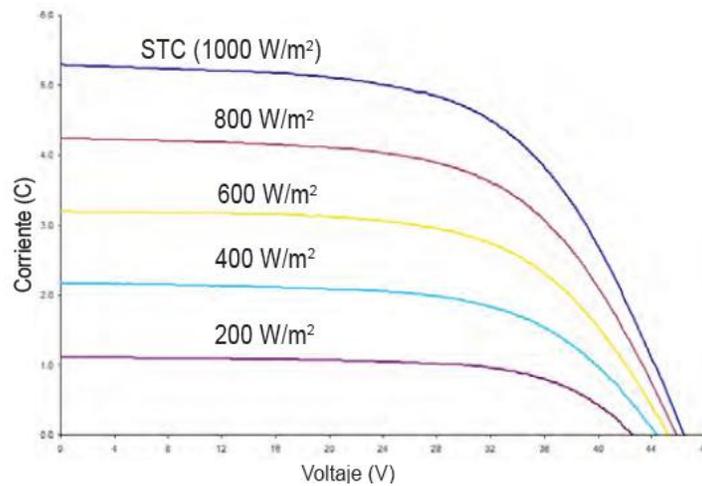


Figura 3-3. Curvas I-V medidas a varios niveles de irradiación solar

Datos técnicos

Dimensiones:	Longitud: 5498 mm (216"), Anchura: 394 mm (15.5"), Espesor: 4 mm (0.2"), 16 mm (0.6") incluyendo las cajas de conexiones
Peso:	7.7 kg (17 lbs)
Cables de salida:	Cable de 4 mm ² de sección y 560mm (22") de longitud (12 AWG) resistente a intemperie y con terminales de conexión rápida en la cara superior Cableado de corriente continua resistente al agua
Diodos de bypass	Conectados a cada célula solar
Encapsulado:	Polímero duradero ETFE (polímero de tetrafluoruro de etileno) de alta transmisibilidad de la luz
Adhesivo:	Adhesivo sellante de etileno propilenocopolímero, con inhibidor microbiano
Tipo de células:	22 células solares de silicio amorfo de triple-unión 356 mm x 239 mm (14" x 9.4") conectadas en serie

Tabla 3-3. Datos técnicos del panel fotovoltaico.

Criterio de Aplicación

Temperatura de instalación entre:	10 °C - 40 °C (50 °F - 100 °F)
Temperatura máxima de la cubierta:	85 °C (185 °F)
Inclinación mínima:	3° (1/2:12)
Inclinación máxima:	60° (21:12)

Tabla 3-4. Criterios de aplicación para la instalación del panel.

3.1.2 Inversor para conexión a red

El inversor elegido para el sistema es el SUNNY BOY 700U del fabricante SMA, este inversor se muestra en la Figura 3-4.



Figura 3- 4. Inversor SUNNY BOY 700U.

Datos Técnicos

Datos Técnicos			
Dispositivo	SB-700-US	SB-700-US	SB-700-US
	150 V DC	200 V DC	250 V DC
Entrada (DC)			
Máxima potencia recomendada (STC)	575 W	750 W	875 W
Máxima potencia DC (FP=1)	150 W	670 W	780 W
Máximo Voltaje (DC)	150 V	200 V	250 V
Voltaje Nominal (DC)	95 V	125 V	200 V
Rango de Voltaje para MPP (DC)	77-120 V	100-160 V	125-200 V
Voltaje Mínimo de Arranque	75-95 V	100-125 V	125-150 V
Máxima corriente de entrada (por Arreglo)	7A		
Salida (AC)			
Potencia Nominal AC	460 W	600 W	700 W
Máxima Potencia Aparente	460 W	600 W	700 W
Voltaje Nominal AC	120 V	120 V	120 V
Rango de voltaje AC	106-132 V		
Rango de frecuencia de RED	60 Hz; 59.3-60.5 Hz		
Máxima Corriente de Salida	4.4 A	5.7 A	6.6 A
Factor de Potencia	1	1	1
Armónicos	< 3%	< 3%	< 3%
Eficiencia			
Máxima Eficiencia	92.40%	93.30%	93.60%
Eficiencia CEC	91.50%		

Tabla 3-5. Características técnicas Inversor SUNNY BOY 700U.

Entre algunos datos generales se tiene

Datos Mecánicos	
Dimensiones (W/H/D)(mm)	322 / 290 / 180
Peso	23 kg/ 51 lb
Rango de temperatura de operación	.-25 °C - 45 °C (-13 °F - 113 °F)

Tabla 3- 6. Datos mecánicos del inversor SUNNY BOY 700U.

Una de las características principales de este inversor, es que puede operar en tres rangos de entrada, esto hace que la eficiencia cambie según el rango utilizado, en este caso debido a que el voltaje máximo del arreglo de paneles es de 202.5 V DC, se coloca en el rango por defecto (125 a 250 V DC); para realizar esta maniobra el inversor viene con un jumper que es el encargado de seleccionar estos rangos, en la Figura 3-5 se puede observar.

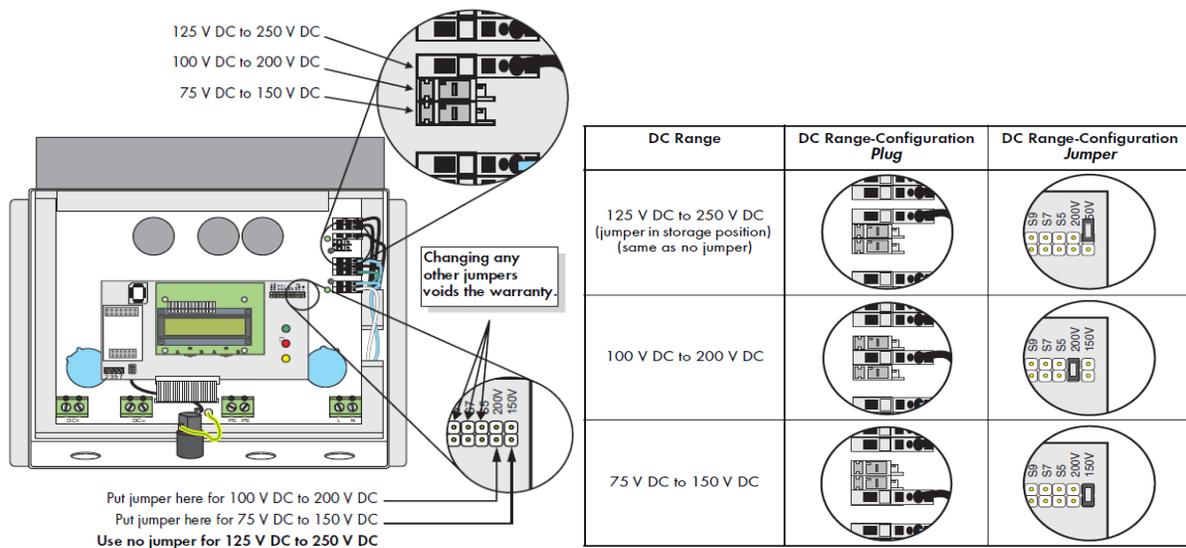


Figura 3-5. Configuración para operación a diferentes niveles de tensión SUNNY BOY 700U.

Así dependiendo de la configuración que se escoja se determinara la potencia y corriente a la cual este inversor funcionara, esto se puede resumir en la tabla 3-7.

Configuración DC	Corriente Medida	Corriente Máxima	Potencia Máxima
125 V DC - 250 V DC	5.8 A	6.6 A	700 W
100 V DC - 200 V DC	5.0 A	5.7 A	600 W
75 V DC - 150 V DC	3.8 A	4.3 A	460 W

Tabla 3-7. Operación a diferentes niveles de tensión Inversor SUNNY BOY 700U.

3.1.3 Inversor Isla

Para el sistema se escogió un inversor SUNNY ISLAND 5048U del fabricante SMA, como se puede ver en la Figura 3-6. Algunas características importantes por mencionar de este inversor es que es bidireccional y cumple con las funciones de inversor/cargador.

El Sunny Island 5048U tiene la capacidad de formar una red aislada de AC de 120 V, utilizando la energía almacenada de las baterías, y permite un funcionamiento estable de los consumidores conectados, así como de los equipos conectados a la red (Respaldo para otros inversores SMA).

Es posible combinar fuentes de energía en el lado DC, siempre y cuando no se sobrepasen los límites predefinidos. Además el equipo puede desconectarse automáticamente, en caso de que la batería no disponga de la suficiente potencia.



Figura 3- 6. Inversor SUNNY ISLAND 5048U.

En la tabla 3-8 se resumen las características eléctricas, mecánicas y algunas generales del inversor.

DATOS TÉCNICOS		
	5048	5048U
Salida de CA (Carga)		
Voltaje Nominal CA (Ajustable)	230 V (202 V – 253 V)	120 V (105 V – 132 V)
Frecuencia Nominal (Ajustable)	50 Hz / 60 Hz (45 Hz – 65 Hz)	60 Hz (55 Hz – 65 Hz)
Potencia Constante de CA a 25 °C / 45 °C	5000 W / 4000 W	5000 W / 4000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 1min / 3s	6500 W / 8400 W / 12000 W	6500 W / 8400 W / 11000 W
Corriente Nominal de CA Max (Pico)	21.7 A / 120 A durante 60 ms	41.7 A / 180 A durante 60 ms
Distorsión de voltaje de salida THD	< 3% / -1 a +1	< 3% / -1 a +1
Entrada de CA (Generador o Red)		
Rango de Voltaje de CA	230 V (172.5 V – 264.5 V)	120 V (80 V – 150 V)

Rango de Frecuencia de CA	50 Hz / 60 Hz (40 Hz – 70 Hz)	60 Hz (54 Hz – 66 Hz)
Corriente Máx. de Entrada / Potencia Máx. de entrada	56 A (0 A – 56 A) / 12.8 kW	56 A (0 A – 56 A) / 6.7 kW
Entrada de CC de la Batería		
Rango de Voltaje de la Batería	48 V (41 V – 63 V)	48 V (41 V – 63 V)
Corriente de Carga Max. / Corriente de Carga Continua	120 A / 100 Aa 25 °C	120 A / 100 Aa 25 °C
Tipo de Batería / Capacidad de la Batería	Plomo, NiCd / 100 – 10000 Ah	Plomo, NiCd / 100 – 10000 Ah
Regulación de Carga	Procedimiento IUoU	Procedimiento IUoU
Eficiencia / Rendimiento		
Eficiencia Máxima	95%	95%
Consumo Característico sin carga / En Espera	25 W / 4 W	25 W / 4 W
Dispositivos de Protección		
Protección contra Polarización Inversa CC / Fusible CC	SI / SI	SI / SI
Cortacircuito de CA / Sobrecarga CA	SI / SI	SI / SI
Sobrecalentamiento / Descarga Total de la Batería	SI / SI	SI / SI
Datos Generales		
Dimensiones (W / H / D) in mm (in)	467 / 612 / 235 (18 / 24 / 9)	467 / 612 / 235 (18 / 24 / 9)
Peso	63 kg (139 lb)	63 kg (139 lb)
Rango de Temperatura de Servicio	–25 a 50 °C (–13 a 122 °F)	–25 a 50 °C (–13 a 122 °F)
Tipo de Protección (Según CEI 60529)	Montaje Interno (IP30)	Montaje Interno (NEMA 1)
Características / Función		
Manejo y Display / Relé Multifunción	Interno / 2	Interno / 2
Sistemas Trifásicos / Conexión en Paralelo	SI / SI	SI / SI
Bypass / Multicluster	— / SI	— / SI
Calculo de Nivel de Carga / Carga Completa / Carga de Compensación	SI / SI / SI	SI / SI / SI
Arranque Suave Integrado / Asistencia de Generador	SI / SI	SI / SI
Sensor de Temp de la Batería / Cables de Comunicación	SI / SI	SI / SI
Garantía (5 / 10 / 15 / 20 / 25 Años)	Si / Opc / Opc / Opc / Opc	Si / Opc / Opc / Opc / Opc
Certificados y Autorizaciones	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Accesorios		
Cables de Batería / Fusibles de Batería	Opc / Opc	Opc / Opc
Interfaces (RS485 / Multicluster PB)	Opc / Opc	Opc / Opc
Avance Avanzado del Generador "Gen Man"	Opc / Opc	Opc / Opc
Relé de Carga / Medición Externa de la Batería	Opc / Opc	Opc / Opc

Tabla 3-8. Datos técnicos del inversor Island.

3.2 Esquema de conexión

Una vez se han escogido los componentes que se van a instalar, y además se conoce que tipo de configuración se desea usar para el sistema fotovoltaico a instalar en la Escuela de Ingeniería Eléctrica; se debe montar el equipo según la topología de la configuración escogida. En este caso se escogió un sistema fotovoltaico configurado como: Sistema Fotovoltaico de Respaldo. La conexión que se ha realizado en este sistema fotovoltaico es la siguiente:

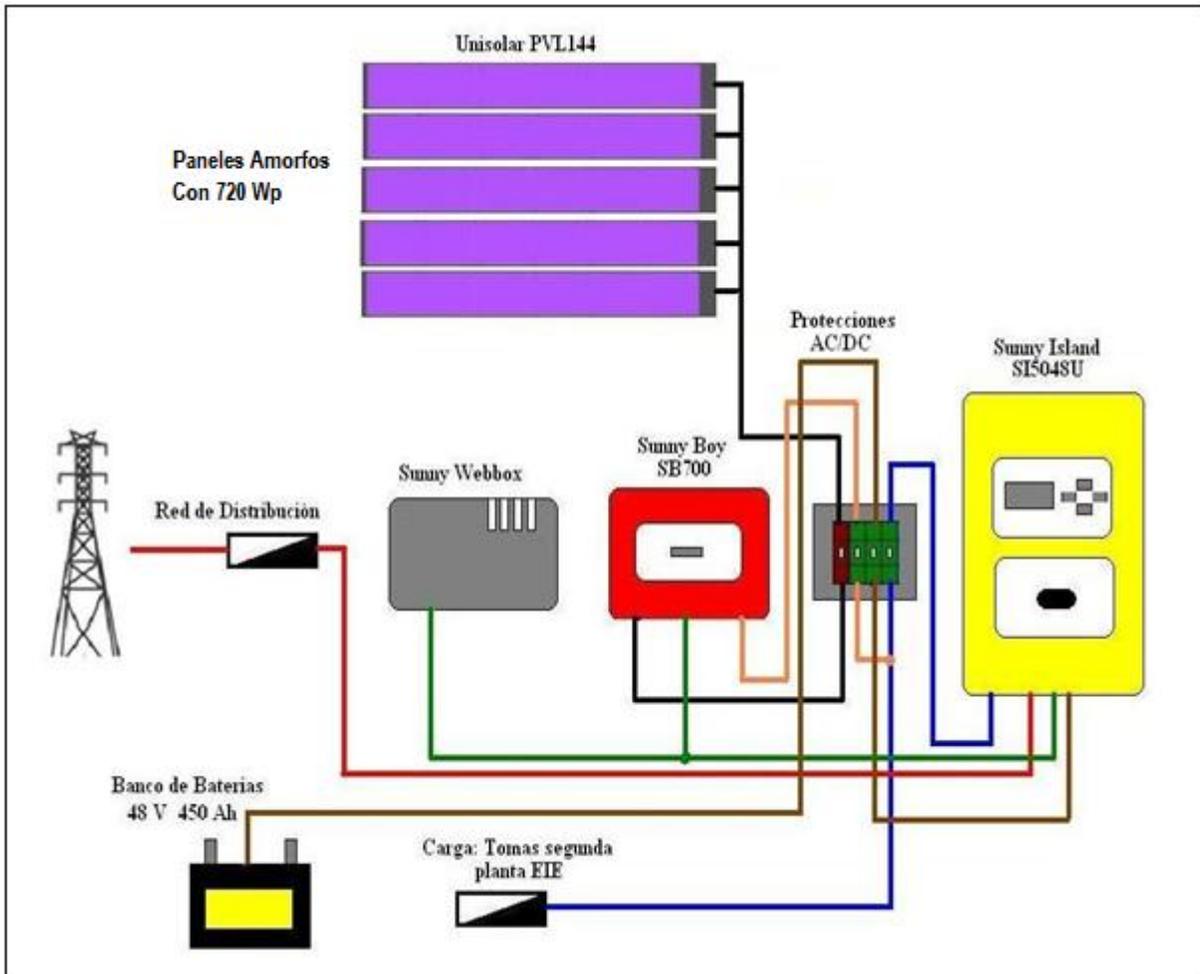


Figura 3- 7. Esquema de conexión del Sistema de Respaldo de la EIE.

Con el sistema fotovoltaico mostrado en la Figura 3-7 se alimentará la carga de los tomas no regulados, de la segunda planta del edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica. Los componentes utilizados en este sistema fotovoltaico son los siguientes:

- Cinco paneles fotovoltaicos amorfos conectados en serie, para lograr un máximo de 202.5 VDC y una corriente de 4.36 ADC, ese arreglo de paneles va conectado al inversor de conexión a red.
- Un inversor isla que utiliza la energía suministrada por el inversor de conexión a red, la red de distribución comercial y la potencia suministrada por el banco de baterías instalado.
- El banco de baterías tiene una capacidad de 450 Ah y 48 VDC, consta de dos arreglos en paralelo de ocho baterías en serie.

El siguiente diagrama muestra lo antes descrito:

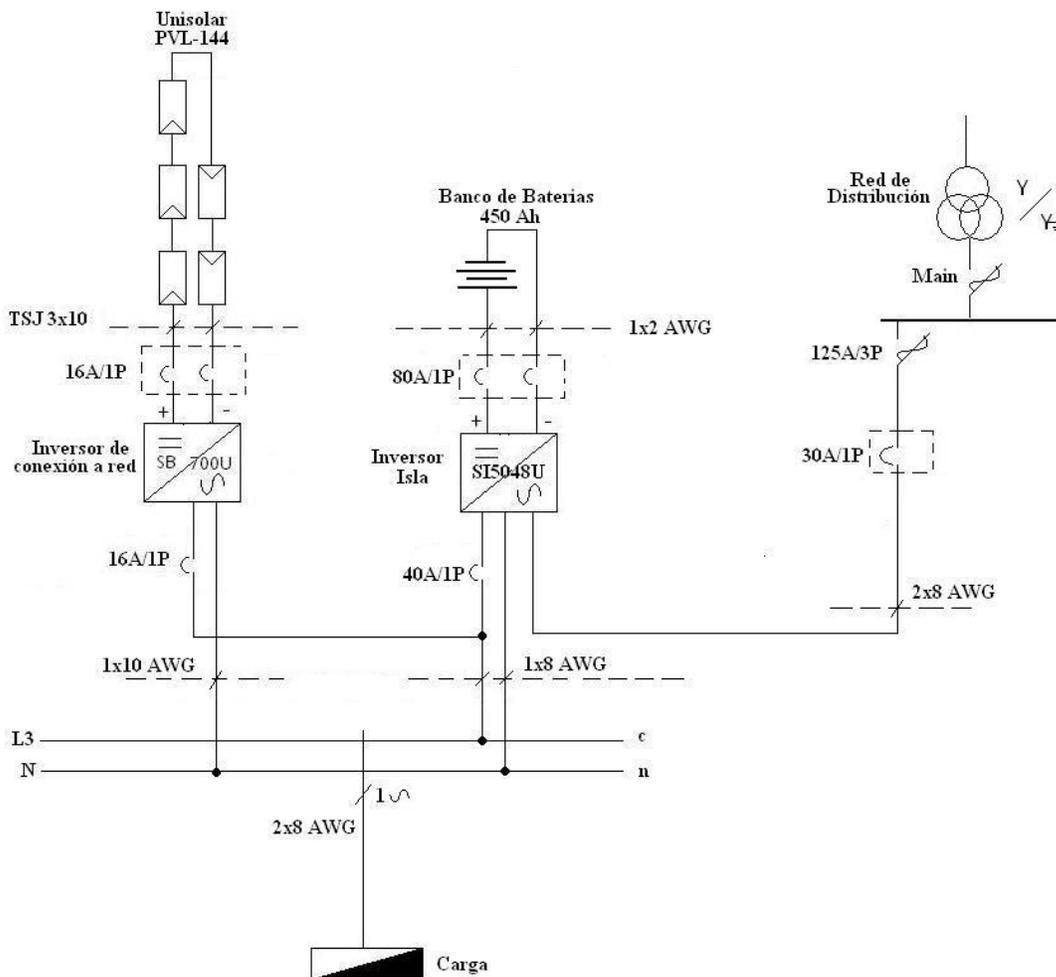


Figura 3-8. Diagrama unifilar de conexión del sistema fotovoltaico.

Para suplir la potencia requerida por la carga antes mencionada, se utilizarán tres fuentes diferentes de energía:

- Con los paneles fotovoltaicos instalados en el techo de la EIE, que poseen una potencia máxima de 720 Wp y se encuentran conectados al inversor de conexión a red; siendo esta energía la primera en ser utilizada por la carga.
- Si en determinado instante la potencia que necesita la carga es mayor a la entregada por los paneles fotovoltaicos, entonces el inversor isla utiliza la red de distribución para suplir el resto de potencia.
- En ausencia de red de distribución y ante la necesidad de suplir potencia a la carga además de los 720 Wp proporcionados por medio del inversor de conexión a red, el inversor isla tiene conectado un banco de baterías de 450 Ah.

Utilizando esta configuración y con el equipo seleccionado para tal fin, se pueden suministrar una potencia máxima de 5 KW (potencia máxima continua que puede suministrar el inversor isla). Es de hacer notar que aunque se utilizan tres fuentes de energía para alimentar la carga, no funcionan las tres al mismo tiempo sino que; se tiene un orden que lo rige el inversor isla por medio de su programación interna (que se detallará más adelante).

Para que ese orden se dé, es necesario además que los inversores se estén comunicando entre ellos en todo momento; por lo que es necesario instalar en cada uno de los inversores una tarjeta de comunicación de datos.

Una vez se ha instalada la tarjeta de comunicación se debe de construir un cable UTP, con un cableado especificado en el manual de usuario del Sunny Island (se hace referencia a este equipo porque es el instalado en la EIE, para otras marcas deberá seguirse las instrucciones del manual del equipo que se esté usando), el cable antes mencionado se debe de construir de la siguiente manera:

Inversor fotovoltaico/SunnyWebBox	Asignación de señal RS485	Enchufe RJ45 - Sunny Island	Código de colores RJ45
2	A (Data+)	3	Blanco-verde
5	GND	2	Naranja
7	B (Data-)	6	Verde

Tabla 3-9. Estructurado del cable de comunicación entre inversores.

En la Tabla 3-9 se muestra como se debe de estructurar el cable UTP que se utilizará para comunicar a cada uno de los inversores y con el dispositivo llamado WebBox, que su función es llevar un registro de todas las variables eléctricas de los inversores, y datos de climatología si el sistema tiene instalado una estación meteorológica. La primera columna muestra los pines que se van a usar del inversor de red y de la WebBox, en la tercera columna están los pines del

conector RJ45 que se debe de utilizar para el inversor isla; y en la última columna se tiene una sugerencia de los colores que se deben de usar en el cable a construir.

Ya construido el cable y conectado en cada uno de los equipos, tiene que quedar de la siguiente manera:

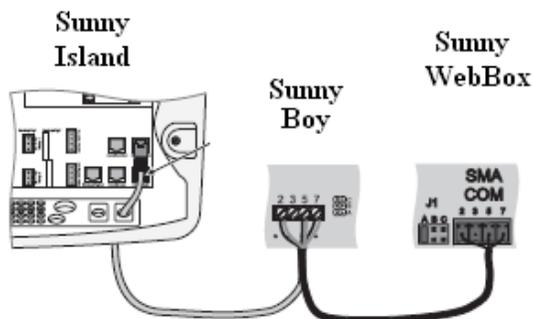


Figura 3-9. Conexión del cable de datos entre los equipos del sistema fotovoltaico²⁶.

Como se mencionó anteriormente, la configuración mostrada en la Figura 3-9 es válida solo para los equipos de la marca SMA, que son los que se encuentran instalados en la EIE; para otras marcas dependerá del manual de usuario de ese otro equipo.

3.3 Parametrización de los componentes.

Una vez se tenga instalado el equipo de acuerdo a la configuración escogida, es importante ajustar los parámetros necesarios para el funcionamiento adecuado y coordinado de todos los equipos. En este caso y por los equipos escogidos para este sistema, se deben de configurar el inversor de conexión a red y el inversor isla. Dependiendo del equipo usado, así serán los parámetros y la cantidad de ellos que habrá que manipular para configurar adecuadamente el sistema.

3.3.1 Configuración del inversor de conexión a red.

Para configurar el inversor de conexión a red, se necesita instalarle la tarjeta de comunicación y conectarlo por medio del cable UTP a la WebBox (como se describió en el apartado 3.2); una vez el inversor esté conectado se debe de energizar para configurarlo utilizando una computadora de escritorio. Este inversor solamente consta de varios parámetros, pero para el presente caso los más importantes son el parámetro llamado “Default” que, para este tipo de sistema debe tener seleccionada la opción “Off-Grid”, y el parámetro “Operating Mode” que para este caso debe tener seleccionada la opción “Mpp-Operation”. En el caso de este inversor al no poseer teclas de desplazamiento y de menú en pantalla, se debe de acceder a él por medio de la página web de la SunnyWebBox.

²⁶ Manual de Usuario, Sunny Island SMA, página 61

Dicha pagina muestra la siguiente información:

Vista general Valores actuales Parámetros					
WR725U7E:2000156822 02.06.2012 16:55:22					
Nº	Denominación	Valor min.	Valor máx.	Valor	Unidad
1	Default			OFF_GRID	
2	dFac-Max			4	Hz/s
3	dZac-Max			2000	mOhm
4	E_Total	0	200000	146,57	kWh
5	Fac-delta-			4,5	Hz
6	Fac-delta+			4,5	Hz
7	Fac-Limit delta	0	4,5	1,5	Hz
8	Fac-Pderating			1	
9	Fac-Start delta	0	4,5	0,5	Hz
10	h_Total	0	200000	626,6057	h
11	Hardware-BFS			1	Version
12	KI-Wind-Reg	0	0,25	0,038	
13	KP-Wind-Reg	0	0,25	0,15	
14	Memory Function			No function	
15	Operating mode			Mpp-Operation	
16	Plimit			700	W
17	Pmax	0	750	700	W
18	P-Wind-Mid	0	750	140	W
19	P-Wind-Ramp	10	1000	70	W/s
20	SMA-SN			2000156822	
21	Software-BFR			2,4	Version
22	Software-SRR			2,4	Version
23	T-Start	5	1600	10	s
24	T-Stop	1	1800	2	s
25	Vac-Max-ANSI-A			9,2	%
26	Vac-Max-ANSI-B			10	%
27	Vac-Max-Fast			20	%
28	Vac-Min-ANSI-A			11,2	%
29	Vac-Min-ANSI-B			12	%
30	V-Const Setval	125	330	275	V
31	VdcWindMax	0	275	250	V
32	VdcWindMid	0	275	170	V
33	VdcWindStart	0	275	123	V
34	Vpv-Max			275	V

Figura 3-10. Ventana de configuración del inversor de conexión a red.

En esta figura se pueden observar los parámetros actuales que posee el inversor de conexión a red, la mayoría de los parámetros son configurables a excepción de los datos que no aparecen en las casillas de texto. Muchos de estos parámetros están configurados por defecto, por lo que se dejan tal cual se encuentran. Como se mencionó anteriormente solo se modificaron “Default” y “Operating Mode”.

3.3.2 Configuración del inversor tipo isla.

La configuración que se le aplica a este equipo inversor es mucho más compleja que la aplicada al inversor de conexión a red. Aquí se debe de indicarse al equipo de cuantas fases e inversores constará el sistema, el tipo de baterías que tendrá el banco a utilizar, si el inversor que se está configurando funcionará como maestro o como esclavo, y muchos otros parámetros más. Este inversor presenta la facilidad de tener teclado y de menú en pantalla lo que facilita su configuración, pues no se necesita la página web para configurar los parámetros básicos e importantes; pero cierta configuración (Que se mostrara en la Tabla 3-12) si necesita ser realizada por medio de una computadora personal. Al encender el inversor por primera vez este muestra lo que llama una “Quick Configuration Guide, QCG” (guía de configuración rápida), donde se deben realizar los siguientes pasos:

- Una vez se inicia el QCG se debe de seleccionar la opción “New System”, y se indica si el inversor será Maestro o Esclavo en el sistema fotovoltaico; en este caso se seleccionó la opción “Master” (Maestro). Luego se especifica cuantas fases e inversores tendrá el sistema, las opciones disponibles son las siguientes:

Texto mostrado	Descripción
3Phase	Sistema trifásico, 3 Sunny Island
1Phase1	Sistema monofásico, 1 Sunny Island
1Phase2	Sistema monofásico, 2 Sunny Island
1Phase3	Sistema monofásico, 3 Sunny Island
1Phase4	Sistema monofásico, 4 Sunny Island
2Phase2	Sistema bifásico, 2 Sunny Island
2Phase4	Sistema bifásico, 4 Sunny Island
MC-Box	Ajuste para funcionamiento en multiclúster

Tabla 3-10. Tipos de sistemas disponibles en la QCG.

- La opción escogida para el sistema instalado, es la de 1Phase1 es decir: Sistema monofásico, 1 Sunny Island. Paso siguiente el inversor solicita la fecha y la hora, que pueden ajustarse por medio de las teclas de desplazamiento del panel frontal.

- El siguiente parámetro que se debe de ajustar es el tipo de baterías que se están utilizando, se tienen tres opciones disponibles:
 - **VRLA: Valve Regulated Lead Acid:** Baterías cerradas de plomo con electrolito fijado en gel o fieltro (AGM, Absorbent Glass Mat Separator) de todos los tipos convencionales existentes en el mercado (de placas de rejilla, de placas de tubo, pequeñas, grandes, de fieltro, de gel etc.).
 - **FLA: Flooded Lead Acid:** Baterías cerradas de plomo con electrolito líquido de todos los tipos corrientes existentes en el mercado (de placas de rejilla, de placas de tubo, pequeñas, grandes etc.).
 - **NiCd: níquel/cadmio:** Baterías cerradas de níquel-cadmio con placas de alvéolos o de placas de estructura fibrosa.

Seleccionándose el tipo de baterías FLA, ya que son las disponibles. Una vez seleccionado el tipo de baterías, se debe de ajustar el valor de voltaje de la batería que para el tipo FLA tiene el rango de 42 V – 52 V; para el banco de baterías instalado dentro de la EIE se selecciona el valor de 48 V.

Luego se debe de introducir la capacidad en amperios horas del banco de baterías, el rango del que se dispone es 100 Ah – 10,000 Ah usándose el valor de 450 Ah para el presente sistema.

- El ultimo parámetro que se configura dentro de la QCG es el tipo de fuente externa que alimentará al inversor isla, se tienen las siguientes opciones:

Texto mostrado	Descripción
PvOnly	Red aislada, sin red pública, sin generador
Gen	Red aislada con generador
Grid	Red pública
GenGrid	Red pública y generador

Tabla 3-11. Tipo de fuente externa del sistema fotovoltaico.

Para el caso en estudio, se tiene como fuente externa la Red pública por lo que se escogió el parámetro “Gen”.

Todo el procedimiento antes descrito comprende solamente los parámetros del QCG, existe otra gran cantidad de parámetros que solamente es posible configurarlos por medio de la

página web de la SunnyWebBox. Aunque la lista de parámetros del inversor isla es bastante extensa, solo se hará mención de aquellas variables que se han modificado para adecuar el equipo al funcionamiento deseado.

Para este sistema fotovoltaico y usando la página de la WebBox se ajustaron los siguientes parámetros:

Parámetro	Valor	Descripción
BatChrgCurMax	15 ADC	Corriente de Carga del Banco de Baterías
BatChrgVtgMan	54 VDC	Voltaje de Carga de las Baterías
GdCurNom	30 A	Corriente Nominal de la Red
GdFrqMax	60.5 Hz	Frecuencia Máxima de la Red
GdFrqMin	59.3 Hz	Frecuencia Mínima de la Red
GdFrqNom	60 Hz	Frecuencia Nominal de la Red
GdMod	GridFeed	Alimentación y carga por medio de la Red
GdPwrEna	Enable	Solicitar la Red por la potencia en demanda
GdPwrStp	0.5 KW	Desconexión de Red por potencia de la carga
GdPwrStr	0.8 KW	Conexión de Red por potencia de la carga
GdSocEna	Enable	Solicitar la Red por el Estado de Carga de las Baterías
GdSocTm1Stp	95%	Desconexión de Red por Estado de Carga de las Baterías
GdSocTm1Str	90%	Conexión de Red por Estado de Carga de las Baterías
GdVtgMax	132 V	Voltaje máximo de la Red
GdVtgMin	105.6 V	Voltaje mínimo de la Red

Tabla 3- 12. Parámetros configurados por medio de Sunny WebBox.

La tabla anterior muestra cada uno de los parámetros que fueron ajustados usando la página web del dispositivo, se puede observar el valor al cual fue ajustado cada uno de esos parámetros y; además se tiene una pequeña descripción de la función de cada uno de ellos.

Con el ajuste de estos parámetros se pretende:

- **BatChrgCurMax:** ajustar la corriente de carga del banco de baterías con 15 A de carga, pues un valor más alto de corriente puede calentar más cada una de las baterías del banco; reduciendo la vida útil de las mismas.
- **BatChrgVtgMan:** puesto que el voltaje del banco de baterías es de 48 V, se asigna un valor de voltaje de carga levemente superior usándose 54 V.
- **GdCurNom:** con este parámetro se le indica al inversor cual será el nivel de corriente que podrá obtener de la red, y que se utilizará para alimentar la carga. Puesto que la protección

que tiene el inversor del lado de la red de distribución es de 30 A, ese es el valor que se asigna como corriente nominal de la red.

- GdFrqMax y GdFrqMin: por medio de estos parámetros se fija el nivel máximo y mínimo de frecuencia de la red, con esto se logra proteger de las diversas fluctuaciones que se dan en la red, al equipo que se está alimentando.
- GdFrqNom: se le indica al equipo cual es el valor nominal de la frecuencia de la red de distribución de la cual se está tomando la energía adicional. Para El Salvador el valor nominal de la frecuencia es de 60 Hz.
- GdMod: se establece como se utilizará la red de distribución, se tienen dos opciones: solo se utiliza para carga de baterías, o se puede usar para cargar baterías y alimentar la carga que esté conectada al equipo.
- GdPwrEna: cuando se habilita este parámetro, se le indica al equipo que si existe una demanda de potencia por parte de la carga, esta puede ser alimentada usando la red de distribución.
- GdPwrStp y GdPwrStr: se fijan los valores de potencia máximo y mínimo que demandara la carga para que el inversor inyecte energía por medio de la red.
- GdSocEna: según el rango que se establezca al porcentaje estado de carga de las baterías, el inversor utilizará la red para cargar el banco de baterías.
- GdSocTm1Stp y GdSocTm1Str: porcentajes máximo y mínimo del estado de carga de las baterías, en el cual el inversor utilizará la red para cargar el banco de baterías.
- GdVtgMax y GdVtgMin: con este parámetro se definen el nivel máximo y mínimo del voltaje que debe presentar la red, cuando se desea cargar las baterías o alimentar la carga instalada.

3.4 Funcionamiento del sistema

Cuando la red está presente y tiene unos valores de tensión y frecuencia dentro de los rangos que se han parametrizado en el Sunny Island, este se sincroniza con esta y se conecta. Esto no ocurre sólo en funcionamiento GridFeed sino que ocurre también en GridCharge.

Si se desea tener la red siempre conectada al sistema aislado, las baterías siempre estarán cargadas (ya que el sistema queda así preparado para una caída de red) y estas tendrán una carga de mantenimiento (Float). La energía fotovoltaica alimentará a las cargas y si esta energía no es suficiente, se tomará energía de la red pública. En caso de que se produzca más energía fotovoltaica que la que la carga demanda, ésta se perderá (con pequeños cambios en la frecuencia el Sunny Island indica a los inversores Sunny Boy que deben salir del punto de máxima potencia). El funcionamiento de la red se puede generar por dos parámetros ajustables por el propietario del sistema:

Por potencia ($500 \text{ W} < \text{GdPwrEna} < 800 \text{ W}$).

Con este parámetro indicamos que si la carga demanda más de 800 W por sobre lo instalado en generación fotovoltaica, la red pública entra a alimentar la carga inmediatamente desconectando las baterías y suministrando la potencia necesaria restante a la generada por el sistema fotovoltaico, esto se mantendrá hasta que la carga demande 500 W por sobre la potencia generada por los paneles, desconectando la red y restableciendo el suministro de potencia por medio de las baterías si el estado de carga, SOC, de estas permite su uso.

Por el SOC de las baterías ($70 \% < \text{GdSocEna} < 90 \%$)

Este parámetro permite regular el uso de las baterías por medio de su estado de carga (SOC), cuando la carga sea mayor a la capacidad generada por los paneles y las baterías tengan un SOC menor al 70 % estas serán desconectadas por el inversor isla y simultáneamente entrara en funcionamiento la red pública para cargar las baterías y suplir el excedente de carga, cuando el SOC de las baterías sea mayor a 90 % la red se desconectara y el excedente lo suplirá las baterías. Esto se puede apreciar en la Figura 3-11.

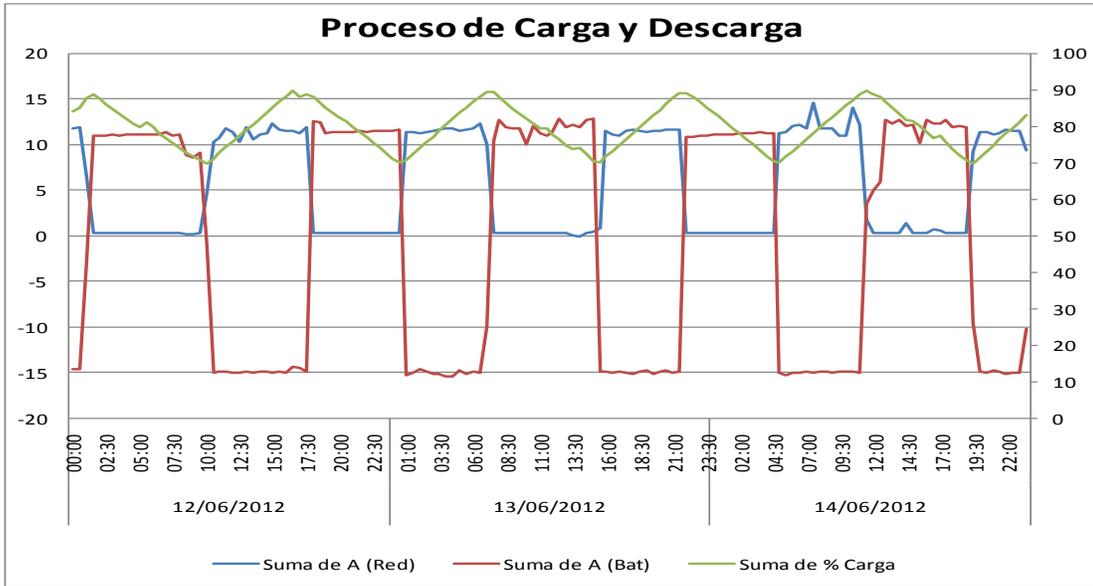


Figura 3-11. Proceso de carga y descarga de las baterías.

En la Figura 3-12 se observa los momentos en que las baterías o la red pública están suministrando al sistema por medio del inversor isla, de la figura se demuestra que cuando las baterías tengan un SOC por debajo del 70 % las baterías se desconectan y se cargan por medio de la red al mismo tiempo que suple el excedente de carga.

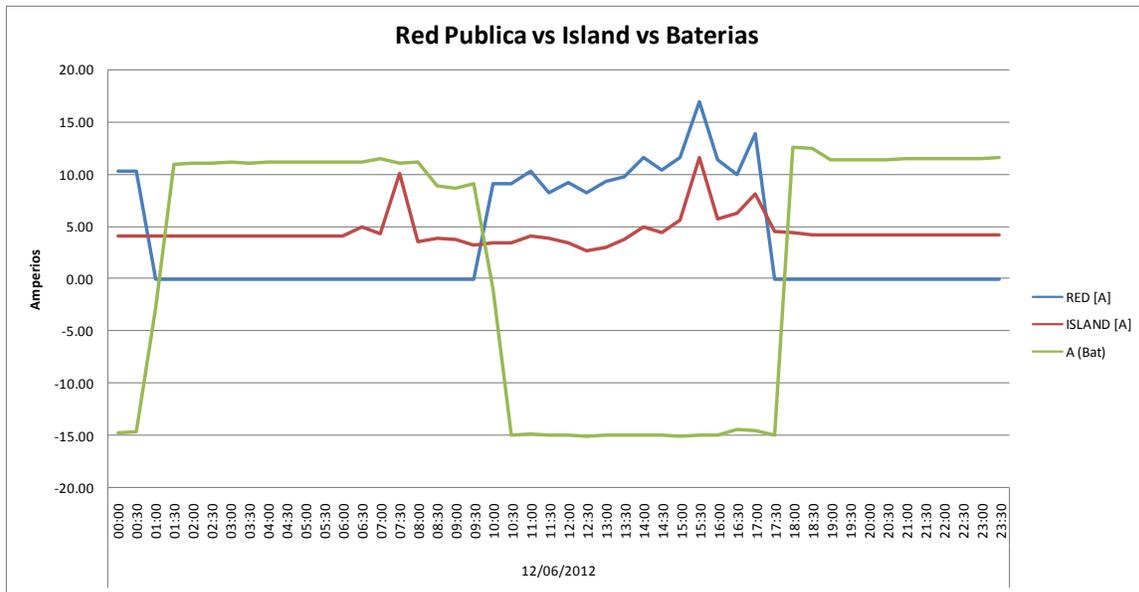


Figura 3-12. Comparación entre la red pública, inversor isla y el banco de baterías.

El comportamiento del sistema se ilustra en la figura 3-13, donde se registran los valores de corrientes en los puntos de interés del sistema (Carga, Salida Sunny Boy, Salida Island, Red Pública).

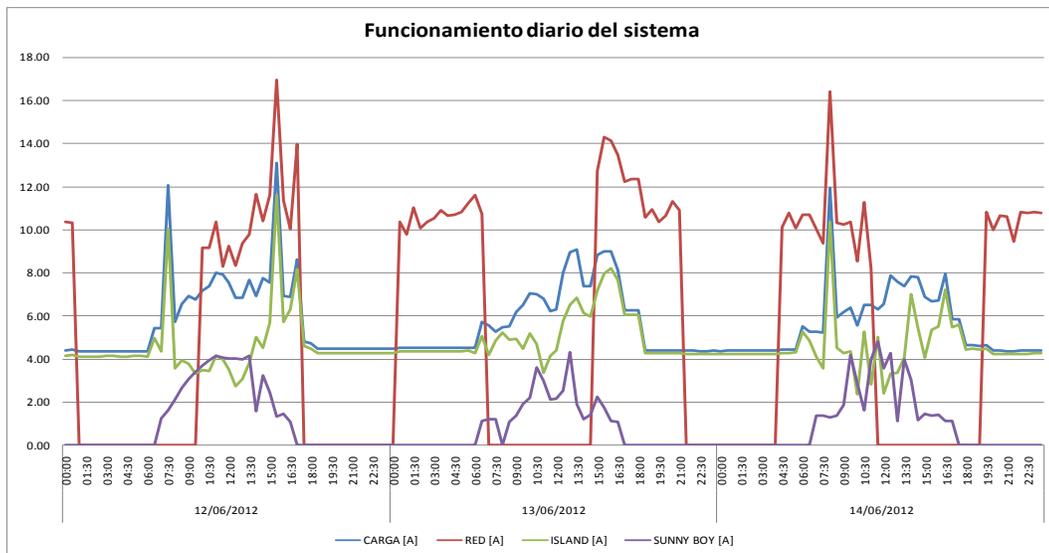


Figura 3-13. Funcionamiento del sistema durante tres días.

De lo anterior se puede determinar que cuando los paneles están generando, el excedente de la carga lo supe el inversor isla ya sea por la red pública o por las baterías, esto dependerá en la condición de funcionamiento que se encuentre el sistema (ya sea por potencia o por SOC).

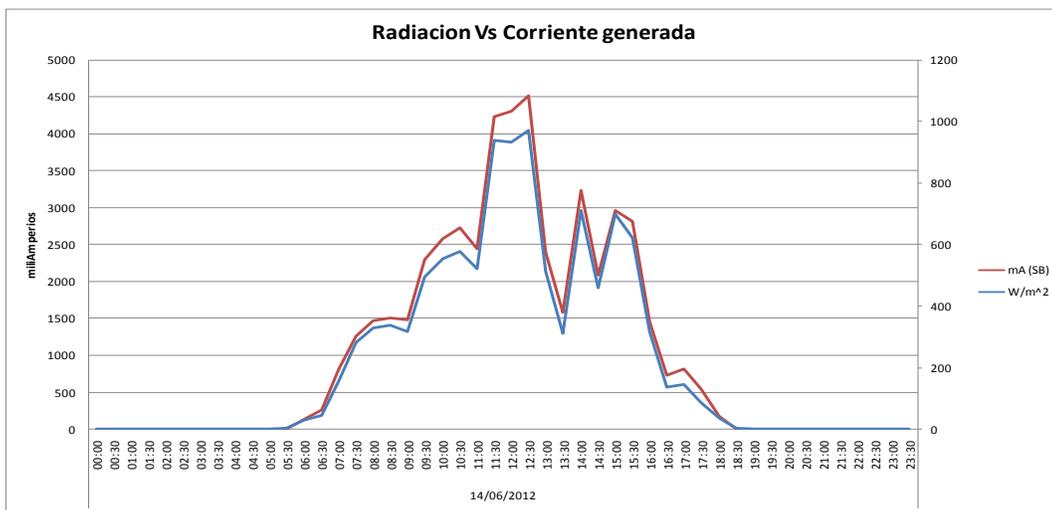


Figura 3-14. Corriente generada por la radiación incidente sobre los PVF.

En la Figura 3-14 se muestra el patrón de radiación de un día en específico, que permite comparar la corriente producida por el inversor de conexión a red. Teniéndose un comportamiento similar entre ambas magnitudes.

3.5 Estructuras de soporte para paneles fotovoltaicos.

La mayoría de paneles existentes en el mercado requieren estructura de soporte ya que por ellos mismos no son adecuados para integración arquitectónica sustituyendo elementos constructivos convencionales. La estructura de montaje del generador debe soportar velocidades de viento previstos.

Para maximizar el rendimiento del sistema, los módulos deben instalarse con unos ángulos de inclinación y orientación óptimos. Esto dependerá de la ubicación y de las necesidades establecidas por el diseñador del sistema. El ángulo ideal es cuando los rayos del sol están perpendiculares a la superficie del módulo (este varía dependiendo de la latitud y longitud del lugar). En las cadenas en serie, todos los módulos deben tener la misma orientación e inclinación para evitar que se produzca un rendimiento inferior debido a desajustes de los módulos.

Incluso la más mínima sombra proyectada sobre los módulos provocará un menor rendimiento de los mismos del sistema. Se considera que un módulo no tiene sombras cuando no experimenta sombra en todo el año e incluso durante los días más desfavorables del año esté expuesto a varias horas de luz solar directa.

3.5.1 Estructura para tejado inclinado

Para estas clases de tejado se facilita el hecho que poseen una cierta inclinación que puede o no favorecer el diseño de la estructura, la mayoría de tejados inclinado están hechos por láminas o duralita, en la Figura 3-15 se muestra el tipo de estructura más utilizado para tejados inclinados.



Figura 3-15. Estructura para tejados inclinados.

Entre los materiales para la estructura, fijación del panel a la estructura y el sistema de anclaje a la lámina o duralita son:

MATERIAL		# EN PLANO
ESTRUCTURA	acero galvanizado	7
	poliamida	6
FIJACIÓN DEL PANEL	acero cincado	1
	acero	2
	aluminio	3
	aluminio	5
	poliamida	4
ANCLAJES	acero galvanizado	9
	acero	8

Tabla 3- 13. Materiales para estructura en tejado inclinado.

En la Figura 3-16y 3-17 se detalla la vista superior y lateral de la estructura así como las proyecciones de los puntos de soporte y anclaje respectivamente.

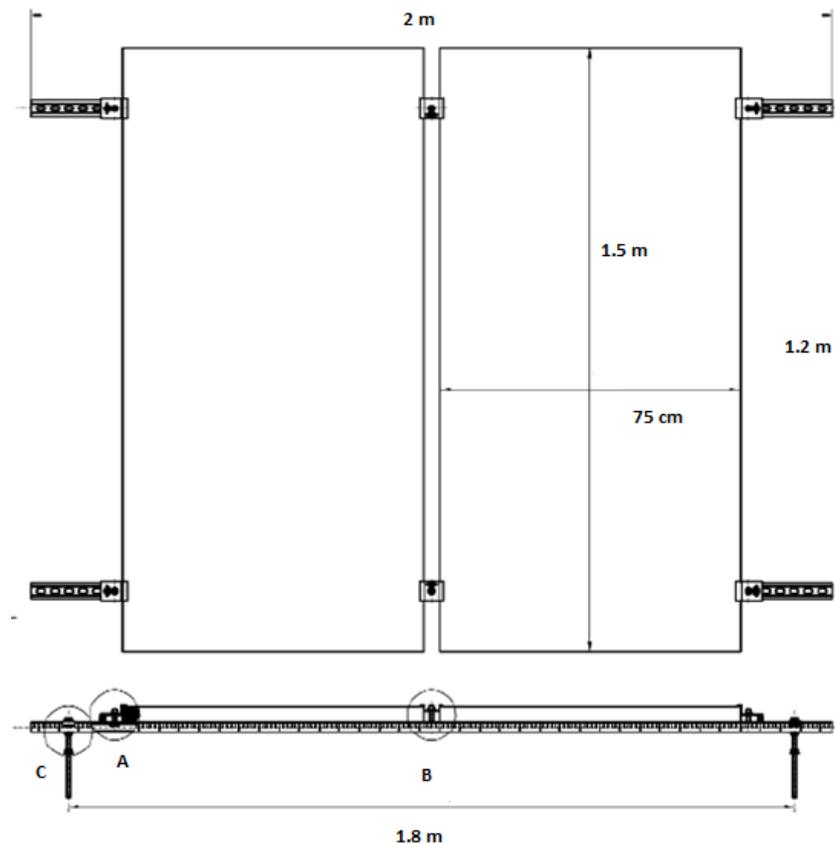


Figura 3-16. Vistas superior y lateral de la estructura de montaje en techos inclinados.

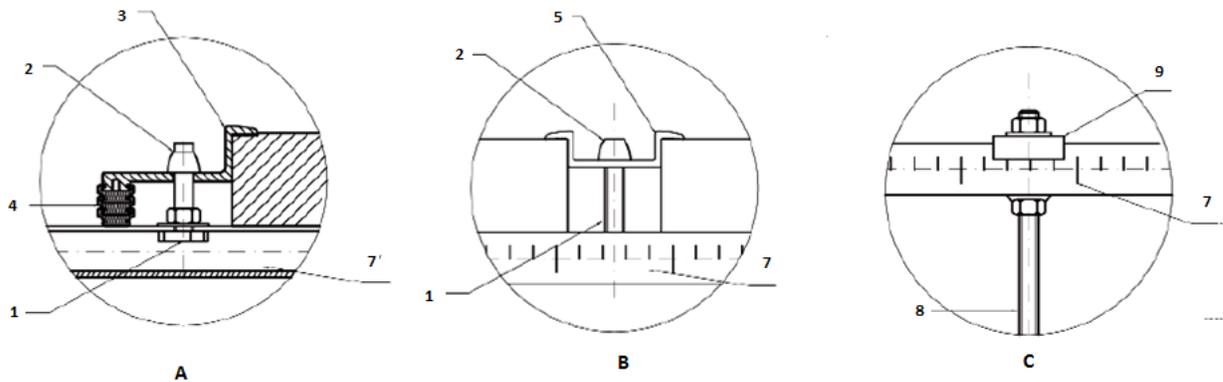


Figura 3- 17. Proyecciones de los puntos de anclaje y soporte para la estructura en techos inclinados.

Estas estructuras están diseñadas para la instalación de 2 paneles fotovoltaicos, pero se pueden ampliar colocando estructuras en serie y paralelo para aumentar el número de paneles, en estas estructuras la prolongación de sombras es menor que en las de techados planos ya que por la misma inclinación que esta posee la altura de la estructura se reduce y minimiza la posibilidad de producir sombras sobre estructuras adyacentes.

3.5.2 Estructura para tejado plano

Dependiendo del grado de inclinación deseado será la estructura que se debe de instalar, en la Figura 3-18 se detallan las estructuras más comunes para dar la inclinación adecuada.



Figura 3-18. Tipos de estructuras para determinado grado de inclinación.

La separación que deben tener las estructuras contiguas es importante por la proyección de sombra que se puede tener, como se vio en el capítulo uno las pérdidas por sombreado son las más significativas para cualquier sistema fotovoltaico, a continuación se detallaran las medidas mínimas que se deben de tomar en cuenta cuando se estén montando las estructuras.

Lógicamente, la distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro.

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la Figura 3-19.

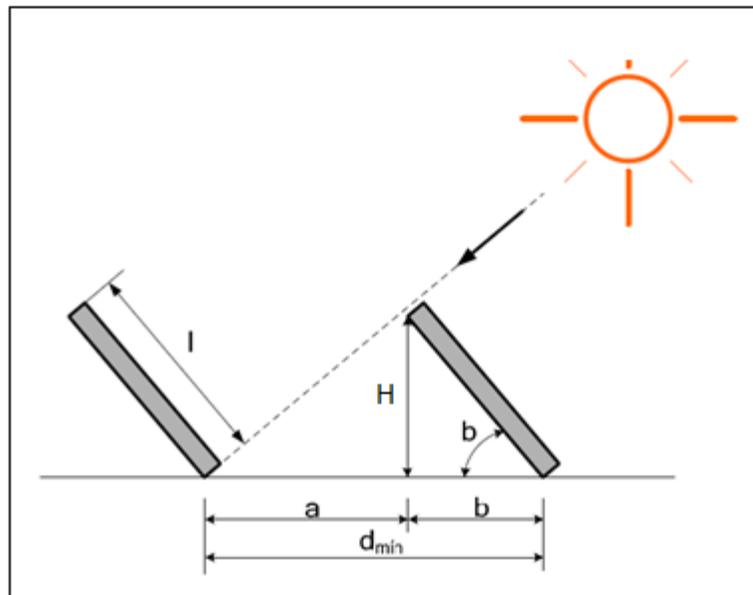


Figura 3-19. Distancia mínima entre estructuras de montaje de paneles.

En instalaciones que se utilicen todo el año, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente

$$H = (90^\circ - \text{latitud}) - 23.5^\circ$$

De la figura 3-14 se deduce:

$$d_{min} = l * \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan H} \right)$$

Donde:

d_{min} = Distancia mínima entre módulos para evitar sombras.

l = Longitud del modulo, incluido el marco y el soporte correspondiente

H =Es la altura solar en el medio día del mes más desfavorable (21 de diciembre)

β = El grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

Generalmente para estas estructuras el número de paneles fotovoltaicos a soportar en este caso son dos. Colocados uno junto al otro en dirección vertical siempre dejando la posibilidad de

repetir este módulo y alargar o reducir la estructura y las posibilidades de ésta. Cada módulo mide 2 metros de largo.

En la Figura 3-20 se detalla como quedaría instalada la estructura completa si se coloca dos módulos seguidos para formar una hilera de 4 paneles.



Figura 3-20. Estructura para montar 4 paneles fotovoltaicos.

Entre los materiales para la estructura, fijación del panel a la estructura y el sistema de anclaje al tejado plano son:

MATERIAL		# EN PLANO
ESTRUCTURA	acero galvanizado	11
	acero galvanizado	9
	acero galvanizado	10
	acero galvanizado	8
	acero galvanizado	1
FIJACIÓN DEL PANEL	acero galvanizado	2
	acero	3
	acero	4
	aluminio	5
	aluminio	7
	poliamida	6
ANCLAJES	acero cincado	12

Tabla 3-14. Materiales para la estructura de montaje en tejados planos.

En la Figura 3-21 y 3-22 se detalla la vista lateral de la estructura así como las proyecciones de los puntos de soporte y anclaje respectivamente.

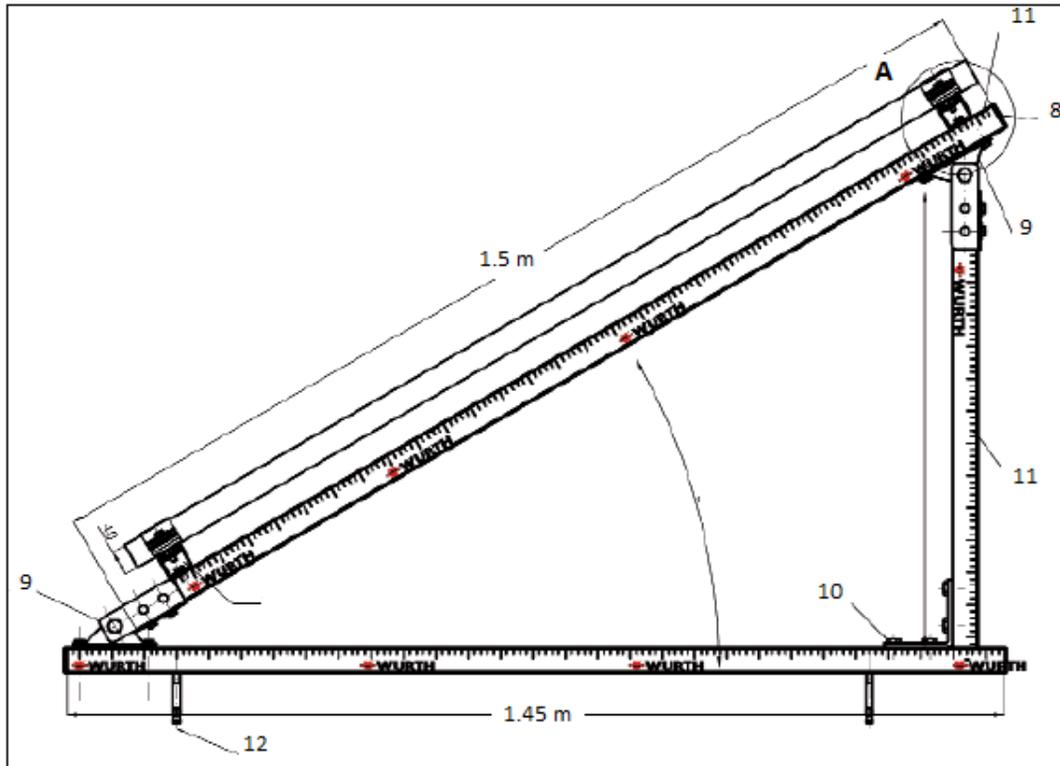


Figura 3- 21. Vista lateral de la estructura de montaje de paneles en tejados planos.

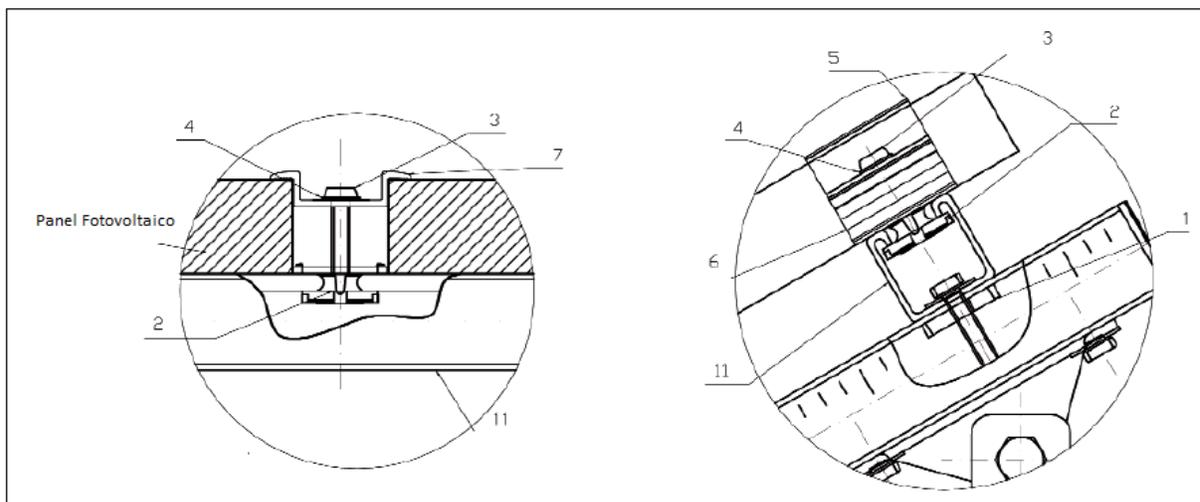


Figura 3-22. Puntos de soporte de la estructura de montaje de paneles en tejados planos.

3.6 Estructura prototipo para la instalación del sistema FV en la EIE UES

En la Figura 3-23 se muestra la estructura prototipo utilizada en la EIE UES, esta estructura parte principalmente de la forma de los paneles fotovoltaicos utilizados, como se pudo apreciar en la sección 3.1.1 y la forma general del techo donde se instalara, ya que es de lamina con inclinación de 17° . Para la estructura se utilizo un base con riel STRUT soportada con varillas de $1/2''$, sobre esta base se colocaron laminas donde se fijaron los paneles fotovoltaicos.

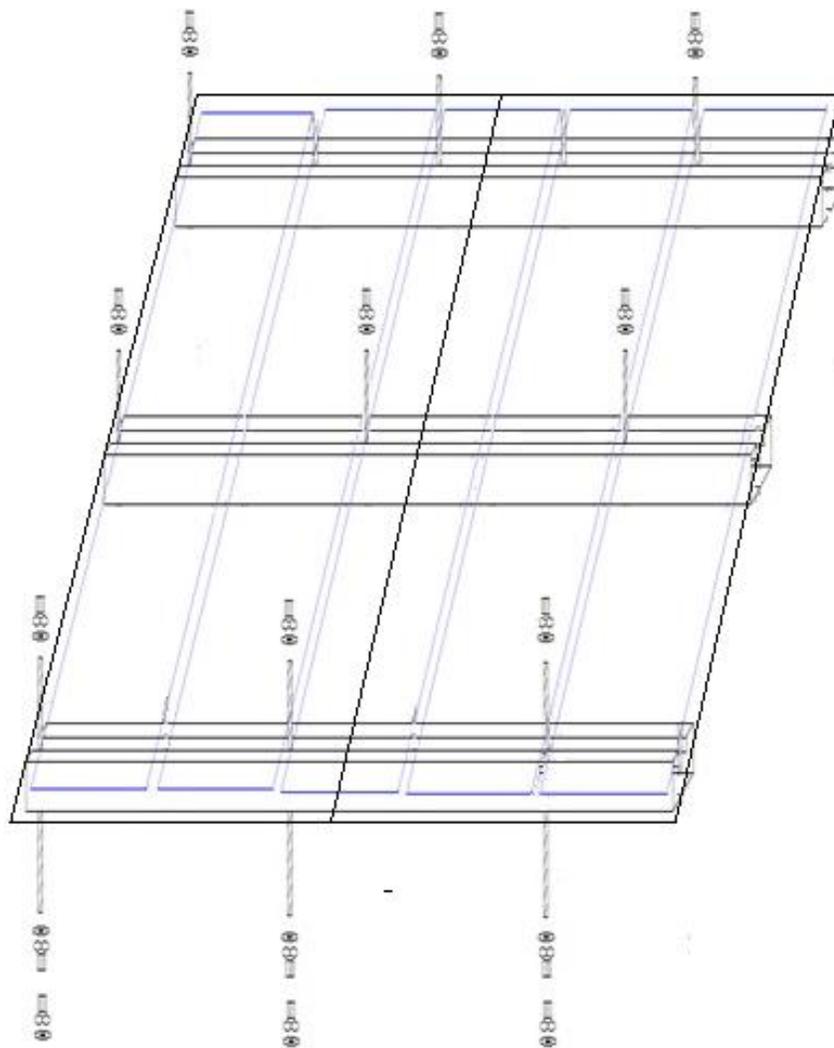


Figura 3-23. Estructura prototipo utilizada en la instalación del SF en la EIE UES.

En la Tabla 3-15 se resumen los materiales utilizados con los precios del mercado.

Cantidad	Descripción	Precio	Subtotal
6	Riel Strut pacho ojo chino	\$ 15.71	\$ 94.26
12	Metro Lam Znal G80 liza C26	\$ 6.9495	\$ 83.39
1	Broca para Hierro 3/16	\$ 0.44	\$ 0.44
2	Broca para Hierro 1/4	\$ 0.54	\$ 1.08
2	Broca para Hierro 1/2	\$ 2.53	\$ 5.06
2	Sierra AC Plata	\$ 0.75	\$ 1.50
8	Varilla Roscada 1/2"	\$ 3.14	\$ 25.08
2	Varilla Roscada 1/4"	\$ 0.76	\$ 1.52
75	Arandela Plana Zinc 1/2"	\$ 0.10	\$ 7.83
35	Tuerca R/O Zinc 1/4"	\$ 0.03	\$ 0.99
50	Arandela Presión Zinc 1/2"	\$ 0.08	\$ 3.80
TOTAL			\$ 224.96

Tabla 3-15. Total de inversión para la estructura de montaje en la EIE UES

En base a la inversión que se realizó para montar la estructura se puede determinar el costo por metro cuadrado, esto sería dividir la inversión total (\$224.96) entre el área total utilizada de paneles ($5.5\text{m} \times (5 \times .4\text{m}) = 11\text{m}^2$).

$$\$/\text{m}^2 = \frac{\$224.96}{11\text{m}^2} = 20.45 \$/\text{m}^2$$

Para montar la estructura en el techo de la EIE UES se debe de determinar una inclinación adecuada, como se pudo observar en el capítulo I, la inclinación adecuada para El Salvador oscila entre 13° y 15° para obtener el mejor aprovechamiento de la radiación solar, debido a que el techo posee una inclinación de 17° como se ve en la Figura 3-24. Se adecuó la estructura para delimitarla a 13° .

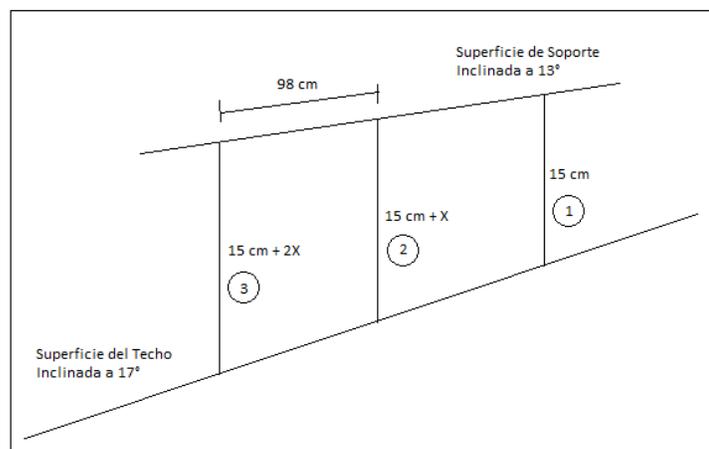


Figura 3- 24. Esquema de inclinación de la superficie del techo y de soporte de los paneles.

Esto se realizó por simples cálculos trigonométricos, en la Figura 3-25 se muestra el triangulo equivalente utilizado para los cálculos.

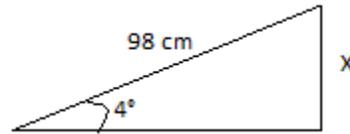


Figura 3- 25. Triangulo equivalente de la inclinación del techo de la EIE UES.

Dado que los puntos de soportes están distanciados por 98 cm, como se puede ver, se debe determinar la distancia X que es el valor que se le debe de sumar a los puntos de soportes 2 y 3 en la Figura 3-20, el valor de X está determinado por la relación siguiente:

$$X = 0.98cm * \sin 4^\circ$$

$$X \cong 7cm$$

Esto quiere decir que se le deben de agregar 7cm a los 15cm en los puntos de soporte 2 y 3 para obtener así la inclinación adecuada de 13°. La Figura 3-26 muestra la estructura montada en el techo de la EIE.



Figura 3- 26. Estructura para los PFV de la EIE.

CAPÍTULO IV

AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA UES

DESCRIPCIÓN GENERAL

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de las medidas tomadas en la Escuela de Ingeniería Eléctrica en los temas de ahorro y eficiencia energética.

También se muestra un estimado de producción anual de energía fotovoltaica en la UES. Se desarrolla un análisis económico para determinar la viabilidad de la instalación de sistemas fotovoltaicos en la Ciudad Universitaria, comparando lo pagado a la distribuidora con el ahorro que se puede obtener de usar energía fotovoltaica.

A partir de las modificaciones efectuadas en las instalaciones eléctricas de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y de las mediciones de potencia y energía tomadas antes y después de los cambios, se muestra el ahorro en concepto de energía y dinero que se obtuvo.

Con dichos resultados se proponen instalaciones fotovoltaicas y medidas de eficiencia energética aplicables a otras edificaciones de la Ciudad Universitaria.

CAPITULO IV: AHORRO, EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN LA UES.

4.1 Eficiencia, ahorro energético y uso combinado de energía.

Toda instalación FV debe acompañarse de medidas de ahorro y eficiencia energética, con el objeto de optimizar la instalación y reducir el costo de la inversión.

Al hablar de eficiencia energética se hace referencia al diseño adecuado de una instalación eléctrica, es decir niveles de iluminación adecuados, diseño adecuado de los sistemas de aire acondicionado, empleo de equipos eficientes y económicamente factibles, no excederse en el número de equipos a utilizar, etc. En cuanto a las medidas de ahorro energético estas son en la mayoría de los casos sencillas, como el correcto uso y dimensionamiento del equipo instalado apagar el equipo que no se esté utilizando, el uso de la luz natural en lugar de luz artificial, uso racional de los sistemas de aire acondicionado no haciendo de las áreas de uso "cuartos refrigerados" ajustando adecuadamente el termostato.

4.1.1 Eficiencia energética.

En la Escuela de Ingeniería Eléctrica, se decidió efectuar algunas medidas de eficiencia energética para disminuir el consumo de energía eléctrica optimizando en esta forma consecuentemente el uso de la energía solar fotovoltaica a generarse. Una de las medidas de eficiencia energética que se realizó en este caso particular, es las de revisar los niveles de iluminación de cada uno de los locales observando que dichos niveles se encuentren dentro de los parámetros adecuados. Los niveles de iluminación que se utilizaron son los siguientes:

Tipos de local	Iluminancia media en servicio (lux)		
	Mínimo	Recomendado	Óptimo
Zonas generales de edificios			
Zonas de circulación, pasillos	50	100	150
Escaleras, almacenes y archivos	100	150	200
Centros docentes			
Aulas, Laboratorios	300	400	500
Bibliotecas, salas de estudio	300	500	750
Oficinas			
Oficinas normales, salas de conferencias	450	500	750
Grandes oficinas	500	750	1000

Tabla 4-1. Niveles de Iluminancia para diferentes tipos de locales.²⁷

²⁷ Diseño de sistemas de iluminación, Asignatura: Instalaciones Eléctricas I, Universidad de El Salvador.

Tomando en cuenta los niveles de iluminación mencionados en la Tabla 4-1, se procedió a realizar mediciones en cada una de las aulas y laboratorios de la EIE. Para cada una, se consideraron entre diez y quince puntos de medición de los niveles de iluminancia. Los valores obtenidos son:

Local	Nivel Mínimo	Nivel Máximo	Promedio
Laboratorio 1 PB	475	660	560
Laboratorio 2 PB	570	720	645
Laboratorio 3 PB	560	710	630
Laboratorio 4 PB	575	715	620
Sala de Lectura	430	560	490
Aula PB	480	610	560
Pasillos segunda Planta	175	240	210
Sala de Juntas	475	580	540

Tabla 4-2. Iluminancia medida en locales de la EIE.

De los datos de la Tabla 4-2 se observa lo siguiente:

- El Laboratorio 1 PB, se encuentra dentro del rango del valor óptimo de iluminación mostrado en la Tabla 4-1 para laboratorios. Aunque cabe mencionar que este local cuenta con una cantidad considerable de iluminación natural la mayor parte del día, lo cual puede provocar los valores de iluminancia obtenidos.
- Los laboratorios 2 PB y 3 PB, están muy alejados del valor óptimo de ahí que se decide corregir los niveles altos de iluminación de estos locales. La iluminación natural es muy baja, lo que obliga al uso continuo de las luminarias si se desea trabajar en estos locales.
- La sala de lectura no logra cubrir el valor óptimo de iluminación (considerando este local como un aula de clases), pues se tiene un promedio de 490 lux mientras que el valor óptimo es de 500 lux. Para este caso se recomienda emplear las mismas luminarias, pero colocar un recubrimiento de papel aluminio en la parte reflectora lo que aumentará la eficiencia de la luminaria.
- La Sala de Juntas cumple con el valor recomendado de iluminación por lo que no necesita ajuste en el nivel de iluminación, además de contar a ciertas horas del día con luz natural.
- El Aula PB cumple con el valor óptimo de iluminación. Este local también posee el beneficio de luz natural gran parte del día.
- En los pasillos de la segunda planta se encontró que los niveles de iluminación presentes, exceden el valor óptimo de iluminación y aunque estas luminarias no son muy utilizadas; la adecuación de la iluminación puede producir un ahorro significativo.

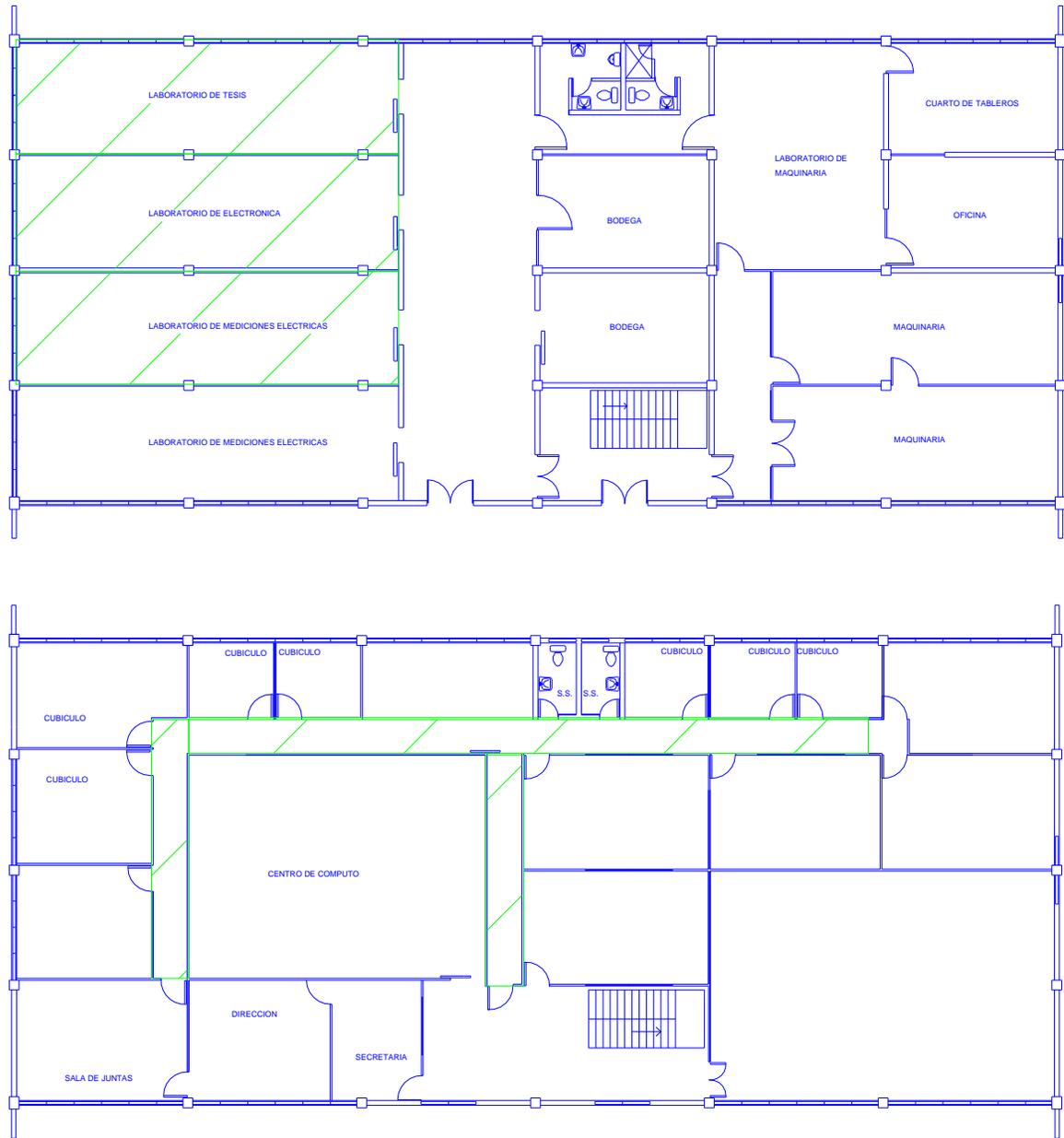


Figura 4- 1. Locales del Edificio de la EIE usados para determinar el ahorro energético.

A partir de los resultados presentados en la Tabla 4-2, se procedió a adecuar los locales que presentan altos niveles de iluminación, siendo seleccionados los siguientes:

- Laboratorio 2 PB
- Laboratorio 3 PB
- Laboratorio 4 PB
- Pasillos segunda planta.

Para cada uno de los laboratorios se tomaron las siguientes medidas:

- a) Se eliminó la luminaria que se encuentra a la entrada de cada uno de los laboratorios.
- b) De forma estratégica se eliminaron lámparas de algunas luminarias para lograr disminuir los niveles de iluminación presentes en cada laboratorio.

Para los pasillos la medida usada fue:

- a) Cambiar el tipo de luminaria de 3x32, a luminaria tipo ojo de buey, con luminaria compacta de 25 W.

Una vez realizados dichos cambios se obtuvieron los siguientes valores de iluminación en los locales sometidos a estudio:

Local	Nivel Mínimo	Nivel Máximo	Promedio
Laboratorio 2 PB	510	670	560
Laboratorio 3 PB	515	660	570
Laboratorio 4 PB	500	645	555
Pasillos segunda Planta	95	140	115

Tabla 4-3. Resultados del ajuste de los niveles de iluminación.

Los ajustes realizados permitieron llevar los niveles de iluminación de cada uno de los locales, a los niveles óptimos recomendados por el método de los lúmenes²⁸. A partir de eso es posible calcular el ahorro en concepto de energía que se puede generar diariamente en la EIE.

4.1.2 Ahorro energético.

Otro aspecto muy importante a tomar en cuenta para reducir el consumo de energía eléctrica es el ahorro energético, que pasa por el uso adecuado y racional de todos los equipos disponibles dentro de una instalación eléctrica. El ahorro energético tiene su base principal en la eficiencia energética de cada uno de los sistemas de la instalación eléctrica, pero tiene otra base más amplia y complicada que involucra a las personas que utilizan dichos sistemas

²⁸Fuente: <http://edison.upc.edu/curs/llum/iluminacion-interiores/calculo-alumbrado-interior.html#mlum>

eléctricos; pues se debe hacer conciencia en el uso adecuado y eficiente de cada uno de los equipos disponibles.

El estándar IEEE Std 739-1995 "Prácticas recomendadas para la gestión de energía en instalaciones industriales y comerciales" propone los siguientes métodos de ahorro de energía:

- Medidas de mantenimiento: por medio de un buen mantenimiento y operación de los equipos de una instalación eléctrica es posible generar ahorro energético. Entre esas medidas se tiene el apagar equipo que no se esté utilizando, reducir la temperatura de los sistemas de enfriamiento y calefacción, apagar luminarias que no se estén utilizando, entre otros.
- Modificación de procesos y de equipamiento: que puede ser aplicado tanto a equipo existente y a equipo nuevo, las medidas incluyen la compra y/o uso de dispositivos más eficientes y durables, reemplazando procesos existentes por otros que utilicen menos energía.
- Mejor utilización del equipo: aplicado a plantas de fabricación en cadena, donde los procesos se pueden calendarizar y realizar de manera más eficiente, evitando el trabajo en los niveles altos de demanda de energía eléctrica.
- Reducción de pérdidas en los edificios: básicamente es aplicado a los sistemas de calefacción y aire acondicionado donde se deben de revisar y dar mantenimiento adecuado a las placas de aislamiento evitando así tener pérdidas y más consumo de energía.

Una vez que se han tomado cada una de esas medidas viene la parte más importante, que es lograr que todas las personas involucradas en el edificio colaboren en el cumplimiento de las medidas de ahorro energético.

Como se vio en el apartado de eficiencia energética, donde se decidió readecuar los niveles de iluminación de algunos locales logrando con esto tener, un ahorro cuantificable en base al uso de dichos locales. A parte de eso, se hace conciencia a las demás personas sobre el uso adecuado de la instalación eléctrica de la EIE.

Entre las medidas tomadas se retiraron las siguientes luminarias:

- Tres luminarias de 3x32 W en el primer nivel.
- Cuatro lámparas de 32 W cada una, en tres laboratorios con exceso de iluminación.

- Dieciocho luminarias de 3x32 W sustituidas por luminaria tipo ojo de buey con luminarias de 25 W.

Obteniéndose de las luminarias eliminadas el siguiente ahorro por hora:

Equipo	Potencia Total Instalada	Potencia Eliminada (W)	Días	Horas de trabajo	Energía Ahorrada (Wh)
Luminarias de 3x32W Entrada a Laboratorios	288	288	30	8	69,120
Lámparas de 32 W de Laboratorios	3456	384	30	8	92,160
Luminarias de 3x32W de pasillos Segundo Nivel	1728	1278	30	3	115,020
Total	5472	1950	-	-	276,300

Tabla 4-4. Total de Potencia reducida en la EIE.

En la tabla anterior se observa que con las medidas de eficiencia al sistema de iluminación, se ha logrado obtener una reducción de 1.95 KW que representa el 35% del total instalado por cada hora de uso de dicho equipo. De la tabla también se observa que durante un mes se obtiene un ahorro de 276.3 KWh en iluminación.

4.1.3 Uso combinado de energía.

Dado que en la EIE, se emplea energía fotovoltaica y de la red para suplir en forma combinada la demanda, se procede a continuación a evaluar el aporte fotovoltaico y consecuentemente el ahorro que dicho sistema provee.

En la escuela de ingeniería eléctrica actualmente existen dos sistemas fotovoltaicos:

- El primero está conformado por tres arreglos de paneles que alimentan tres inversores de conexión a red, con una potencia total de 2.1 KWp. La energía generada por estos es consumida en el segundo nivel del edificio.
- El segundo es un sistema de respaldo formado por un arreglo de paneles amorfos que poseen una potencia de 720 Wp, conectados a un inversor de conexión a red. Dentro de este sistema también se encuentra un inversor del tipo "Isla" que suministra 5 KW máximo; esa potencia la obtiene combinando los 720 Wp de los paneles, de la red de distribución y de ser necesario del banco de baterías que tiene una capacidad de 450 Ah. La energía producida por este sistema alimenta los tomas del segundo nivel del edificio y constituye un sistema de respaldo al faltar la energía de la red de distribución.

Es de hacer notar que el primer sistema fotovoltaico mencionado, tiene más de dos años de encontrarse en funcionamiento mientras que; el segundo sistema cuenta con dos meses de funcionamiento y representa parte de este trabajo de graduación.

Para determinar el ahorro de energía que presentan estos sistemas, se decidió evaluarlos en el mismo periodo que abarca desde el 16 de Abril de 2012 al 10 de Junio de 2012 (que comprende el funcionamiento del sistema de respaldo). Por medio de registros de producción de cada uno de los equipos se determino la energía producida en el intervalo mencionado, teniéndose los datos mostrados en la Tabla 4-5:

Mes	Energía Total (KWh)					Total Mensual
	Sunny Boy A	Sunny Island	Sunny Boy 1	Sunny Boy 2	Sunny Boy 3	
Abril	61.29	7.0	44.50	44.79	44.72	202.3
Mayo	77.39	4.9	74.75	71.28	74.65	302.97
Junio	24.43	0.3	22.74	22.98	22.88	93.33
Total	163.11	12.2	141.99	139.05	142.25	598.6

Tabla 4-5. Energía producida por cada inversor fotovoltaico.

De la tabla anterior puede observarse lo siguiente:

- El inversor A (se encuentra conectado en el sistema de respaldo) en el intervalo de evaluación ha producido un total de 163.11 KWh, siendo Mayo el mes de mayor producción. En Abril aunque solo se evalúan quince días se observa que se tiene una producción elevada, esto se debe a que los PFV instalados en este sistema presentarían una sobreproducción en el primer mes de acuerdo al fabricante.
- El inversor Island (que también forma parte del sistema de respaldo) ha suministrado a la carga un total de 12.2 KWh, esta energía ha sido obtenida del banco de baterías.
- En total el sistema de respaldo a suministrado a la carga instalada un total de 175.31 KWh durante aproximadamente dos meses de funcionamiento, sin incluirse la energía que se ha tomado de la red pues al usarse la red de distribución no existe ahorro alguno.
- En el periodo de tiempo evaluado el sistema de conexión a red compuesto por los inversores A, B y C ha producido un total de 423.29 KWh. Aunque se menciona como sistema de conexión a red, la energía producida es consumida por los diferentes equipos de la instalación eléctrica de la EIE.

Aplicándole el pliego tarifario actual, a la energía producida por cada sistema se tiene la siguiente información:

Mes	Ahorro Total (\$)					Total Mensual
	Sunny Boy A	Sunny Island	Sunny Boy 1	Sunny Boy 2	Sunny Boy 3	
Abril	15.04	1.72	10.92	10.99	10.97	49.65
Mayo	19.00	1.20	18.34	17.49	18.32	74.35
Junio	6.00	0.08	5.58	5.64	5.62	22.91
Total	40.04	2.99	34.84	34.13	34.91	146.91

Tabla 4-6. Total de dinero ahorrado en concepto de energía.

En la tabla anterior se muestra, el dinero que se ha ahorrado en concepto de energía durante el periodo evaluado. Tomando en cuenta que el precio aplicado a la energía es el valor del Resto, pues solo en esa franja horaria se tiene producción de energía de los PFV; el precio del Resto es de \$ 0.192193/KWh + IVA.

De los datos anteriores se observa que:

- La energía suministrada por el sistema de respaldo genera un ahorro total de \$43.03 durante el tiempo de evaluación. En el mes de Mayo que se evalúa un mes completo, se tiene un ahorro de \$20.20, usando la energía de los PFV y del banco de baterías.
- El sistema de conexión a red durante los dos meses de análisis generó en total un ahorro de \$103.88. En el mes de Mayo se tuvo un ahorro de \$54.15, a través de la energía generada por los 2.1 KWp de PFV instalados.
- La energía combinada de los dos sistemas fotovoltaicos otorgo un ahorro de \$146.91 en el tiempo de evaluación de ambos sistemas fotovoltaicos. Teniéndose un ahorro mensual de \$74.35 durante el mes de Mayo.

Considerando solamente un mes de análisis se tiene la siguiente tabla:

Descripción	Potencia (KW)	Energía (KWh)
Suministro de PFV	2.82	302.97
Demandada en EIE	10.69	5633.01

Tabla 4-7. Demanda y aporte de energía en el edificio de la EIE.

Se tiene entonces que:

- En el concepto de potencia, el sistema fotovoltaico cubre el **26.38%** de la demanda de potencia presente en la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

- Los sistemas fotovoltaicos instalados en la EIE son capaces de entregar 320.97 KWh mensuales, que basándose en el consumo de dicho edificio representa el **5.38%**.
- Es oportuno mencionar que las mediciones se han efectuado durante estos meses de lluvia, esperándose una mejora durante el verano, y debido que han sido sistemas con fines de estudio la capacidad instalada es baja pero puede ampliarse en un futuro.

4.2 Estimación de la producción anual de energía fotovoltaica en la Ciudad Universitaria.

Uno de los objetivos del presente trabajo, es el determinar el potencial de generación fotovoltaica que puede obtenerse de los techos de las edificaciones del CAMPUS, en el capítulo I, se han estudiado los diferentes tipos de pérdidas que pueden ocurrir causa del movimiento del Sol o del entorno que rodea el lugar donde se planea instalar un sistema fotovoltaico; se trabajará ahora en la determinación del área útil disponible para generar energía fotovoltaica dentro de la Ciudad Universitaria.

En principio se determinaron los edificios más idóneos para instalar PFV. Entre los criterios empleados están:

- Tipo de la estructura de soporte del techo del edificio, orientación e inclinación.
- Problemas de sombra debido a edificaciones contiguas o árboles.
- Aspecto seguridad.
- Estado actual del edificio, es decir si esta en abandono, deterioro, etc.

Se efectuó una primera selección, dejando fuera del estudio aquellas edificaciones que a simple vista no reúnen las condiciones mínimas de aprovechamiento de recurso solar. Posteriormente, se solicitaron permisos para acceder a los techos de los edificios restantes; en esta fase se realizó una segunda selección en la cual se escogieron los edificios que tuvieran un área de techo significativa, y que no presentara mayores dificultades para la instalación del sistema fotovoltaico, además de no presentar un nivel de sombra proyectada demasiado alto. Finalmente se estableció los edificios que se utilizarán para realizar el estudio.

Los pasos realizados para determinar el potencial de generación fotovoltaica son:

- Determinar el área total del techo del edificio, para esta tarea basta con una cinta métrica y se toma nota tanto del ancho como del largo del área de techo del edificio. Se eliminan las áreas que representan obstáculos para la instalación y la producción de energía y que conlleve una subutilización de los PFV.

- Medir el ángulo de inclinación del techo. Esto permite conocer cuál es la diferencia en grados que existe entre el techo y la inclinación con la que se deseen instalar los paneles, para diseñar la estructura de montaje de paneles.
- Por último utilizando una brújula se determina la orientación del techo del edificio con respecto al Sur. El medir la posible desviación que presenta el techo resulta útil para el diseño de la estructura de soporte, pues si se desea ajustar a cierta orientación el conjunto fotovoltaico, se debe de conocer la orientación que presenta el edificio donde se instalará el equipo. También es importante para efecto de cálculo y de la estimación de la producción anual.

La información resultante se tabuló de acuerdo a la orientación del techo del edificio; se debe considerar si el techo tiene dos o cuatro caídas de agua como ocurre con algunas edificaciones.

Para cada facultad se tienen los siguientes resultados:

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Auditorio de Derecho Ala Oeste (Plafón)	0	176	0	0	176
Auditorio de Derecho Centro (Plafón)	0	57	0	0	57
Auditorio de Derecho Ala Este (Plafón)	0	352	0	0	352
Auditorio de Derecho Nave Central (Lamina)	600	600	0	0	1200
Totales	600	1185	0	0	1785

Tabla 4-8. Áreas totales del Auditorio de Derecho.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Administración Académica (Lamina)	72	72	0	0	144
Edificio de Aulas (Plafón)	0	639	0	0	639
Totales	72	711	0	0	783

Tabla 4-9. Área de techos disponible en la Facultad de Agronomía.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Edificio de Aulas (Plafón)	0	400	0	0	400
Oficinas y Biblioteca (Plafón)	0	226	0	0	226
Laboratorios Nave Principal (Plafón)	0	640	0	0	640
Laboratorios Techo Aledaño (Lamina)	80	80	0	0	160
Totales	80	1346	0	0	1426

Tabla 4-10. Área de techos disponibles en la Facultad de Química y Farmacia.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Edificio de Aulas (Duralita)	467	467	0	0	934
Edificio Administrativo (Duralita)	764	764	0	0	1528
Totales	1231	1231	0	0	2462

Tabla 4-11. Área de techos disponibles en la Facultad de Odontología.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Edificio Principal (Plafón)	0	1911	0	0	1911
Aulas de la Salud (Lamina)	132	132	132	132	528
Totales	132	2043	132	132	2439

Tabla 4-12. Área de techos disponibles en la Facultad de Medicina.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Edificio Administrativo (Lamina)	230	230	0	0	460
Letras y Filosofía (Lamina)	0	781	0	0	781
Periodismo (Plafón)	0	883	0	0	883
Psicología (Lamina)	787	787	0	0	1574
Totales	1017	2681	0	0	3698

Tabla 4-13. Área de techos disponibles en la Facultad de Humanidades.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Escuela de Química (Lamina)	381	381	0	0	762
Escuela de Física (Plafón)	0	290	0	0	290
Escuela de Física (Lamina)	0	613	0	0	613
Laboratorio A (Lamina)	202	202	0	0	404
Laboratorio B (Lamina)	202	202	0	0	404
Totales	785	1688	0	0	2473

Tabla 4-14. Área de techos disponibles en la Facultad de Naturales y Matemática.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Edificio de Potencia (Lamina)	0	0	204	0	204
Aulas Arquitectura (Lamina)	176	176	0	0	352
Administración Académica (Plafón)	0	435	0	0	435
Biblioteca (Plafón)	0	113	0	0	113
Biblioteca (Lamina)	298	298	298	298	1192
Edificio B (Lamina)	157	157	0	0	314
Edificio C (Lamina)	157	157	0	0	314
Edificio D (Lamina)	157	157	0	0	314
Totales	945	1493	502	298	3238

Tabla 4-15. Área de techos disponibles en la Facultad de Ingeniería y Arquitectura.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Edificio de Aulas (Lamina)	432	432	432	432	1728
Edificio de Aulas 1 (Lamina)	284	284	0	0	568
Administración Académica (Lamina)	367	367	0	0	734
Edificio de Aulas 2 (Lamina)	202	202	0	0	404
Totales	1285	1285	432	432	3434

Tabla 4-16. Área de techos disponibles en la Facultad de Economía.

<i>Aulas/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
CenSalud (Lamina)	686	686	0	0	1372
Académica Central (Lamina)	182	182	0	0	364
Biblioteca Central (Lamina)	394	394	0	0	788
Polideportivo (Lamina)	463	496	0	0	959
Totales	1725	1758	0	0	3483

Tabla 4-17. Área de techos disponibles en edificios administrativos.

Es de hacer notar que, aunque en la tabla se menciona ubicación Norte, Sur, Este y Oeste las edificaciones no se encuentran exactamente orientadas hacia esa dirección, son los techos los que presentan esa orientación; de todas las mediciones que se realizaron se pudo observar que la mayoría de los edificios tienen una orientación hacia el Sur con una desviación promedio de $\pm 5^\circ$. Lo mismo sucede con la inclinación, pues la mayoría de los techos son de lámina zincada y estos tienen un inclinación promedio de 10° . Tabulados y ordenados los datos se obtuvieron los siguientes resultados:

<i>Facultad/Edificio</i>	<i>m² Norte</i>	<i>m² Sur</i>	<i>m² Este</i>	<i>m² Oeste</i>	<i>m² Total</i>
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	600	1185	0	0	1785
Agronomía	72	711	0	0	783
Química y Farmacia	80	1346	0	0	1426
Odontología	1231	1231	0	0	2462
Medicina	132	2043	132	132	2439
Ciencias y Humanidades	1017	2681	0	0	3698
Ciencias Naturales y Matemática	785	1688	0	0	2473
Ingeniería y Arquitectura	945	1493	502	298	3238
Economía	1285	1285	432	432	3434
CenSalud	686	686	0	0	1372
Académica Central	182	182	0	0	364
Biblioteca Central	394	394	0	0	788
Polideportivo	463	496	0	0	959
Totales	7872	15421	1066	862	25221

Tabla 4-18. Áreas totales disponibles en la Ciudad Universitaria.

De la tabla puede observarse que la mayor cantidad de área tiene orientación Sur y Norte, mientras que con orientación Este y Oeste es mucho menos. El área total disponible para la instalación de PFV es de 25,211 metros cuadrados.

Considerando que se requieren 10 m² de área por cada KW de PFV de tecnología cristalina se calcula el total de KWp en paneles fotovoltaicos que se pueden instalar dentro de la Universidad de El Salvador.

En Tabla 4-19 se presenta un resumen de las capacidades en PFV a instalar en las diferentes facultades y edificios principales.

Facultad/Edificio	m ² Total	KWp Totales
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	1,785	178.5
Agronomía	783	78.3
Química y Farmacia	1,426	142.6
Odontología	2,462	246.2
Medicina	2,439	243.9
Ciencias y Humanidades	3,698	369.8
Ciencias Naturales y Matemática	2,473	247.3
Ingeniería y Arquitectura	3,238	323.8
Economía	3,434	343.4
CenSalud	1,372	137.2
Académica Central	364	36.4
Biblioteca Central	788	78.8
Polideportivo	959	95.9
Totales	25,221	2,522.1

Tabla 4-19. Potencial instalable en las Facultades de la UES.

La tabla muestra que se puede instalar un total de 2.52MWp.



Figura 4- 2. Edificios de la UES utilizados en la investigación de campo.

En la Figura 4-2 se han marcado con tres colores los edificios que se encuentran dentro de la Ciudad Universitaria, los colores usados son:

- Rojo: para los edificios que durante la investigación de campo se determino, que no cumplían con los requisitos mínimos para formar parte del presente estudio (en la Tabla 4-20 se justifica la no selección de ellos).
- Amarillo: usado para los edificios que al momento de la investigación de campo se descartaron por estar en construcción, remodelación, presentan un área útil pequeña o una cantidad considerable de vegetación a su alrededor. Pero si más adelante se desea, estos edificios pueden ser utilizados sin ningún problema.
- Verde: los edificios marcados en este color son los seleccionados durante la investigación de campo y se utilizaron en el presente estudio.

A continuación se presenta la Tabla 4-20 donde se muestran los edificios que fueron excluidos de este estudio por no presentar buenas condiciones para la instalación de SFV en sus techos, y que para ser utilizados se necesitaría realizar un gasto elevado en reforzar la estructura del techo, o se tendría que eliminar varios árboles que pueden generar sombra a los SFV a instalar.

Edificio	Área (m ²)	Motivo
Escuela de Ingeniería Mecánica	1198	Se necesita reforzar el techo
Escuela de Ingeniería Industrial	628	Se necesita reforzar el techo
Edificios Varios Agronomía	753	Poca Área útil y estructura de techo débil
Imprenta	1444	Orientación e inclinación del techo elevados
Edificio de Artes	1613	Estructura de Techo en forma Semi-Circular
Rectoría	831	Se necesita reforzar el techo
Edificios Varios Humanidades	1943	Poca Área útil y estructura de techo débil
Edificio de Biología	736	Demasiada vegetación circundante
Total	9146	-

Tabla 4- 20. Edificios descartados completamente para el estudio.

Los edificios mostrados en la tabla anterior, se considera que no cumplen los requisitos mínimos que se establecieron para seleccionar los edificios a analizar en el presente estudio. Aunque pudiesen ser usados, en la mayoría de ellos se necesita realizar un buen desembolso de dinero para adecuarlos al uso de SFV; lo que conllevará a incrementar la inversión inicial y afectará la viabilidad de este tipo de proyecto.

4.2.1 Estimación de pérdidas por orientación

Para determinar el porcentaje de pérdidas anuales por orientación e inclinación se ha utilizado el programa Censol; y por otra parte se han usado los porcentajes de pérdidas que se calcularon en la Tabla 1-17 y Tabla 1-19.

Latitud 13°				
Inclinación (°)	Porcentaje de Pérdidas (%)			
	Dirección			
	Norte ($\pm 10^\circ$)	Sur ($\pm 10^\circ$)	Este ($\pm 10^\circ$)	Oeste ($\pm 10^\circ$)
0	1	1	1	1
1	2	1	1	1
2	2	1	1	1
3	2	1	1	1
4	3	0	2	2
5	3	0	2	2
6	3	0	2	2
7	4	0	2	2
8	4	0	2	2
9	5	0	2	2
10	5	0	3	3
11	6	0	3	3
12	6	0	3	3
13	7	0	3	3
14	8	0	4	4
15	8	0	4	4
16	9	1	4	4
17	10	1	5	5
18	10	1	5	5

Tabla 4- 21. Porcentajes de pérdidas anuales por inclinación y orientación.

La tabla 4-21 diseñada para una latitud de 13° considera inclinaciones que van desde 0° a 18°; y las orientaciones de los cuatro puntos cardinales. De los datos obtenidos se observa que los edificios presentan una desviación de $\pm 10^\circ$ con respecto al punto cardinal en estudio.

De esta tabla también se puede observar que con una inclinación de 15° y una orientación Sur, se tienen 0% de pérdidas lo que concuerda con lo mencionado en el apartado del cálculo del

Factor K donde se mencionaba que con esos valores de inclinación y orientación no se obtenían pérdidas en la generación de energía a lo largo del año.

Con los porcentajes de pérdidas de la tabla anterior (obtenidos por medio de Censol), usando el área total de cada una de las facultades y usando el valor de producción anual esperada (que se mostrará más adelante), se obtiene la tabla de pérdidas para la orientación Norte:

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Norte (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	60.00	92,262.60	3	2,767.88	89,494.72
Agronomía	7.20	11,071.51	3	332.15	10,739.37
Química y Farmacia	8.00	12,301.68	3	369.05	11,932.63
Odontología	123.10	189,292.10	3	5,678.76	183,613.34
Medicina	13.20	20,297.77	4	811.91	19,485.86
Ciencias y Humanidades	101.70	156,385.11	3	4,691.55	151,693.55
Ciencias Naturales y Matemática	78.50	120,710.24	3	3,621.31	117,088.93
Ingeniería y Arquitectura	94.50	145,313.60	4	5,812.54	139,501.05
Economía	128.50	197,595.74	2	3,951.91	193,643.82
CenSalud	68.60	105,486.91	3	3,164.61	102,322.30
Académica Central	18.20	27,986.32	3	839.59	27,146.73
Biblioteca Central	39.40	60,585.77	4	2,423.43	58,162.34
Polideportivo	46.30	71,195.97	3	2,135.88	69,060.09
Totales	787.20	1210,485.31	-	36,600.57	1173,884.74

Tabla 4- 22. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando Censol.

En esta tabla se tiene la siguiente información:

- Potencia a instalar en base al área disponible para la instalación de paneles.
- Energía Nominal anual a producir.
- Porcentaje de pérdidas para Orientación Norte.
- Energía perdida anualmente.
- Total de energía que se producirá anualmente en el área disponible orientada hacia el Norte.

Se realiza el mismo procedimiento para las orientaciones restantes (esas tablas se agregarán como anexos), y en base a esos resultados se tiene la siguiente tabla:

Facultad/Edificio	Potencia Total (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Energía Perdida (KW)	Energía Total a Producir (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	178.50	274,481.24	2,767.88	271,713.36	1.01
Agronomía	78.30	120,402.69	332.15	120,070.55	0.28
Química y Farmacia	142.60	219,277.45	369.05	218,908.40	0.17
Odontología	246.20	378,584.20	5,678.76	372,905.44	1.50
Medicina	243.90	375,047.47	1,623.82	373,423.65	0.43
Ciencias y Humanidades	369.80	568,645.16	4,691.55	563,953.60	0.83
Ciencias Naturales y Matemática	247.30	380,275.68	3,621.31	376,654.38	0.95
Ingeniería y Arquitectura	323.80	497,910.50	8,272.88	489,637.62	1.66
Economía	343.40	528,049.61	5,280.50	522,769.12	1.00
CenSalud	137.20	210,973.81	3,164.61	207,809.20	1.50
Académica Central	36.40	55,972.64	839.59	55,133.05	1.50
Biblioteca Central	78.80	121,171.55	2,423.43	118,748.12	2.00
Polideportivo	95.90	147,466.39	2,135.88	145,330.51	1.45
Totales	2,522.1	3878,258.39	41,201.40	3837,056.99	1.06

Tabla 4- 23. Porcentaje de pérdidas anuales globales usando Censol.

Esta tabla muestra la producción nominal anual esperada por facultad, la energía perdida por orientación (Norte, Este y Oeste), la energía total a producir en un año y por último se tiene el porcentaje de pérdidas por facultad. De donde se obtiene que, en la Ciudad Universitaria se tiene un total de **1.06 %** de pérdidas anuales por orientación e inclinación; utilizando la información obtenida por medio de Censol.

Usando el método analítico descrito en la sección 1.3 se tienen los datos siguientes para la Orientación Norte:

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Norte (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	60.00	92,262.60	3.3	3,044.67	89,217.93
Agronomía	7.20	11,071.51	3.3	365.36	10,706.15
Química y Farmacia	8.00	12,301.68	3.3	405.96	11,895.72
Odontología	123.10	189,292.10	3.3	6,246.64	183,045.46
Medicina	13.20	20,297.77	3.3	669.83	19,627.95
Ciencias y Humanidades	101.70	156,385.11	3.3	5,160.71	151,224.40
Ciencias Naturales y Matemática	78.50	120,710.24	3.3	3,983.44	116,726.80
Ingeniería y Arquitectura	94.50	145,313.60	3.3	4,795.35	140,518.25
Economía	128.50	197,595.74	3.3	6,520.66	191,075.08
CenSalud	68.60	105,486.91	3.3	3,481.07	102,005.84
Académica Central	18.20	27,986.32	3.3	923.55	27,062.77
Biblioteca Central	39.40	60,585.77	3.3	1,999.33	58,586.44
Polideportivo	46.30	71,195.97	3.3	2,349.47	68,846.51
Totales	787.20	1210,485.31	-	39,946.02	1170,539.30

Tabla 4- 24. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando método matemático.

Esta tabla fue construida usando el mismo procedimiento de la Tabla 4-22, pero en este caso el porcentaje de pérdidas usado corresponde a los valores calculados en la sección 1.3. Finalmente la Tabla 4-25 muestra los resultados globales obtenidos usando el método analítico:

Facultad/Edificio	Potencia Total (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Energía Perdida (KW)	Energía Total a Producir (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	178.50	274,481.24	3,044.67	271,436.57	1.11
Agronomía	78.30	120,402.69	365.36	120,037.33	0.30
Química y Farmacia	142.60	219,277.45	405.96	218,871.49	0.19
Odontología	246.20	378,584.20	6,246.64	372,337.56	1.65
Medicina	243.90	375,047.47	2,350.48	372,696.99	0.63
Ciencias y Humanidades	369.80	568,645.16	5,160.71	563,484.45	0.91
Ciencias Naturales y Matemática	247.30	380,275.68	3,983.44	376,292.25	1.05
Ingeniería y Arquitectura	323.80	497,910.50	9,888.24	488,022.25	1.99
Economía	343.40	528,049.61	12,020.99	516,028.63	2.28
CenSalud	137.20	210,973.81	3,481.07	207,492.74	1.65
Académica Central	36.40	55,972.64	923.55	55,049.10	1.65
Biblioteca Central	78.80	121,171.55	1,999.33	119,172.22	1.65
Polideportivo	95.90	147,466.39	2,349.47	145,116.92	1.59
Totales	2,522.1	3878,258.39	52,219.89	3826,038.50	1.35

Tabla 4-25. Porcentaje de pérdidas anuales globales usando el método matemático.

Comparando los datos de las Tablas 4-23 y 4-25, se observa que existe una diferencia de **0.29%** entre los promedios de las pérdidas anuales globales. Usando el método matemático se tiene un **1.35%** de pérdidas anuales por orientación e inclinación.

4.2.2 Estimación de la producción anual.

Utilizando los datos de Horas Sol Pico y el la del índice Productividad del Generador (Y_A) de otras instalaciones fotovoltaicas de El Salvador, será posible estimar la cantidad de energía a producirse. Pero antes de pasar al cálculo de la estimación de producción, se definirán algunos conceptos.

- a) Hora Sol Pico: es un índice de la radiación solar promedio diaria normalizada a este valor, se obtiene dividiendo el área bajo la curva de irradiancia entre 1000 W/m^2 . Es decir:

$$HSP = \frac{\text{Irradiancia}}{1000\text{w/m}^2}$$

- b) Factor de Planta: es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales de placa.

Como primer paso para determinar la producción anual de energía fotovoltaica en la Ciudad Universitaria, es necesario conocer las Horas Sol Pico (HSP) que se tienen en el país. Puesto que el valor de las HSP depende de las mediciones de irradiancia sobre una superficie determinada, dependiendo de la inclinación de la superficie donde se realizan las mediciones se pueden obtener diversos resultados. Por ejemplo, si la superficie donde se realizan las mediciones tienen una inclinación de 0°; los resultados serán muy diferentes a los que se pueden obtener en las mediciones realizadas sobre una superficie inclinada a 5°, 10°, 15°, etc.

Tomando en consideración lo antes descrito, se muestran los datos obtenidos para las HSP en dos diferentes superficies, una con inclinación 0° y la otra con inclinación 15°. A partir de estos datos se hará la primera estimación de la producción anual de energía en la Ciudad Universitaria. La tabla de las Horas Sol Pico para el municipio de San Salvador es la siguiente:

Mes	HSP INC	HSP HOR	DIFERENCIA HSP (%)	
Jun-09	4.8	5.1	-0.3	-6.3
Jul-09	5.8	6.2	-0.4	-6.9
Ago-09	6.5	6.7	-0.2	-3.1
Sep-09	5.8	5.8	0	0.0
Oct-09	6.1	5.7	0.4	6.6
Nov-09	5.9	5.3	0.6	10.2
Dic-09	6.2	5.3	0.9	14.5
Ene-10	6.8	5.9	0.9	13.2
Feb-10	6.1	5.6	0.5	8.2
Mar-10	6.8	6.6	0.2	2.9
Abr-10	5.5	5.6	-0.1	-1.8
May-10	5.0	5.2	-0.2	-4.0
Promedio Anual	5.9	5.7	0.2	3.4

Tabla 4- 26. Horas Sol Pico para el municipio de San Salvador.²⁹

²⁹Proyecto de Ingeniería: “Informe de evaluación del sistema fotovoltaico de 24.57 kw con conexión a la red, instalado en el edificio de oficina central de CEL”, año 2010, página 44

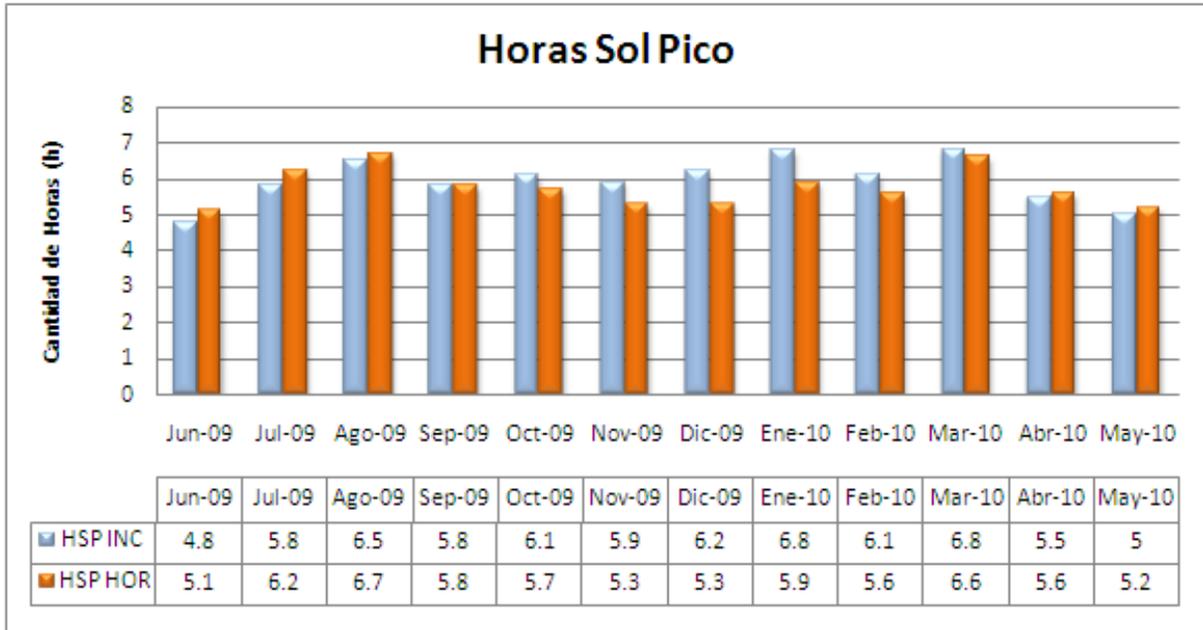


Figura 4- 3.HSP para superficie horizontal e inclinada a 15°.

Puede observarse en la Tabla 4-26, la cantidad de HSP para cada uno de los meses que se estudiaron. Es apreciable que las HSP para cada mes varían según la inclinación que tiene la superficie en estudio, así por ejemplo en el mes de Octubre para la superficie inclinada se tienen 6.1 HSP; mientras que para la superficie horizontal se tienen 5.7 HSP.

Finalmente se tiene como promedio anual para la superficie inclinada un total de 5.9 HSP, mientras que para la superficie horizontal se tiene un promedio anual de 5.7 HSP. En este caso se utilizarán las HSP de la superficie inclinada, puesto que la mayoría de las edificaciones de la Ciudad Universitaria se encuentran inclinadas en un promedio de +10°. La diferencia de la inclinación de los edificios de la UES respecto a la inclinación de la superficie de donde se obtuvieron las HSP se corregirá después por medio del porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación que se obtuvo en la Tabla 4-24.

Por lo que la estimación anual de producción de energía se obtiene de la siguiente manera:

$$Energia\ Anual = Potencia\ Instalada * HSP\ promedio\ anual * 365$$

$$Energia\ Anual = 2,522.1\ KWp * 5.9\ HSP * 365$$

$$Energia\ Anual = 5.43\ GWh$$

Pero luego a este dato se le debe de aplicar el 1.35% de pérdidas por orientación e inclinación. Obteniéndose finalmente:

$$\begin{aligned} \text{Energía Anual} &= 5.43 \text{ GWh} * (1 - 0.0135) \\ \text{Energía Anual} &= 5.43 \text{ GWh} * 0.9865 \\ \text{Energía Anual} &= 5.36 \text{ GWh} \end{aligned}$$

En base al cálculo anterior se estima que al instalar un sistema fotovoltaico en los edificios seleccionados de la Ciudad Universitaria, dicho sistema sería capaz de producir **5.36 GWh** anualmente. Esta energía en DC es la generada a la salida del PFV, a partir de la irradiancia recibida, para obtener la energía generada en AC, deben considerarse las pérdidas en conductores y la eficiencia del inversor.

Basados en datos reales de la energía AC, obtenida de medidores instalados en sistemas FV del país, se ha obtenido un índice de Productividad del Generador (Y_A), que no es más que la relación de la energía producida por el generador en un año por potencia instalada. La Productividad del Generador se calcula de la siguiente manera:

$$Y_A = \frac{E_{GFV}}{P_{nomG}}$$

De algunos sistemas fotovoltaicos instalados en el país, se tiene la siguiente tabla con valores de Y_A :

Instalación Fotovoltaica	Valor de Y_A (KWh/KWp)
Oficinas de CEL	1,658.60
Escuela de Ingeniería Eléctrica UES	1,426.54
Oficinas de SEESA San Salvador	1,528.00
Promedio	1,537.71

Tabla 4- 27. Valores de Y_A de sistemas FV instalados en El Salvador.

La tabla anterior muestra los valores de Y_A para los sistemas fotovoltaicos:

- Oficinas centrales de CEL, que tiene una capacidad de PFV instalada de 24.57 KWp y tiene un Y_A de 1658.6 KWh/KWp al año.³⁰
- Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador, esta instalación consta de 2.1 KWp en PFV con un Y_A de 1426.54 KWh/KWp al año.³¹

³⁰Proyecto de Ingeniería: "Informe de evaluación del sistema fotovoltaico de 24.57 kwp con conexión a la red, instalado en el edificio de oficina central de CEL", año 2010, página 29.

- Oficinas de SEESA San Salvador, con una potencia instalada de 2.17 KWp y un Y_A de 1,528.00 KWh/KWp anuales.³²

Este factor se emplea en otros países del mundo con valores diferentes para cada uno de ellos, y se aplica en esa área para calcular la producción de energía a partir de la capacidad del SFV a instalar, algunos de esos datos se listan en la Tabla 4-28:

País	Valor de Y_A (KWh/Kwp)
Inglaterra	639.00
Alemania	898.00
Brasil	1,472.00
España	1,481.00
El Salvador	1,537.71

*Tabla 4- 28. Valores de Y_A para diferentes países.*³³

Para utilizar este método, se ha empleado el valor promedio de los Y_A mostrados en los sistemas fotovoltaicos de la Tabla 4-27, teniéndose un Y_A de 1537.71 KWh/KWp que será el utilizado para la estimación de producción de energía fotovoltaica en la Ciudad Universitaria. Tomando en cuenta que la estimación de generación que ofrecerá el uso del Y_A va a variar de los resultados obtenidos de usar las HSP.

Pues este factor considera todos los tipos de pérdidas que se generan durante la producción de energía, entre esas pérdidas se tienen las causadas por la eficiencia de los PFV, de los inversores, pérdidas en el cobre, y se depende mucho de una constante limpieza en los PFV para evitar que se acumule polvo en ellos, y se reduzca la producción de energía considerablemente. Para determinar la estimación de producción anual basta multiplicar el valor de la potencia a instalar por el valor de Y_A , teniéndose entonces:

$$\text{Energía Anual} = \text{Potencia Instalada} * Y_A$$

$$\text{Energía Anual} = 2,522.1 \text{ KWp} * 1,537.71 \frac{\text{KWh}}{\text{KWp}}$$

$$\text{Energía Anual} = 3.88 \text{ GWh}$$

³¹ Tabla 7.2.2, Trabajo de Graduación: “Estudio comparativo de los sistemas fotovoltaicos con inyección a la red monocristalino, policristalino y amorfo instalados en CEL”, Universidad de El Salvador, Año 2011.

³² Fuente: <http://www.seesa.com.sv/IS/plantafotovoltaica.html>

³³ Fuente : <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia31/HTML/articulo02.htm>

Aplicando el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación obtenido se tiene:

$$Energia\ Anual = 3.88\ GWh * (1 - 0.0135) = 3.83\ GWh$$

Como se mencionó anteriormente, la estimación de producción anual usando Y_A es menor respecto al valor encontrado usando las HSP promedio, debido a todas las pérdidas involucradas. Usando las HSP se tiene una estimación de producción de 5.36 GWh, y usando la Producción del Generador promedio obtenida se tienen un total de 3.83 GWh. Teniéndose una diferencia de 1.53 GWh.

Por lo que se considerando el peor escenario en la producción de energía se toma como dato válido para este análisis la estimación de energía anual de 3.83 GWh. A partir de la estimación de producción anual, es posible también estimar el Factor de Planta que se espera posea este sistema fotovoltaico. Dicho Factor de Planta puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$FDP = \frac{Energia\ a\ Producir}{Potencia\ Instalada * Horas\ del\ Dia\ (24\ h) * 365} * 100\%$$

Sustituyendo datos se tiene entonces:

$$FDP = \frac{3.83\ GWh}{2,522.1\ KWp * 24\ h * 365} * 100\%$$

$$FDP = \frac{3.83\ GWh}{21.09\ GWh} * 100\% = 18.16\ %$$

$$FDP = 18.16\ %$$

4.3 Evaluación Económica del Sistema Fotovoltaico.

A partir de la estimación de producción anual determinada en el apartado anterior (3.83 GWh), y aplicando métodos de análisis económico es posible determinar la viabilidad económica de instalar el sistema fotovoltaico propuesto en este documento.

Además se conoce que la facturación mensual promedio de dentro de la Universidad de El Salvador tiene un valor de \$97,370.80 durante el 2011; a partir de esos datos y de los precios actuales de la energía se determinará el ahorro que se puede obtener anualmente.

Los datos de facturación se muestran en la siguiente tabla:

Mes	Consumo KWh/Mes	Demanda KW	Facturación
Enero	347,901.62	1,901.82	\$60,960.64
Febrero	502,736.60	2,194.44	\$88,154.17
Marzo	395,884.92	2,343.43	\$71,597.69
Abril	477,315.12	2,307.31	\$94,546.80
Mayo	554,819.00	2,280.68	\$112,007.98
Junio	560,206.04	2,263.55	\$112,907.79
Julio	455,912.04	2,086.43	\$103,623.89
Agosto	483,879.28	2,115.62	\$113,365.79
Septiembre	502,997.36	2,198.12	\$117,811.64
Octubre	573,255.44	2,269.94	\$124,067.10
Noviembre	507,645.44	2,100.68	\$109,381.91
Diciembre	264,762.10	2,089.68	\$60,264.16
Totales	5627,314.96	26,151.70	\$1168,689.56

Tabla 4- 29. Datos de facturación mensual de electricidad de 2011 en la Universidad de El Salvador.

Para este análisis se hará uso de los precios actuales de la energía, considerando que la Universidad se encuentra dentro de Gran Demanda, Media Tensión con medidor horario y usándose solo el valor de Energía Resto pues solamente en ese lapso de tiempo se tiene generación de energía fotovoltaica. Teniendo en cuenta todas esas consideraciones es posible determinar el valor monetario de la energía que se puede producir en la UES. Basta con multiplicar la energía estimada a producir por el valor de la Energía en Resto, de lo que se tiene:

El pliego tarifario vigente, muestra un costo por KWh de $0.192193 + \text{IVA} = \$0.21718 / \text{KWh}$

$$\text{Energía } \$ = 3,826 \text{ MWh/año} * \$ 217.18$$

$$\text{Energía } \$ = \mathbf{\$830,932.06}$$

Si al sistema fotovoltaico se le aplica el Estado Financiero Proforma, tomándose como criterio general para este análisis que la energía generada fuese vendida, se tiene la siguiente tabla:

Rubro de Cuenta	Valores Anuales
Ingresos Por Cuenta	\$830,932.06
(-) Costos de Producción	\$0.00
Utilidad Bruta de Operación	\$830,932.06
(-) Costos de Administración	-
(-) Costos Financieros	-
Utilidad Neta Antes de Impuestos	\$830,932.06
(-) Impuesto Sobre la Renta (25%)	\$0.00
Flujo Neto de Efectivo	\$830,932.06

Tabla 4- 30. Estado financiero proforma del primer año.

Rubro de Cuenta	Valores Anuales
Ingresos Por Cuenta	\$883,993.80
(-) Costos de Producción	\$0.00
Utilidad Bruta de Operación	\$883,993.80
(-) Costos de Administración	-
(-) Costos Financieros	-
Utilidad Neta Antes de Impuestos	\$883,993.80
(-) Impuesto Sobre la Renta (25%)	\$0.00
Flujo Neto de Efectivo	\$883,993.80

Tabla 4- 31. Estado financiero proforma del segundo año.

Anualmente se tiene entonces que, a través de la producción de energía se puede obtener un ingreso monetario de \$830,932.06 en el primer año y de \$883,993.80 para el segundo año. Ese dato refleja el ahorro anual en concepto de energía en la facturación. De esta tabla se tiene:

- **Costos de Producción** no se considera ningún rubro que pueda incluirse dentro de los Costos de Producción, además no se consideran costos de mantenimiento, pues el mantenimiento necesario lo puede realizar el personal de limpieza.
- **Costos Financieros** no se consideran, pues para este análisis se estima que la Universidad es capaz de correr con los gastos de la compra de todo el equipo necesario para la instalación fotovoltaica, o puede conseguir los fondos necesarios a través de una donación o cooperación internacional, o por medio de un refuerzo presupuestario.

Para utilizar prestamos para financiar este proyecto, es necesario llegar a un convenio con el Ministerio de Economía o algún otro órgano de estado que sea garante de dicho préstamo; y así lograr los fondos necesarios para la implementación del proyecto. Necesitando realizarse una evaluación económica más compleja que la realizada en el presente documento.

- El valor de Flujo Neto de Efectivo es el ahorro anual que se tendrá en concepto de energía en la Ciudad Universitaria.

Por medio del dato de la Inversión Inicial, y calculando además la Utilidad Promedio Anual es posible estimar el Tiempo de Recuperación de la Inversión. Para determinar la Utilidad Promedio Anual, es necesario estimar la variación anual del precio de la energía y también realizar un estimado de la degradación de los paneles fotovoltaicos que, a la larga disminuyen la producción de energía y por ende el ahorro que se puede obtener.

Para estimar el porcentaje de incremento anual del precio de la energía eléctrica se realiza a partir de los pliegos tarifarios, iniciando desde el año 2005 hasta el año 2012 pues se considera que es un intervalo de análisis significante. De esos datos se obtiene la siguiente tabla:

Fecha	Precio \$/KWh	Año	Promedio \$/KWh
10/06/2005	0.085615	2005	0.085504
10/12/2005	0.085393		
10/06/2006	0.103585	2006	0.103228
10/12/2006	0.102871		
12/10/2007	0.102871	2007	0.102871
01/01/2008	0.101707	2008	0.110417
28/03/2008	0.103316		
12/08/2008	0.126229		
01/01/2009	0.126229	2009	0.140524
12/04/2009	0.158834		
12/10/2009	0.136511		
01/01/2010	0.136511	2010	0.1467233
12/04/2010	0.166338		
12/10/2010	0.137321		
01/01/2011	0.137969	2011	0.1672878
12/01/2011	0.151046		
12/04/2011	0.176603		
12/07/2011	0.191995		
12/10/2011	0.178826	2012	0.183726
01/01/2012	0.178826		
12/01/2012	0.180159		
12/04/2012	0.192193		

Tabla 4- 32. Tendencia del precio de la energía eléctrica

Utilizando los datos de la Tabla 4-32, se tiene la siguiente figura:

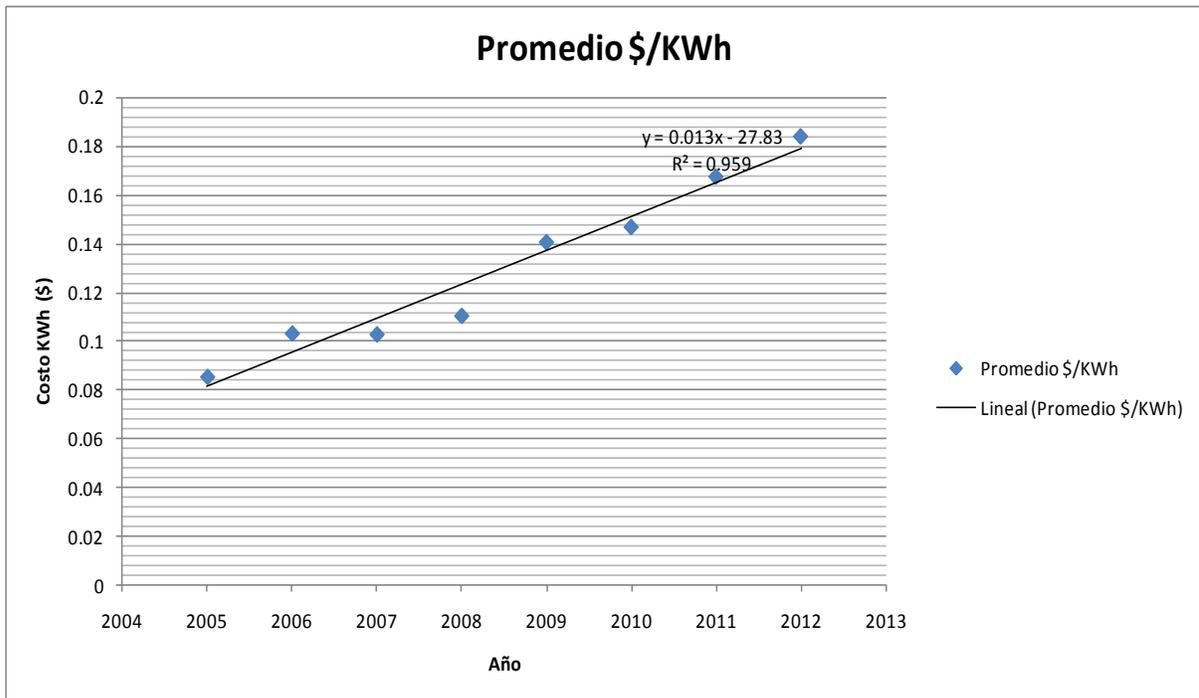


Figura 4- 4. Incremento de precios de la energía eléctrica.

Aplicando regresión lineal se tiene:

$$\Delta \text{Precio} = \$ 0.013923 \frac{\text{KWh}}{\text{año}} + \text{IVA}$$

Representando el valor anterior:

$$\Delta \text{Precio} \approx 7.24\%$$

Luego para determinar el porcentaje de degradación en la producción, se considera que el sistema estará compuesto por paneles de tecnología policristalina, que en la mayoría de los casos ofrecen una degradación del 20% de la producción al final de 25 años. Entonces a partir de ese dato se tiene que:

$$\text{Degradacion Anual} = \frac{20\%}{25 \text{ años}}$$

$$\text{Degradacion Anual} = 0.8\%/\text{año}$$

Obteniéndose así veinticinco Estados Financieros Proforma, uno para cada uno de los 25 años de vida útil del sistema.

Realizando el mismo procedimiento para los 25 Estados Financieros Proforma se tiene:

$$\text{Utilidad Promedio Anual} = \$ 1,379,072.23$$

Que en el caso de la UES se considera como Ahorro Promedio Anual.

La parte más importante para determinar la viabilidad de una instalación fotovoltaica es la inversión inicial, que también condiciona el tiempo de recuperación de la inversión. Pues cuanto mayor sea la inversión inicial, más tiempo se demorará en recuperar lo invertido.

En la actualidad los precios del equipo para instalaciones fotovoltaicas han disminuido considerablemente, lo que permite realizar una inversión inicial baja.

También es posible minimizar costos, comprándole directamente al fabricante de los equipos pues no se paga a intermediarios; para este caso se muestran los siguientes precios de referencia calculados para un sistema fotovoltaico de 100 KW a instalar en San Salvador:

	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U.	P. Total
1	Costo de paneles fotovoltaicos en fábrica	100,000	Watts	\$1.50	\$150,000.00
2	Costo de 15 Inversores de 7 KW en fábrica	1	SG	\$45,479.25	\$45,479.25
3	Costo de equipo de monitoreo en fábrica	1	S.G.	\$4,986.55	\$4,986.55
4	Equipos supresores de transitorios en plaza	1	S.G.	\$7,350.00	\$7,350.00
5	Estructura de montaje en techo existente	1,200	m ²	\$20.00	\$24,000.00
6	Costo de materiales de instalación, canalización, cables, tableros y protecciones	1	S.G.	\$8,868.00	\$8,868.00
7	Mano de obra e ingeniería del proyecto	1	S.G.	\$14,960.00	\$14,960.00
8	Transporte 3.2% marítimo desde Alemania	1	S.G.	\$1,616.00	\$1,616.00
	Transporte terrestre desde México 4.62%	1	S.G.	\$7,998.00	\$7,998.00
9	Administración y utilidades	1	S.G.	\$42,400.00	\$42,400.00
				Totales	\$307,657.80

Tabla 4- 33. Presupuesto de un sistema fotovoltaico de 100 KWp.

Los costos mostrados en la tabla anterior incluyen materiales, mano de obra, administración, utilidades y dirección técnica, se considera además que el techo de la edificación soporta el peso de los PFV, por lo que no será necesario un refuerzo adicional del techo. Aunque el costo

de los equipos mostrados es en fábrica, se ha incluido el costo de transporte a San Salvador pues es un costo adicional que se debe de cubrir ya que incrementa los precios del equipo. Los precios mostrados no incluyen IVA, por lo tanto el precio final es:

$$\text{Precio Total} = \$307,657.80 + \text{IVA}$$

$$\text{Precio Total con IVA} = \$ 347,653.31$$

De donde se obtiene que el precio por Wp de este sistema fotovoltaico tiene un costo de:

$$\text{Costo Wp Instalado} = \frac{\$ 347,653.31}{100 \text{ KWp}}$$

$$\text{Costo Wp} = \$ 3.476 \text{ por Wp instalado}$$

Por KWp instalado se tiene entonces:

$$\text{Costo KWp} = \$ 3,476.53$$

Este precio mostrado, se usará como referencia para determinar el costo total del sistema fotovoltaico que se puede instalar en la Ciudad Universitaria. La potencia pico de dicho sistema es de 2,552.1 KW; de donde se obtiene que:

$$\text{Inversion Inicial} = 2,522.1 \text{ KWp} * \$ 3,476.53$$

$$\text{Inversion Inicial} = \$ 8,768,156.31$$

Luego para el Tiempo de Recuperación de la Inversión se tiene:

$$\text{TRI} = \frac{\text{Inversion Inicial}}{\text{Utilidad Promedio Anual}} = \frac{\$ 8,768,156.31}{\$ 1,379,072.23}$$

$$\text{TRI} = 6.36 \text{ años}$$

Esto quiere decir que un sistema fotovoltaico instalado en la Universidad de El Salvador, con una potencia de 2,522.1 KWp con un costo de \$ 3,476.53 por KWp instalado, tardará un total de **Seis años y Cuatro meses** en recuperar lo invertido inicialmente; dejando un periodo de diecisiete años de beneficios aportados por la producción de energía del sistema fotovoltaico instalado.

4.3.1 Evaluación económica por facultad.

A continuación se muestra la Tabla 4-34 que contiene la evaluación económica para los SFV que se pueden instalar en cada facultad, teniéndose los siguientes resultados:

Facultad/Edificio	m ² Total	KWp Totales	Precio KWp	Inversión Inicial	Energía Anual (KWh/año)	Utilidad Promedio Anual	TRI
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	1,785	178.5	\$ 3,476.53	\$ 620,560.61	271,437	\$ 97,837.62	6.3
Agronomía	783	78.3	\$ 3,476.53	\$ 272,212.30	120,037	\$ 43,253.25	6.3
Química y Farmacia	1,426	142.6	\$ 3,476.53	\$ 495,753.18	218,871	\$ 78,890.33	6.3
Odontología	2,462	246.2	\$ 3,476.53	\$ 855,921.69	372,338	\$ 134,193.21	6.4
Medicina	2,439	243.9	\$ 3,476.53	\$ 847,925.67	372,697	\$ 134,337.39	6.3
Ciencias y Humanidades	3,698	369.8	\$ 3,476.53	\$ 1285,620.79	563,484	\$ 203,110.06	6.3
Ciencias Naturales y Matemática	2,473	247.3	\$ 3,476.53	\$ 859,745.87	376,292	\$ 135,634.99	6.3
Ingeniería y Arquitectura	3,238	323.8	\$ 3,476.53	\$ 1125,700.41	488,022	\$ 175,896.55	6.4
Economía	3,434	343.4	\$ 3,476.53	\$ 1193,840.40	516,029	\$ 185,988.98	6.4
CenSalud	1,372	137.2	\$ 3,476.53	\$ 476,979.92	207,493	\$ 74,792.08	6.4
Académica Central	364	36.4	\$ 3,476.53	\$ 126,545.69	55,049	\$ 19,824.41	6.4
Biblioteca Central	788	78.8	\$ 3,476.53	\$ 273,950.56	119,172	\$ 42,964.90	6.4
Polideportivo	959	95.9	\$ 3,476.53	\$ 333,399.23	145,117	\$ 52,300.39	6.4
Totales	25,221	2,522.1	-	\$ 8768,156.31	3826,038	\$ 1379,024.14	6.4

Tabla 4- 34. Evaluación económica por Facultad.

En esta tabla lo que se muestra, es la inversión que se debe de realizar en cada una de las facultades para instalar la potencia en paneles FV mostrada en la Tabla 4-19. La información que se muestra es:

- Área total disponible en cada facultad.
- Potencia máxima a instalar por facultad.
- La inversión inicial necesaria para instalar la potencia de paneles FV mostrada.
- Energía a generarse anualmente en los SFV de cada facultad.
- Utilidad promedio anual de cada SFV luego de 25 años (vida útil de los SFV).
- Tiempo de Recuperación de la Inversión para cada uno de los SFV de cada facultad.

De los datos de la Tabla 4-34 se observa que, las facultades/edificios de la Ciudad Universitaria presentan un TRI de entre 6.3 a 6.4 años. Esta información se presenta de esta manera, para poder apreciar de manera más sencilla el costo en el que se debe incurrir para instalar los SFV propuestos para cada facultad, teniéndose además evaluaciones económicas para cada facultad. Al final se observa que se tienen los mismos 6.4 años de TRI para los SFV que se pueden instalar en la Ciudad Universitaria.

CONCLUSIONES

- De los valores teóricos del Factor K para una latitud de 13° Norte, se obtiene que la inclinación óptima para los PFV debe ser de 10°, pues se tiene una ganancia de **2%** en concepto de irradiancia recibida sobre una superficie inclinada, respecto a la obtenida en la superficie horizontal. Al comparar estos resultados con los obtenidos de mediciones reales de irradiancia efectuadas en San Salvador se determina que la inclinación óptima debe ser de 15°; en la cual se obtiene una ganancia de **3.61%**.
- En general se puede afirmar que las inclinaciones de los techos existentes en la Ciudad Universitaria y en la mayoría de viviendas y edificaciones construidas en El Salvador, presentan condiciones favorables para la instalación de PFV, siendo necesarias pequeñas variaciones a la inclinación de la estructura de soporte de los PFV, cercanas a los 15° para mejorar aún más la producción FV.
- En El Salvador las pérdidas por orientación tienen poca incidencia en la producción FV, contrario a lo que sucede en países europeos, esto debido principalmente a la latitud en la que se encuentra El Salvador. Con una inclinación de 15° se tienen porcentajes de pérdidas que van desde **0.46%** para una orientación de $\pm 45^\circ$ respecto al Sur, hasta un **10.24%** de pérdidas para una orientación de $\pm 135^\circ$. Para techos desorientados, mayores de 45°, mientras menor sea la inclinación de los PFV, menos se hará notar la diferencia en la producción si se compara con la orientación Sur.
- Usando distintos procedimientos matemáticos se han obtenido tablas con coeficientes de pérdidas por sombra, lo que facilita aplicar un método sencillo para calcular el porcentaje anual de pérdidas por sombra en El Salvador, para cualquier edificación que se desee analizar.
- El uso de sistemas fotovoltaicos con inversores Isla, inversores conectados a la red y baterías, representa una alternativa que puede aplicarse en áreas críticas de la UES, cuartos de servidores, circuitos de computadoras y otras cargas que requieren un suministro de energía continuo, ya que representan un respaldo en caso de fallo en el suministro de la distribuidora y pueden emplearse como alternativa en lugar de un generador eléctrico, con las ventajas ambientales inherentes por tratarse de energía limpia
- Para las necesidades de la Universidad de El Salvador, la configuración de sistemas fotovoltaicos que mejor se adecua es el sistema con conexión a la red, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica, y durante las horas de insolación escasa o nula, la carga será alimentada por la red. Los decretos ejecutivos 80 y 81 aprobados en abril del presente año, representan la puerta de entrada a través de la cual se facilita la venta de los excedentes de energía renovable generada a las distribuidoras, además de la prioridad de despacho.

- Por medio de las medidas de eficiencia energéticas, aplicadas al sistema de iluminación del edificio de la Escuela de Ingeniería Eléctrica se logró reducir la demanda en **1.95 KW** diarios, significando esto un ahorro mensual de energía estimado de **276.3 KWh** que representa un **4.90%** del consumo mensual en dicho edificio.
- Durante el mes de Mayo se evaluó la producción de los sistemas fotovoltaicos instalados en la EIE, de los datos obtenidos se tiene que el sistema de respaldo entregó a la carga un total de **82.29 KWh**. Mientras que el sistema de conexión a la red produjo un total de **202.68 KWh**, entregando entre ambos sistemas un total de **302.97 KWh** que representa un **5.38%** del consumo total de la instalación eléctrica de la EIE.
- Mediante la implementación de medidas de eficiencia y ahorro energético y combinando el uso de diferentes fuentes de energía, se determinó que en el periodo de un mes es posible ahorrarse en concepto de energía un total de **579.27 KWh**; equivalente a un **10.28%** del consumo de energía en la EIE.
- A través de la investigación de campo y de las mediciones de área de techos disponibles para instalar paneles fotovoltaicos, se determinó que en la Ciudad Universitaria se cuenta con un área de techos disponible de **25,221 m²**. Lo que significa que puede instalarse hasta **2,522.1KWp**
- Utilizando el procedimiento descrito en este documento para calcular las pérdidas por orientación e inclinación en El Salvador, se obtuvo que en la Ciudad Universitaria se tendrán porcentajes de pérdidas de entre **0.19% y 2.28%**. El porcentaje anual de pérdidas por inclinación y orientación que se tendrá en los edificios de la Universidad de El Salvador será en promedio de **1.35%**.
- Con el valor de Productividad del Generador $Y_A = 1,537.71 \text{ KWh/KWp}$, se estimó la producción anual de energía eléctrica que se espera obtener a lo largo de un año en la Ciudad Universitaria; obteniéndose una producción anual estimada de **3.83 GWh** luego de aplicársele el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación. Esta producción representa el **68%** de la energía que consume la Universidad de El Salvador en un año.
- Con un precio de **\$ 3.48 por Wp instalado**, el sistema fotovoltaico a utilizar en la Ciudad Universitaria, tardará un total de **Seis años y Cuatro meses** en recuperar la inversión inicial. Teniéndose alrededor de un mínimo de diecisiete años en donde la producción de energía por parte del sistema solo conllevará beneficios económicos.

RECOMENDACIONES

- Para la instalación de sistemas fotovoltaicos dentro de la Ciudad Universitaria, se debe de escoger la estructura que mejor se adecue a la estructura del techo de los edificios seleccionados, así la carga que soportará cada techo será la menor posible y no se incrementara en demasía la inversión inicial.
- Al momento de comprar los inversores fotovoltaicos se deben de escoger de la mayor potencia posible, minimizando así el total de equipo a comprar y reduciendo además las pérdidas en la cadena de inversores y en la estructura de soporte.
- Antes de montar, instalar y usar el equipo de una instalación fotovoltaica se deben de leer los manuales de usuario de cada uno de los equipos, para usarlos de la manera más adecuada y eficiente, logrando así alargar la vida útil de la instalación fotovoltaica.
- Si se desean obtener porcentajes de ahorro energéticos significativos, además de aplicar medidas de eficiencia energética es muy importante hacer conciencia a todas las personas que utilizan las instalaciones eléctricas de la Universidad de El Salvador, de la importancia del uso racional y adecuado de la energía eléctrica.
- Para tener un Tiempo de Recuperación de la Inversión inicial bajo, al momento de comprar el equipo fotovoltaico se deben de buscar los equipos que ofrezcan las mejores prestaciones y el precio más bajo. Permitiendo con esto que existan más años de aprovechamiento de las instalaciones fotovoltaicas una vez recuperada la inversión.
- En futuras edificaciones que se construyan dentro de la Ciudad Universitaria se deberá de considerar construir los techos de dichos edificios de preferencia orientados hacia el Sur y con una inclinación de 15°, para aprovechar el potencial solar que se tiene a esos valores de inclinación y orientación y reducir los costos de la estructura de soporte. Todo esto a la par de un diseño que busque aprovechar los recursos naturales existentes, los materiales de construcción y todas las técnicas de arquitectura Bioclimática.

ANEXOS

Año	Incremento (\$)	Precio de la Energía (\$)	Degradación Paneles (%)	Producción Anual (KWh)	Producción	Prod. Neta
1	\$0.000000	217.18	0.00	3,826.0	\$830,932.06	\$830,932.06
2	\$0.013922	232.91	0.80	3,795.4	\$883,993.80	\$883,993.80
3	\$0.027844	248.64	1.60	3,764.8	\$936,092.49	\$936,092.49
4	\$0.041766	264.37	2.40	3,734.2	\$987,228.13	\$987,228.13
5	\$0.055688	280.11	3.20	3,703.6	\$1037,400.72	\$1037,400.72
6	\$0.069610	295.84	4.00	3,673.0	\$1086,610.26	\$1086,610.26
7	\$0.083532	311.57	4.80	3,642.4	\$1134,856.75	\$1134,856.75
8	\$0.097454	327.30	5.60	3,611.8	\$1182,140.18	\$1182,140.18
9	\$0.111376	343.03	6.40	3,581.2	\$1228,460.56	\$1228,460.56
10	\$0.125298	358.76	7.20	3,550.6	\$1273,817.89	\$1273,817.89
11	\$0.139220	374.50	8.00	3,520.0	\$1318,212.17	\$1318,212.17
12	\$0.153142	390.23	8.80	3,489.3	\$1361,643.40	\$1361,643.40
13	\$0.167064	405.96	9.60	3,458.7	\$1404,111.57	\$1404,111.57
14	\$0.180986	421.69	10.40	3,428.1	\$1445,616.70	\$1445,616.70
15	\$0.194908	437.42	11.20	3,397.5	\$1486,158.77	\$1486,158.77
16	\$0.208830	453.16	12.00	3,366.9	\$1525,737.79	\$1525,737.79
17	\$0.222752	468.89	12.80	3,336.3	\$1564,353.76	\$1564,353.76
18	\$0.236674	484.62	13.60	3,305.7	\$1602,006.68	\$1602,006.68
19	\$0.250596	500.35	14.40	3,275.1	\$1638,696.54	\$1638,696.54
20	\$0.264518	516.08	15.20	3,244.5	\$1674,423.36	\$1674,423.36
21	\$0.278440	531.82	16.00	3,213.9	\$1709,187.12	\$1709,187.12
22	\$0.292362	547.55	16.80	3,183.3	\$1742,987.83	\$1742,987.83
23	\$0.306284	563.28	17.60	3,152.7	\$1775,825.49	\$1775,825.49
24	\$0.320206	579.01	18.40	3,122.0	\$1807,700.10	\$1807,700.10
25	\$0.334128	594.74	19.20	3,091.4	\$1838,611.66	\$1838,611.66

Tabla A1-1. Estados Proforma para los veinticinco años de vida útil del sistema fotovoltaico.

Anexo A-1. Estados financieros proforma

En la Tabla A1-1 se presentan los resultados de los estados financieros proforma para cada uno de los años de vida útil del sistema fotovoltaico. En la tabla anterior se muestran:

- El incremento de los precios de la energía para cada uno de los años de vida útil del sistema fotovoltaico.
- El precio del KWh que se cobrará en cada uno de esos años.
- El porcentaje de degradación de los paneles fotovoltaicos, con un 20% dentro de los 25 años de vida útil.
- Producción anual en KWh del sistema FV.
- Producción anual en dólares del sistema FV.
- Costos anuales de Producción en dólares.
- Por último la Producción Neta Anual para cada uno de los veinticinco años, obteniéndose de esos datos la Utilidad Promedio Anual.

Anexo A-2. Tablas de pérdidas por sombra para inclinación 15°

A continuación se muestran las tablas obtenidas para calcular las pérdidas por sombra para una latitud de 13°, sobre superficies que tengan una inclinación de 15° y posean orientaciones de 0°, 90°, 180°. El procedimiento utilizado para obtener estas tablas es el mismo que se describió en el capítulo 1. Solo se debe obtener el perfil de obstáculos y dibujarlo sobre la carta solar de El Salvador y determinar el porcentaje anual de pérdidas por sombra.

Orientación 0°						
	A	B	C	D	E	F
1	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.18
2	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70
3	1.51	1.62	1.47	1.48	1.33	1.23
4	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
5	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
6	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
7	3.08	3.25	3.31	3.18	2.73	2.46
8	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
9	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
10	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
11	1.26	1.38	1.47	1.48	1.33	1.23
12	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70
13	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.18

Tabla A2- 1. Coeficientes de pérdidas por sombra para inclinación 15°, orientación 0°.

Orientación 90°						
	A	B	C	D	E	F
1	0.00	0.00	0.00	0.06	0.19	0.27
2	0.47	0.57	0.73	0.88	0.99	1.03
3	1.46	1.61	1.56	1.72	1.79	1.81
4	1.92	2.10	2.33	2.49	2.54	2.53
5	2.49	2.70	2.95	3.12	3.15	3.11
6	2.86	3.09	3.36	3.53	3.55	3.49
7	2.99	3.22	3.50	3.67	3.69	3.63
8	2.86	3.09	3.36	3.53	3.55	3.49
9	2.49	2.70	2.95	3.12	3.15	3.11
10	1.92	2.10	2.33	2.49	2.54	2.53
11	1.22	1.37	1.56	1.72	1.79	1.81
12	0.47	0.57	0.73	0.88	0.99	1.03
13	0.00	0.00	0.00	0.06	0.19	0.27

Tabla A2-2. Coeficientes de pérdidas por sombra para inclinación 15°, orientación 90°.

Orientación 180°						
	A	B	C	D	E	F
1	0.00	0.00	0.00	0.06	0.20	0.28
2	0.33	0.44	0.63	0.83	1.00	1.09
3	1.04	1.22	1.33	1.62	1.83	1.92
4	1.36	1.61	1.99	2.34	2.59	2.68
5	1.76	2.07	2.52	2.94	3.20	3.31
6	2.02	2.37	2.87	3.32	3.61	3.71
7	2.11	2.47	2.99	3.46	3.75	3.85
8	2.02	2.37	2.87	3.32	3.61	3.71
9	1.76	2.07	2.52	2.94	3.20	3.31
10	1.36	1.61	1.99	2.34	2.59	2.68
11	0.86	1.05	1.33	1.62	1.83	1.92
12	0.33	0.44	0.63	0.83	1.00	1.09
13	0.00	0.00	0.00	0.06	0.20	0.28

Tabla A2- 3. Coeficientes de pérdidas por sombra para inclinación 15°, orientación 180°.

Anexo A-3. Tablas de Pérdidas por Orientación Usando Censol y el Método Matemático.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Norte (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	60.00	92,262.60	3	2,767.88	89,494.72
Agronomía	7.20	11,071.51	3	332.15	10,739.37
Química y Farmacia	8.00	12,301.68	3	369.05	11,932.63
Odontología	123.10	189,292.10	3	5,678.76	183,613.34
Medicina	13.20	20,297.77	4	811.91	19,485.86
Ciencias y Humanidades	101.70	156,385.11	3	4,691.55	151,693.55
Ciencias Naturales y Matemática	78.50	120,710.24	3	3,621.31	117,088.93
Ingeniería y Arquitectura	94.50	145,313.60	4	5,812.54	139,501.05
Economía	128.50	197,595.74	2	3,951.91	193,643.82
CenSalud	68.60	105,486.91	3	3,164.61	102,322.30
Académica Central	18.20	27,986.32	3	839.59	27,146.73
Biblioteca Central	39.40	60,585.77	4	2,423.43	58,162.34
Polideportivo	46.30	71,195.97	3	2,135.88	69,060.09
Totales	787.20	1210,485.31	-	36,600.57	1173,884.74

Tabla A3-1. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando Censol.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Sur (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	118.50	182,218.64	0	0.00	182,218.64
Agronomía	71.10	109,331.18	0	0.00	109,331.18
Química y Farmacia	134.60	206,975.77	0	0.00	206,975.77
Odontología	123.10	189,292.10	0	0.00	189,292.10
Medicina	204.30	314,154.15	0	0.00	314,154.15
Ciencias y Humanidades	268.10	412,260.05	0	0.00	412,260.05
Ciencias Naturales y Matemática	168.80	259,565.45	0	0.00	259,565.45
Ingeniería y Arquitectura	149.30	229,580.10	0	0.00	229,580.10
Economía	128.50	197,595.74	0	0.00	197,595.74
CenSalud	68.60	105,486.91	0	0.00	105,486.91
Académica Central	18.20	27,986.32	0	0.00	27,986.32
Biblioteca Central	39.40	60,585.77	0	0.00	60,585.77
Polideportivo	49.60	76,270.42	0	0.00	76,270.42
Totales	1,542.10	2371,302.59	-	0.00	2371,302.59

Tabla A3-2. Porcentaje de pérdidas Orientación Sur usando Censol.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Este (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Agronomía	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Química y Farmacia	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Odontología	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Medicina	13.20	20,297.77	2	405.96	19,891.82
Ciencias y Humanidades	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Ciencias Naturales y Matemática	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Ingeniería y Arquitectura	50.20	77,193.04	2	1,543.86	75,649.18
Economía	43.20	66,429.07	1	664.29	65,764.78
CenSalud	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Académica Central	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Biblioteca Central	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Polideportivo	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Totales	106.60	163,919.89	-	2,614.11	161,305.78

Tabla A3-3. Porcentaje de pérdidas Orientación Este usando Censol.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Oeste (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Agronomía	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Química y Farmacia	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Odontología	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Medicina	13.20	20,297.77	2	405.96	19,891.82
Ciencias y Humanidades	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Ciencias Naturales y Matemática	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Ingeniería y Arquitectura	29.80	45,823.76	2	916.48	44,907.28
Economía	43.20	66,429.07	1	664.29	65,764.78
CenSalud	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Académica Central	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Biblioteca Central	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Polideportivo	0.00	0.00	2	0.00	0.00
Totales	86.20	132,550.60	-	1,986.72	130,563.88

Tabla A3-4. Porcentaje de pérdidas Orientación Oeste usando Censol.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Norte (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	60.00	92,262.60	3.3	3,044.67	89,217.93
Agronomía	7.20	11,071.51	3.3	365.36	10,706.15
Química y Farmacia	8.00	12,301.68	3.3	405.96	11,895.72
Odontología	123.10	189,292.10	3.3	6,246.64	183,045.46
Medicina	13.20	20,297.77	3.3	669.83	19,627.95
Ciencias y Humanidades	101.70	156,385.11	3.3	5,160.71	151,224.40
Ciencias Naturales y Matemática	78.50	120,710.24	3.3	3,983.44	116,726.80
Ingeniería y Arquitectura	94.50	145,313.60	3.3	4,795.35	140,518.25
Economía	128.50	197,595.74	3.3	6,520.66	191,075.08
CenSalud	68.60	105,486.91	3.3	3,481.07	102,005.84
Académica Central	18.20	27,986.32	3.3	923.55	27,062.77
Biblioteca Central	39.40	60,585.77	3.3	1,999.33	58,586.44
Polideportivo	46.30	71,195.97	3.3	2,349.47	68,846.51
Totales	787.20	1210,485.31	-	39,946.02	1170,539.30

Tabla A3-5. Porcentaje de pérdidas Orientación Norte usando método matemático.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Sur (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	118.50	182,218.64	0	0.00	182,218.64
Agronomía	71.10	109,331.18	0	0.00	109,331.18
Química y Farmacia	134.60	206,975.77	0	0.00	206,975.77
Odontología	123.10	189,292.10	0	0.00	189,292.10
Medicina	204.30	314,154.15	0	0.00	314,154.15
Ciencias y Humanidades	268.10	412,260.05	0	0.00	412,260.05
Ciencias Naturales y Matemática	168.80	259,565.45	0	0.00	259,565.45
Ingeniería y Arquitectura	149.30	229,580.10	0	0.00	229,580.10
Economía	128.50	197,595.74	0	0.00	197,595.74
CenSalud	68.60	105,486.91	0	0.00	105,486.91
Académica Central	18.20	27,986.32	0	0.00	27,986.32
Biblioteca Central	39.40	60,585.77	0	0.00	60,585.77
Polideportivo	49.60	76,270.42	0	0.00	76,270.42
Totales	1,542.10	2371,302.59	-	0.00	2371,302.59

Tabla A3-6. Porcentaje de pérdidas Orientación Sur usando método matemático.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Este (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Agronomía	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Química y Farmacia	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Odontología	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Medicina	13.20	20,297.77	4.14	840.33	19,457.44
Ciencias y Humanidades	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Ciencias Naturales y Matemática	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Ingeniería y Arquitectura	50.20	77,193.04	4.14	3,195.79	73,997.25
Economía	43.20	66,429.07	4.14	2,750.16	63,678.91
CenSalud	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Académica Central	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Biblioteca Central	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Polideportivo	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Totales	106.60	163,919.89	-	6,786.28	157,133.60

Tabla A3-7. Porcentaje de pérdidas Orientación Este usando método matemático.

Facultad/Edificio	Potencia Orientación Oeste (KW)	Energía Nominal a Producir Anualmente (KWh/año)	Porcentaje de Pérdidas (%)	Energía Perdida	Energía Total a Producir (KWh/año)
Jurisprudencia y Ciencias Sociales	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Agronomía	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Química y Farmacia	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Odontología	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Medicina	13.20	20,297.77	4.14	840.33	19,457.44
Ciencias y Humanidades	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Ciencias Naturales y Matemática	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Ingeniería y Arquitectura	29.80	45,823.76	4.14	1,897.10	43,926.65
Economía	43.20	66,429.07	4.14	2,750.16	63,678.91
CenSalud	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Académica Central	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Biblioteca Central	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Polideportivo	0.00	0.00	4.14	0.00	0.00
Totales	86.20	132,550.60	-	5,487.59	127,063.01

Tabla A3-8. Porcentaje de pérdidas Orientación Oeste usando método matemático.

Anexo A-4. Pliego tarifario vigente al 12 de abril de 2012.

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

TARIFAS PRECIOS MAXIMOS PARA EL SUMINISTRO ELECTRICO VIGENTES A PARTIR DEL 12 DE ABRIL DE 2012

I. PEQUEÑAS DEMANDAS (0 < kW < 10)

BAJA TENSION

a) Tarifa Residencial para consumos menores o iguales a 99 kWh/mes - BT

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.814817	1.027905	0.814817	0.814817	0.814817	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.204387	0.205349	0.207532	0.211769	0.212541	0.212301	0.175919	0.230786
Cargo de Distribución:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.047991	0.062903	0.071818	0.071524	0.070787	0.051008	0.023192	0.036589

b) Tarifa Residencial para consumos mayores de 99 kWh/mes - BT

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722

Bloque 1: Primeros 99 kWh/mes

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.200750	0.195682	0.199035	0.203603	0.201241	0.212301	0.175919	0.230786
Cargo de Distribución:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.024008	0.045825	0.045527	0.057154	0.061327	0.051008	0.023192	0.036589

Bloque 2: Consumos entre 100 kWh/mes y 199 kWh/mes

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.200726	0.196118	0.199051	0.203493	0.201305	0.214226	0.179596	0.230507
Cargo de Distribución:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.041874	0.054832	0.061545	0.063428	0.066411	0.052445	0.024880	0.040049

Bloque 3: Consumos mayores o iguales a 200 kWh/mes

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.200719	0.196474	0.199073	0.203398	0.201313	0.215766	0.183782	0.230417
Cargo de Distribución:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.048553	0.061027	0.066456	0.068144	0.068579	0.053883	0.026868	0.041692

Uso General

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.202170	0.197888	0.199931	0.205410	0.202773	0.214263	0.182125	0.230817
Cargo de Distribución:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.028421	0.040573	0.038776	0.058245	0.059388	0.045149	0.021901	0.032983

Alumbrado Público

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.199146	0.195420	0.198240	0.203333	0.200370	0.208309	0.172908	0.226341
Cargo de Distribución:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.036186	0.051656	0.061631	0.066536	0.067147	0.054099	0.025058	0.033003

Tabla A4- 1. Pliego Tarifario vigente al 12 de Abril del 2012.

II. MEDIANA DEMANDA (10 < kW < 50)
BAJA TENSION CON MEDICIÓN DE POTENCIA

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.205529	0.211258	0.206177	0.207786	0.203555	0.213568	0.179388	0.231062
Cargo de Distribución:								
Potencia US\$/kW-mes	12.657586	20.591096	20.700606	26.030723	26.552326	19.323956	8.232366	19.509399

MEDIA TENSION CON MEDICION DE POTENCIA

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Cargo Variable US\$/kWh	0.188967	0.194465	0.192141	0.194691	0.189634	0.199209	0.167002	0.215982
Cargo de Distribución:								
Potencia US\$/kW-mes	3.488796	5.310672	9.257709	13.892330	14.354951	9.088364	2.444465	5.026581

BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Atención al Cliente US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Energía en Punta US\$/kWh	0.206990	0.205905	0.205189	0.211525	0.201253	0.214971	0.172081	0.221681
Energía en Resto US\$/kWh	0.209042	0.214503	0.206986	0.213485	0.204194	0.219183	0.184816	0.221949
Energía en Valle US\$/kWh	0.201799	0.209618	0.202176	0.208721	0.198938	0.202160	0.170486	0.210591
Cargo de Distribución:								
Potencia US\$/kW-mes	12.657586	20.591096	20.700606	26.030723	26.552326	19.323956	8.232366	19.509399

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	0.864140	1.027905	0.934739	0.918801	1.085106	0.803080	0.801113	0.849722
Cargo de Energía:								
Energía en Punta US\$/kWh	0.190307	0.189449	0.191497	0.194551	0.187953	0.199923	0.160035	0.195925
Energía en Resto US\$/kWh	0.192193	0.197360	0.193174	0.196354	0.190699	0.203841	0.171879	0.196162
Energía en Valle US\$/kWh	0.185534	0.192866	0.188685	0.191972	0.185791	0.188010	0.158552	0.186124
Cargo de Distribución:								
Potencia US\$/kW-mes	3.488796	5.310672	9.257709	13.892330	14.354951	9.088364	2.444465	5.026581

III. GRANDES DEMANDAS (>50 kW)
BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Atención al Cliente US\$/Usuario-mes	11.049250	10.182217	10.474530	8.049299	8.654319	11.141329	3.249051	6.529114
Cargo de Energía:								
Energía en Punta US\$/kWh	0.206990	0.205905	0.205189	0.211525	0.201253	0.214971	0.172081	0.221681
Energía en Resto US\$/kWh	0.209042	0.214503	0.206986	0.213485	0.204194	0.219183	0.184816	0.221949
Energía en Valle US\$/kWh	0.201799	0.209618	0.202176	0.208721	0.198938	0.202160	0.170486	0.210591
Cargo de Distribución:								
Potencia US\$/kW-mes	12.657586	20.591096	20.700606	26.030723	26.552326	19.323956	8.232366	19.509399

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:								
Cargo Fijo US\$/Usuario-mes	11.049250	10.182217	10.474530	8.049299	8.654319	11.141329	3.249051	6.529114
Cargo de Energía:								
Energía en Punta US\$/kWh	0.190307	0.189449	0.191497	0.194551	0.187953	0.199923	0.160035	0.195925
Energía en Resto US\$/kWh	0.192193	0.197360	0.193174	0.196354	0.190699	0.203841	0.171879	0.196162
Energía en Valle US\$/kWh	0.185534	0.192866	0.188685	0.191972	0.185791	0.188010	0.158552	0.186124
Cargo de Distribución:								
Potencia US\$/kW-mes	3.488796	5.310672	9.257709	13.892330	14.354951	9.088364	2.444465	5.026581

Tabla A4- 2. Pliego Tarifario vigente al 12 de Abril del 2012.

Anexo A-5. Hojas de datos del equipo utilizado.



SUNNY ISLAND 5048 / 5048-US



SI 5048 / SI5048U

Flexible

- Para sistemas de 3 a 300 kW
- Conexión en paralelo monofásica o trifásica, ampliable por módulos
- Conexión de CA y CC

Sencillo

- Cómoda puesta en servicio mediante la "Guía de configuración rápida"
- Gestión integral de redes aisladas

Eficiente

- Alto rendimiento
- Gestión avanzada de baterías para alcanzar la vida útil máxima
- Cálculo del nivel de carga

Resistente

- Gran capacidad de sobrecarga
- OptiCool
- Garantía de SMA de 5 años

SUNNY ISLAND 5048 / 5048-US

El gestor de redes aisladas

El Sunny Island 5048 permite ejecutar la puesta en servicio en cuestión de minutos. Todos los ajustes necesarios para el funcionamiento se realizan rápidamente y sin complicaciones en unos pocos pasos. El Sunny Island 5048 puede utilizarse y ampliarse con una gran flexibilidad y se encarga de todos los procesos de regulación. Su excelente gestión de baterías alarga la vida útil de las mismas. El equipo convence por su alto rendimiento, su robusta carcasa de aluminio moldeada a presión y el sistema activo de refrigeración OptiCool. El Sunny Island 5048-US está disponible en su versión con homologación UL para el mercado estadounidense, con valores de salida de 120 V y 60 Hz.

Figura A5-1. Hoja de datos del Sunny Island 5048US.

Datos técnicos	Sunny Island 5048	Sunny Island 5048-US
Salida de CA (consumidor)		
Tensión nominal de CA (ajustable)	230 V (202 V - 253 V)	120 V (105 V - 132 V)
Frecuencia nominal de CA (ajustable)	50 Hz / 60 Hz (45 Hz - 65 Hz)	60 Hz (55 Hz - 65 Hz)
Potencia constante de CA a 25 °C / 45 °C	5000 W / 4000 W	5000 W / 4000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 1 min / 3 s	6500 W / 8400 W / 12000 W	6500 W / 8400 W / 11000 W
Corriente nominal de CA / corriente alterna máx. (pico)	21,7 A / 120 A durante 60 ms	41,7 A / 180 A durante 60 ms
Coefficiente de distorsión no lineal de tensión de salida / factor de potencia (cos φ)	< 3 % / -1 a +1	< 3 % / -1 a +1
Entrada de CA (generador o red)		
Tensión de entrada de CA (rango)	230 V (172,5 V - 264,5 V)	120 V (80 V - 150 V)
Frecuencia de entrada de CA (rango)	50 Hz / 60 Hz (40 Hz - 70 Hz)	60 Hz (54 Hz - 66 Hz)
Corriente máx. de entrada (ajustable) / potencia máx. de entrada	56 A (0 A - 56 A) / 12,8 kW	56 A (0 A - 56 A) / 6,7 kW
Entrada de CC de batería		
Tensión de la batería (rango)	48 V (41 V - 63 V)	48 V (41 V - 63 V)
Corriente de carga máx. de la batería / corriente constante de carga a 25 °C	120 A / 100 A	120 A / 100 A
Tipo de batería / capacidad de la batería (rango)	Plomo, NiCd / 100 - 10000 Ah	Plomo, NiCd / 100 - 10000 Ah
Regulación de carga	Procedimiento IUoU	Procedimiento IUoU
Rendimiento / consumo característico		
Rendimiento máx.	95 %	95 %
Consumo característico sin carga / en espera	25 W / 4 W	25 W / 4 W
Dispositivos de protección		
Protección contra polarización inversa de CC / fusible de CC	●/●	●/●
Cortocircuito de CA / sobrecarga de CA	●/●	●/●
Sobrecalentamiento / descarga total de la batería	●/●	●/●
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	467 / 612 / 235	467 / 612 / 235
Peso	63 kg	63 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +50 °C	-25 °C ... +50 °C
Tipo de protección (según CEI 60529)	Montaje interno (IP30)	Montaje interno (NEMA 1)
Características / función		
Manejo y display / relé multifunción	Interno / 2	Interno / 2
Sistemas trifásicos / conexión en paralelo	●/●	●/●
Desviación integrada / funcionamiento multiclúster	-/●	-/●
Cálculo del nivel de carga / carga completa / carga de compensación	●/●/●	●/●/●
Arranque suave integrado / asistencia de generador	●/●	●/●
Sensor de temperatura de la batería / cables de comunicación	●/●	●/●
Garantía (5 / 10 / 15 / 20 / 25 años)	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Accesorios		
Cables de la batería / fusibles de la batería	○/○	○/○
Interfases (RS485 / Multiclúster PB)	○/○	○/○
Arranque avanzado del generador "GenMan"	○	○
Relé de deslastre de carga / medición externa de la corriente de la batería	○/○	○/○
● De serie ○ Opcional - no disponible		
Actualizado: mayo de 2010		
Modelo comercial	SI 5048	SI 5048U

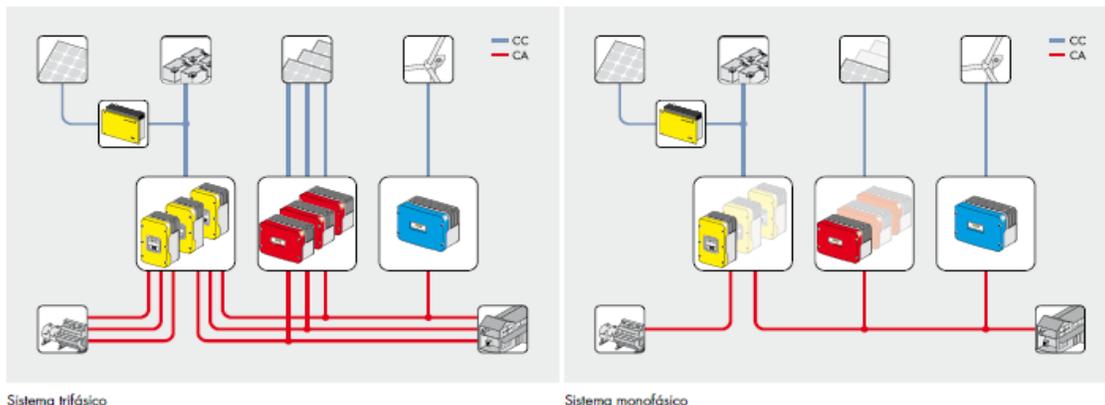


Figura A5- 2. Hoja de datos del Sunny Island 5048US.

SUNNY BOY 700-US



SB 700U 150 VDC / SB 700U 200 VDC / SB 700U 250 VDC

UL US

UL Certified <ul style="list-style-type: none">• For countries that require UL certification (UL 1741/IEEE 1547)	Safe <ul style="list-style-type: none">• Galvanic isolation due to integrated transformer	Simple <ul style="list-style-type: none">• Simple installation thanks to three-point mounting assembly	Flexible <ul style="list-style-type: none">• Three different input voltage ranges• Modular addition for all applications
---	--	---	--

SUNNY BOY 700-US

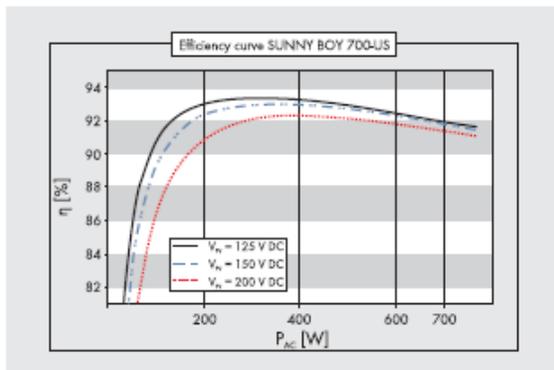
The versatile choice for any system configuration

The SMA Sunny Boy 700-US was SMA's first mass-produced string inverter and it continues to enjoy immense popularity in today's solar market. Its compact size and economical price make it ideal for starter or demonstration systems. It is also perfectly suited for adding a bit more power to an existing solar system. Its modular design makes expansion to almost any size easy. Three different configurable input voltage ranges make the Sunny Boy 700-US a versatile choice, whatever your system configuration.

Figura A5-3. Hoja de Datos del Sunny Boy SB 700-US.

Technical data	SB700-US	SB700-US	SB700-US
	150 V DC	200 V DC	250 V DC
Input (DC)			
Max. recommended PV power (@ module STC)	575 W	750 W	875 W
Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$)	510 W	670 W	780 W
Max. DC voltage	150 V	200 V	250 V
DC nominal voltage	95 V	125 V	150 V
MPP voltage range	77 V - 120 V	100 V - 160 V	125 V - 200 V
Min. DC voltage / start voltage	75 V / 95 V	100 V / 125 V	125 V / 150 V
Max. input current / per string		7 A / 7 A	
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker		1/2	
Output (AC)			
AC nominal power	460 W	600 W	700 W
Max. AC apparent power	460 VA	600 VA	700 VA
Nominal AC voltage / adjustable		120 V / -	
AC voltage range		106 V - 132 V	
AC grid frequency; range		60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz	
Max. output current	4.4 A	5.7 A	6.6 A
Power factor ($\cos \varphi$)	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Harmonics	< 3%	< 3%	< 3%
Efficiency			
Max. efficiency	92.4%	93.3%	93.6%
CEC efficiency	91.5%	91.5%	91.5%
Protection devices			
DC reverse-polarity protection	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive monitoring unit	●/-	●/-	●/-
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III
General data			
Dimensions (W / H / D) in mm (in)		322 / 290 / 180 (13 / 11 / 7)	
DC disconnect dimensions (W / H / D) in mm (in)		-	
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)		390 / 390 / 230 (15 / 15 / 9)	
DC disconnect packing dimensions (W / H / D) in mm (in)		-	
Weight / DC disconnect weight		23 kg (51 lb) / -	
Packing weight / DC disconnect packing weight		26 kg (57 lb) / -	
Operating temperature range (full power)		-25 °C ... +45 °C [-13 °F ... +113 °F]	
Noise emission (typical)	-	-	-
Internal consumption at night	0.1 W	0.1 W	0.1 W
Topology	LF transformer	LF transformer	LF transformer
Cooling concept	convection	convection	convection
Electronics protection rating / connection area	NEMA 3X / NEMA 3X	NEMA 3X / NEMA 3X	NEMA 3X / NEMA 3X
Features			
Display: text line / graphic	●/-	●/-	●/-
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/-	○/-	○/-
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○	●/○/○	●/○/○
Certificates and permits (more available on request)	UL1741, UL1998, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CSA C22.2 No. 107.1-2001		
Data at nominal conditions			
● Standard features ○ Optional features - Not available			
Type designation	SB 700U 150 VDC	SB 700U 200 VDC	SB 700U 250 VDC

SUNNYBOY700US103017 Sunny Boy and SMA are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Test and type comply with latest available data sheet applicable when printing. Subject to technical changes. We accept no liability for typographical or other errors. Please contact us at [service@sma.com](mailto:mailto:service@sma.com)

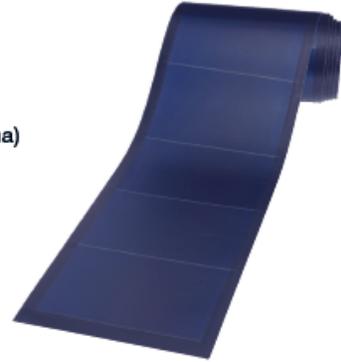


Accessories

RS485 interface
485USPB-NR

Figura A5-4. Hoja de Datos del Sunny Boy SB 700-US.

- Elevada producción de energía a alta temperatura y baja radiación
- 5 años de Garantía limitada de Producto
- Garantía limitada de Potencia:
92% por 10 años, 84% por 20 años, 80% por 25 años (de la potencia mínima)
- Terminales Multi-Contact de conexión rápida* y soporte adhesivo de fijación
- Diodos de bypass para mayor tolerancia a sombreados parciales



Características de Operación

Potencia nominal (P_{max}): 144 Wp
Tolerancia sobre la potencia nominal: $\pm 5\%$

Datos técnicos

Dimensiones: Longitud: 5498 mm (216"), Anchura: 394 mm (15.5"),
Espesor: 4 mm (0.2"), 16 mm (0.6") incluyendo las cajas de conexiones
Peso: 7.7 kg (17 lbs)
Cables de salida: Cable de 4 mm² de sección y *560mm (22") de longitud (12 AWG) resistente a intemperie y con terminales de conexión rápida en la cara superior
Cableado de corriente continua resistente al agua
Diodos de bypass: Conectados a cada célula solar
Encapsulado: Polímero duradero ETFE (polímero de tetrafluoruro de etileno) de alta transmisibilidad de la luz
Adhesivo: Adhesivo sellante de etileno propileno copolímero, con inhibidor microbiano
Tipo de células: 22 células solares de silicio amorfo de triple-unión 356 mm x 239 mm (14" x 9.4") conectadas en serie

Certificaciones y Seguridad



Incluido en la lista de Underwriter's Laboratories en ámbito de seguridad eléctrica para su uso en sistemas de hasta 600 VDC y contra incendios (Clase A : para pendientes máximas de 2/12, Clase B para pendientes máximas de 3/12, Clase C sin limitación en la pendiente).



IEC 61646 v2 obtenido por TÜV; v1 obtenido por ASU-PTL. Certificación IEC 61730 para sistemas hasta 1000 V TÜV.

Configuración estándar de producto

Lámina fotovoltaica con cajas de conexión, cables de salida con terminales de conexión rápida e instalados en la cara superior.

Criterio de Aplicación

- Temperatura de instalación entre 10 °C - 40 °C (50 °F - 100 °F)
- Temperatura máxima de la cubierta: 85 °C (185 °F)
- Inclinación mínima: 3° (1/2:12)
- Inclinación máxima: 60° (21:12)
- Sustratos aprobados incluyen varias membranas de impermeabilización y cubiertas metálicas.
Ver detalles en UNI-SOLAR.

*Los detalles de instalación requeridos están especificados en los manuales de instalación de United Solar.



Flexible



Ligero



Duradero



No usa cristal



Tolerante a las sombras



Más kWh



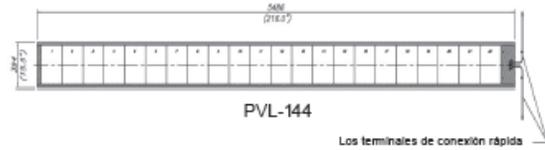
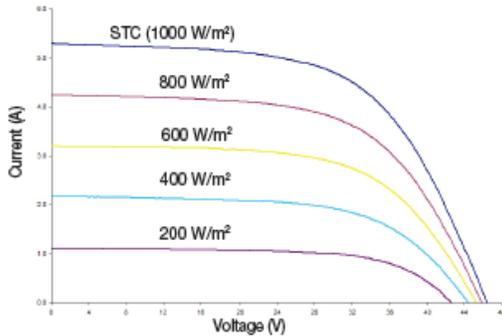
Elevada resistencia térmica



Funciona con poca luz

Figura A5-5. Hoja de datos de Paneles Amorfos PVL-144.

Curvas I-V medidas a varios niveles de irradiación solar, con AM 1.5 y 25 °C de temperatura de célula.



Todas las medidas en mm.
Pulgadas entre paréntesis.
Tolerancias: Longitud: ± 5 mm (1/4"), Anchura: ± 3 mm (1/8")

Especificaciones Eléctricas

STC

(Datos referidos a Condiciones Estándar de Medida)
(1000 W/m², AM1.5, 25 °C temperatura de célula)

Potencia máxima (P_{max}): 144 Wp
Tensión en el punto de Pmax (V_{mpp}): 33 V
Corriente en el punto de Pmax (I_{mpp}): 4.36 A
Corriente en cortocircuito (I_{sc}): 5.3 A
Voltaje en circuito abierto (V_{oc}): 46.2 V
Fusible en serie: 10 A (UL), 8 A (IEC)

NOCT

(Temperatura nominal de operación de la célula)
(800 W/m², AM 1.5, 1 m/s velocidad del viento)

Potencia máxima (P_{max}): 111 W
Tensión en el punto de Pmax (V_{mpp}): 30.8 V
Corriente en el punto de Pmax (I_{mpp}): 3.6 A
Corriente en cortocircuito (I_{sc}): 4.3 A
Tensión en circuito abierto (V_{oc}): 42 V
NOCT: 46 °C

Coefficientes de temperatura

(En Condiciones de AM 1.5, 1000 W/m² de irradiación solar)

Coefficiente de temperatura (TC) de I_{sc}: 0.001/K (0.10%/°C)
Coefficiente de temperatura (TC) de V_{oc}: -0.0038/K (-0.38%/°C)
Coefficiente de temperatura (TC) de P_{max}: -0.0021/K (-0.21%/°C)
Coefficiente de temperatura (TC) de I_{mpp}: 0.001/K (0.10%/°C)
Coefficiente de temperatura (TC) de V_{mpp}: -0.0031/K (-0.31%/°C)

$$y = Y_{referencia} \cdot [1 + TC \cdot (T - T_{referencia})]$$

Notas:

- Durante las primeras 8-10 semanas de operación, la potencia eléctrica sobrepasa los valores nominales. El rendimiento de energía puede ser un 15% más alto, la tensión de trabajo puede ser un 11% más alto y la corriente de trabajo un 4% más alta.
- Las especificaciones eléctricas se basan en mediciones realizadas bajo condiciones estándar de ensayo de 1000 W/m² de irradiación solar, con espectro AM 1.5, y temperatura de célula de 25 °C después de la estabilización.
- El máximo voltaje del sistema en circuito abierto no debe exceder 600 VDC en USA según UL, 1000 VDC en Europa según IEC.
- Las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Su distribuidor UNI-SOLAR®:

Global Headquarters

United Solar Ovonic LLC
3800 Lapeer Road
Auburn Hills, MI 48326
Tel: +1.248.293.0440
Fax: +1.248.364.5678
Toll Free (USA): +1.800.528.0617
Info@uni-solar.com

European Headquarters

United Solar Ovonic
Europe SAS
Tour Albert 1er
65, avenue de Colmar
92507 Rueil-Malmaison Cedex
Tel: +33.1.74.70.46.24
Fax: +33.1.41.39.00.22
franceinfo@uni-solar.com

German Office

United Solar Ovonic
Europe GmbH
Robert-Koch-Strasse 50
55129 Mainz
Tel: +49.6131.240.40.400
Fax: +49.6131.240.40.499
europainfo@uni-solar.com

Italian Office

United Solar Ovonic Italy Srl.
Via Monte Baldo, 14F
37069 Villafranca (VR)
Tel: +39.045.86.00.982
Fax: +39.045.86.17.738
italyinfo@uni-solar.com

www.uni-solar.com

Subsidiaria de Energy
Conversion Devices, Inc.
(Nasdaq: ENER)

Figura A5-5. Hoja de datos de Paneles Amorfos PVL-144.

Anexo A-6. Legislación para SFV en El Salvador.

La demanda de energía sugieren que las energías renovables tienen cada vez más protagonismo. A tal grado que en la matriz energética de muchos países representan un porcentaje importante. Además existe un interés social creciente debido a la preocupación por preservar el medioambiente, dando un impulso al desarrollo de tecnologías que favorezcan la explotación de energías renovables.

Y bajo ese escenario Es de gran importancia contar con un marco legal serio que regule y fomente las actividades dentro de una sociedad moderna. En El Salvador existe a partir de año 2007 “La Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad” que tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

Este marco legal incluye beneficios tales como³⁴:

1. Exención, durante los primeros diez años, del pago de los Derechos Arancelarios de Importación (DAI) de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales para la generación de energía eléctrica, aplicable a proyectos de hasta 20 MW.
2. Exención del pago del Impuesto sobre la Renta, por un período de cinco años en el caso de los proyectos entre 10 y 20 megavatios (MW), y de diez años en el caso de los proyectos de menos de 10 megavatios (MW); en ambos casos a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga ingresos.
3. Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las “Reducciones Certificadas de Emisiones” (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercado de carbono, obtenidos por los proyectos calificados y beneficiados conforme a la Ley y su Reglamento.
4. Deducción del Impuesto sobre la Renta, por un período máximo de diez años, de todos los gastos o costos indispensables para la investigación, exploración y preparación de proyectos generadores de energía eléctrica con base en fuentes renovables de energía, así como proyectos de reinyección total del recurso geotérmico, todo ello para el caso de proyectos de más de 20 megavatios (MW).
5. Deducción de créditos fiscales contenidos en el Art. 65 de la Ley de Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y a la Prestación de Servicios, respecto de las labores de pre inversión y de inversión en la construcción de las obras necesarias e integrantes del proceso de generación de energía eléctrica.

³⁴“Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad.”

En el mes de marzo de dos mil nueve, fue emitido el Reglamento de la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, el cual establece los lineamientos generales para el trámite de la certificación de los proyectos que estén interesados en obtener los beneficios de la referida Ley.

En noviembre de dos mil once, la SIGET, en el acuerdo No. 584-E-2011 y por medio de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica elaboro el documento de consulta de la “Normativa Técnica para Caracterizar los Proyectos que Aprovechan las Fuentes Renovables en la Generación de Energía Eléctrica”. Que tiene por objeto establecer las especificaciones técnicas de caracterización de los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica, para gozar de los beneficios e incentivos fiscales, de conformidad con la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad³⁵.

Finalmente en abril del 2012 se emite el Decreto Ejecutivo No. 80 “Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad” que establece que:

- Las centrales de generación de fuentes renovables de energía no convencional, tales como biomasa, eólica, solar y otra, tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considera con costos variables de operación igual a cero, salvo la excepción que para su efecto se establezca en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión u del Mercado Mayorista basado en costos de Producción³⁶.

Y para esa misma fecha se emite el Decreto Ejecutivo No. 81 “Reforma Aplicable a las actividades de Comercialización de energía Eléctrica” que establece que:

- En caso que un generador de fuentes renovables de hasta 20MW utilice la red de distribución para vender energía en cualquier punto de la red de bajo voltaje a nivel nacional, no pagará los cargos por el uso de la red de distribución, ni las pérdidas de energías asociadas³⁷.

³⁵ Acuerdo No. 584-E-2011 “Normativa Técnica para Caracterizar los Proyectos que Aprovechan las Fuentes Renovables en la Generación de Energía Eléctrica”

³⁶ Decreto Ejecutivo No. 80 “Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad”

³⁷ Decreto Ejecutivo No. 81 “Reforma Aplicable a las actividades de Comercialización de energía Eléctrica”

Anexo A-7. Fotografías de la investigación de campo.



Figura A7- 1. Techo del Edificio de Aulas de la Facultad de Agronomía.



Figura A7- 2. Edificio de Aulas de la Facultad de Química y Farmacia.



Figura A7- 3. Tejado de los Laboratorios de la Facultad de Q.Q. y F.F.



Figura A7- 4. Techo del edificio de la Facultad de Medicina.



Figura A7- 5.Techo del edificio de Aulas de la Salud, Facultad de Medicina.



Figura A7- 6.Techo del edificio Periodismo, Facultad de Ciencias y Humanidades.



Figura A7- 7. Techo del edificio de la Escuela de Química, Facultad de Q.Q. y F.F.



Figura A7- 8. Techo del edificio de CenSalud.



Figura A7- 9. Techo del edificio de Aulas, Facultad de Economía.



Figura A7- 10. Techo del edificio de Administración Académica FIA.