

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



**REDISEÑO DEL LABORATORIO DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, PLAN 2020**

PRESENTADO POR:

ERICK WILFREDO ACOSTA PLEITEZ

ERNESTO JOSE MEMBREÑO VELA

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2020

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

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:

**REDISEÑO DEL LABORATORIO DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, PLAN 2020**

Presentado por:

ERICK WILFREDO ACOSTA PLEITEZ

ERNESTO JOSE MEMBREÑO VELA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

SAN SALVADOR, FEBRERO 2020

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 30 de enero de 2020, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 2:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

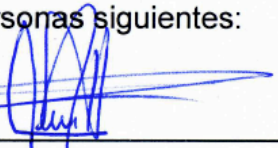

Firma

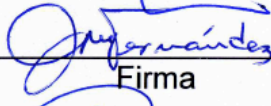

Firma

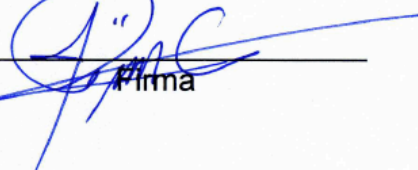


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS
(Docente Asesor)
- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ
- DR. CARLOS OSMIN POCASANGRE JIMENEZ


Firma


Firma


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

REDISEÑO DEL LABORATORIO DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, PLAN 2020

A cargo de los Bachilleres:

- ACOSTA PLEITEZ ERICK WILFREDO
- MEMBREÑO VELA ERNESTO JOSÉ

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.3

(Nueve punto tres. —)

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, dar gracias a Dios por darme la vida, fuerzas y sabiduría para poder culminar este proceso universitario, así también por sus bendiciones y protección a lo largo de todo este camino recorrido.

Agradecer a mis padres por siempre darme su apoyo y por el sacrificio que hicieron para que pudiera terminar mi carrera; a mi madre María del Carmen Pleitez, por estar pendiente en todo momento de mi bienestar y por que siempre ha creído en mi en todo lo que hago. A mi padre Luis Edgardo Acosta por ser un padre motor motivador en todo aspecto de mi vida y darme consejos buscando siempre lo mejor para mi persona. Agradezco su enorme esfuerzo.

Agradezco de igual manera, a mi asesor de trabajo de graduación el Msc. Jorge Alberto Zetino Chicas, que con su gran conocimiento, experiencia y profesionalidad nos brindó una guía por todo el camino hasta culminar nuestro trabajo de graduación, y poder entregarse un buen trabajo.

A mi hermano Hugo Acosta por siempre creer en mí y por su apoyo en todo momento.

Agradezco a mi compañero de trabajo de graduación Ernesto Membreño Vela, por todo su trabajo en equipo aquí expuesto, que en conjunto se ha logrado entregar un trabajo que realmente servirá de apoyo a los nuevos estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, en los siguientes años.

Agradezco a Jocelyn Miranda, por que, a pesar de todo, siempre ha estado ahí apoyándome en los buenos y malos momentos que he atravesado, y por siempre querer lo mejor para mi persona.

Agradezco a Jesús Díaz, Fredy Bonilla, Marco Díaz, por haberme brindado su amistad y apoyo durante la etapa mas importante de la carrera. Han sido una parte fundamental de mi crecimiento personal y profesional.

También, Agradezco a todos mis amigos y compañeros de carrera, Iván Urbina, Fidel Cortez, Jorge Merino, Rubén Henríquez, Edward Cabrera, Oscar Vidal, por su apoyo durante todo el proceso universitario.

Agradezco a Reina Vides, quien, con mucho cariño y aprecio, siempre se mostró ser muy atenta y dispuesta en cualquier consulta o trámite que se gestionó, durante el tiempo académico y hasta llegar a la culminación de este proceso universitario. Personalmente también agradezco por sus sabios consejos dados en su momento.

Gracias.

Erick Wilfredo Acosta Pleitez

AGRADECIMIENTOS

No hay forma de expresar ni escribir todo el agradecimiento que siento en estos momentos, porque sin lugar a dudas, he tenido la dicha de contar con unas personas realmente maravillosas a lo largo de mi carrera de ingeniería eléctrica.

El estudio es un regalo de gran valor, tiene un peso muy grande en la sociedad en la que vivimos y por eso mismo, me siento afortunado de haber terminado una parte de mi preparación como profesional salvadoreño.

Me encontré con un camino agotador, estresante, lleno de dichas y desgracias. Sin embargo, siempre hay personas que son segundos alientos, que te animan a seguir sin importar las dificultades que se presenten.

Gracias a Dios por esta oportunidad que me ha dado de culminar mis estudios superiores y bendecirme con conocer a tantas personas extraordinarias.

Quiero agradecer a mis padres, Lorena Vela y Saúl Membreño, porque sin ellos, esto no hubiera sido posible. Han sido dos pilares fundamentales durante toda la carrera y no podría estar más en deuda con ellos. Tengan por seguro que los quiero mucho y de todo corazón les doy las gracias.

Mi hermano ha sido sin dudas, una de las personas más importantes para mí en estos seis años. Me apoyó sin dudarle y estaba siempre pendiente sobre lo que me pasaba. Por eso, quiero agradecerle todo lo que ha hecho por mí persona y espero algún día devolverle todo el sustento que me ha dado porque de verdad, no me imagino un mejor hermano.

A todos mis familiares en el país y fuera de él, por siempre creer en mí y apoyarme incondicionalmente.

Agradecer a mis compañeros del colegio, Ricardo, Nelson, Katy y Mabel, por estar siempre conmigo para animarme y decirles que son como una segunda familia para mí.

Le debo también gratitud a mis colegas de carrera, mi estimado amigo y compañero de trabajo de graduación Erick, Jesús, Iván, Rubén, Marco, Merino, Fidel y demás compadres, que con ellos se aliviaban bastante las cargas académicas.

Muchas gracias a niña Reinita Vides, por apoyarme en gran parte de mis estudios, a Juancito y Posada, por ser siempre amables y serviciales conmigo, a los docentes de la carrera y al ingeniero Jorge Zetino, por asesorar el trabajo de graduación de una excelente manera.

Gracias a ASEIE – IEEE y la comunidad de estudiantes en general de nuestra alma mater. La calidad de personas y la unión que se posee es una fortaleza única en la Universidad de El Salvador, por lo que espero continúe siendo así.

De todo corazón, muchas gracias.

Ernesto Jose Membreño Vela

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS	14
OBJETIVO GENERAL.....	14
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
ALCANCES	15
ANTECEDENTES	16
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
JUSTIFICACIÓN	18
1. ENERGÍAS RENOVABLES Y NO RENOVABLES	19
1.1 SISTEMA ENERGÉTICO ACTUAL	19
1.1.1 <i>Consumo de energía primaria en El Salvador</i>	20
1.1.2 <i>Tenencia y acceso a energía eléctrica en El Salvador</i>	20
1.1.3 <i>Matriz energética de El Salvador</i>	21
1.1.3.1 Inyección total de energía 2017	21
1.1.3.2 Cambios en la matriz energética 2017	23
1.1.4 <i>Capacidad instalada (MW)</i>	24
1.1.4.1 Incremento de la capacidad instalada.....	25
1.1.4.2 Proyectos futuros.....	25
1.1.5 <i>Mercado secundario, pagado en el mercado mayorista</i>	26
1.1.5.1 Demanda máxima y curvas típicas de carga en El Salvador	27
1.1.6 <i>Sector eléctrico de El Salvador</i>	29
1.1.6.1 Estructura del mercado eléctrico nacional.....	29
1.1.6.2 Estructura del mercado eléctrico regional	30
1.1.6.3 Funcionamiento del mercado eléctrico	30
1.1.7 <i>Sistema de generación y transmisión de El Salvador</i>	31
1.1.8 <i>Sistema de transmisión regional (línea SIEPAC)</i>	31
1.2 ENERGÍAS NO RENOVABLES	32
1.2.1 <i>Energía fósil</i>	32
1.3 PROBLEMAS DEL ACTUAL SISTEMA	33
1.4 ENERGÍAS RENOVABLES	34
1.4.1 <i>Características de las energías renovables</i>	34
1.4.2 <i>Beneficios e inconvenientes de las energías renovables</i>	35
1.4.3 <i>Energía hidráulica</i>	36
1.4.4 <i>Energía geotérmica</i>	37
1.4.5 <i>Energía eólica</i>	38
1.4.5.1 Características de un aerogenerador	38
1.4.5.2 Partes del aerogenerador.	38
1.4.5.3 Ventajas y desventajas de la energía eólica.....	39
1.4.5.4 Tipos de aerogeneradores eólicos	40
1.4.5.5 Proyectos de energía eólica en Centroamérica y El Salvador	40
1.4.6 <i>Energía biomasa</i>	41
1.4.6.1 Ciclo fundamental del recurso	42
1.4.6.2 Pretratamiento de la materia orgánica.....	42
1.4.6.3 Formas de energía a partir de biomasa.....	42
1.4.6.4 Proyectos de energía biomasa en El Salvador.....	43
1.4.7 <i>Energía solar térmica</i>	43
1.4.7.1 Partes de un sistema solar térmico.....	44
1.4.8 <i>Energía solar fotovoltaica</i>	44
1.4.8.1 Aplicaciones fotovoltaicas.....	44
1.4.8.2 Plantas solares en El Salvador.	45
1.4.9 <i>Cuadro comparativo entre energías renovables</i>	49
1.4.10 <i>Licitaciones de energía renovables en el país en los últimos años</i>	50
2. RECURSO SOLAR	52
2.1 EL SOL	52
2.1.1 <i>Radiación solar</i>	52

2.1.2	<i>Tipos de radiación solar sobre una superficie</i>	53
2.1.3	<i>Irradiancia e irradiación</i>	54
2.1.4	<i>Efectos en la atmósfera por la radiación y el concepto de masa de aire (AM)</i>	54
2.2	EL PLANETA TIERRA	55
2.2.1	<i>Movimientos de la tierra</i>	56
2.2.2	<i>Geografía de la tierra</i>	57
2.3	ÁNGULOS BÁSICOS DE LA GEOMETRÍA SOLAR	59
2.3.1	<i>Declinación solar y la eclíptica</i>	59
2.3.2	<i>Definición de coordenadas solares respecto a superficies horizontales</i>	62
2.3.3	<i>Cálculo de la declinación solar</i>	63
2.3.4	<i>Determinación de los ángulos solares</i>	64
2.4	HORA SOLAR Y HORA LOCAL	67
2.4.1	<i>Ecuación del tiempo (Et) por Spencer</i>	67
2.4.2	<i>Tiempo medio local (LMT) y tiempo solar aparente (LAT)</i>	68
2.5	ÁNGULO DE INCIDENCIA SOLAR	69
2.5.1	<i>Ángulo de incidencia para superficies horizontales</i>	70
2.5.2	<i>Ángulo de incidencia para superficies verticales orientadas hacia el Sur</i>	70
2.5.3	<i>Ángulo de incidencia para dos latitudes diferentes y superficies orientadas hacia el sur</i>	70
2.5.4	<i>Factor de corrección "K"</i>	70
2.6	APLICACIÓN DEL RECURSO SOLAR EN SISTEMAS FOTOVOLTAICA	72
2.6.1	<i>Características de la energía solar incidente en módulos fotovoltaicos</i>	72
2.6.2	<i>Espectro electromagnético de la energía solar incidente</i>	72
2.6.3	<i>Contribuciones de la radiación directa y difusa en superficies horizontales</i>	73
2.6.4	<i>Contribución de la radiación reflejada o albedo en superficies inclinadas</i>	74
2.6.5	<i>Cálculo de la masa de aire (AM)</i>	74
2.6.6	<i>Inclinación óptima de módulos fotovoltaicos</i>	75
2.6.7	<i>Especificación de la irradiancia global e irradiación global</i>	75
2.6.8	<i>Radiación en El Salvador</i>	75
2.6.9	<i>Hora sol pico</i>	79
2.6.10	<i>Irradiación global promedio anual sobre superficies inclinadas</i>	80
2.6.11	<i>Instrumentos de medición solari-métricos</i>	81
	<i>Problemas resueltos</i>	85
	<i>Problemas propuestos</i>	89
3.	EFFECTO FOTOVOLTAICO, MÓDULOS Y ARREGLOS	90
3.1	HISTORIA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	90
3.2	PRINCIPIOS FUNDAMENTALES	91
3.2.1	<i>El átomo</i>	91
3.2.2	<i>Átomos estables e inestables</i>	92
3.2.3	<i>Átomos conductores, aislantes y semiconductores</i>	92
3.3	TEORÍA DE LOS SEMICONDUCTORES	93
3.3.1	<i>Energía de salto de brecha energética</i>	93
3.3.2	<i>El silicio y su respuesta espectral</i>	93
3.3.3	<i>Tipos de semiconductores</i>	94
3.3.3.1	<i>Semiconductor tipo N</i>	95
3.3.3.2	<i>Semiconductor tipo P</i>	95
3.4	EL EFECTO FOTOVOLTAICO	96
3.4.1	<i>Los fotones: la fuerza motriz del efecto fotovoltaico</i>	96
3.5	LA CELDA SOLAR	97
3.5.1	<i>Partes de una celda solar</i>	97
3.5.1.1	<i>Protección mecánica</i>	97
3.5.1.2	<i>Componentes eléctricos de la celda solar</i>	97
3.5.2	<i>Funcionamiento de la celda solar</i>	98
3.6	TECNOLOGÍA Y PROCESO DE FABRICACIÓN DE CELDAS	100
3.6.1	<i>Celdas cristalinas de silicio</i>	100
3.6.1.1	<i>Celdas monocristalinas</i>	100
3.6.1.2	<i>Celdas policristalinas</i>	100
3.6.2	<i>Celdas de capa fina</i>	101
3.6.3	<i>Celdas de concentración</i>	102
3.7	TÉCNICAS DE FABRICACIÓN	104

3.8	TECNOLOGÍAS FUTURAS	110
3.9	MÓDULOS Y ARREGLOS FOTOVOLTAICOS.....	112
3.10	ELEMENTOS DE UN MODULO FOTOVOLTAICO	113
3.11	CIRCUITO ELÉCTRICO EQUIVALENTE DE UNA CÉLULA SOLAR	114
3.11.1	<i>Principio de funcionamiento de célula solar.....</i>	115
3.12	CURVA IV-PV CARACTERÍSTICA Y PARÁMETROS DE LA CÉLULA SOLAR	116
3.12.1	<i>Eficiencia de conversión energética o rendimiento</i>	119
3.12.2	<i>Condiciones estándares de medida (STC).....</i>	119
3.12.3	<i>Temperatura de operación nominal de la célula (TONC o NOCT)</i>	119
3.12.4	<i>Influencia de la temperatura y la radiación en la curva característica I-V</i>	120
3.13	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES	121
3.13.1	<i>Funcionamiento de la célula solar bifacial</i>	122
3.14	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COMERCIALES	123
3.15	CONEXIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	129
3.15.1	<i>Conexión de módulos en serie</i>	129
3.15.2	<i>Conexión de módulos en paralelo.....</i>	130
3.15.3	<i>Conexión de módulos en serie-paralelo.....</i>	130
3.16	EFFECTO DE SOMBREADO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	131
3.16.1	<i>Efecto “hot spot” o punto caliente, diodos de bypass y bloqueo, junction/combiner box, fusibles de protección 131</i>	
3.16.2	<i>Análisis de sombras</i>	133
3.16.2.1	<i>Sombras lejanas</i>	133
3.16.2.2	<i>Sombras cercanas</i>	137
	<i>Problemas resueltos</i>	142
	<i>Problemas propuestos.....</i>	153
4.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (SFVCR)	154
4.1	DEFINICIÓN DE UN SFVCR.....	154
4.1.1	<i>Implementación de SFVCR sobre suelo y edificación.....</i>	154
4.2	NORMATIVAS APLICABLES EN EL SALVADOR	157
4.3	ESTÁNDARES APLICABLES A UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	160
4.4	EL INVERSOR DC/AC.....	160
4.4.1	<i>Conceptos generales</i>	160
4.4.2	<i>Funciones y características de los inversores conectados a la red</i>	161
4.4.3	<i>Funcionamiento del inversor</i>	163
4.4.4	<i>Inversores comerciales</i>	169
4.4.5	<i>Inversores monofásicos en aplicaciones trifásicas</i>	180
4.5	DIMENSIONAMIENTO DE UN SFVCR.....	182
4.6	CONFIGURACIONES Y ARREGLOS TÍPICOS DE SFVCR.....	186
4.7	PROTECCIONES EN APLICACIONES FOTOVOLTAICAS.....	191
4.7.1	<i>Dispositivos de protección contra sobrecorrientes.....</i>	193
4.7.2	<i>Medios de desconexión</i>	199
4.7.3	<i>Descargadores de sobretensión (DPS).....</i>	201
4.7.4	<i>Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas</i>	209
4.7.4.1	<i>Métodos de diseño del sistema externo de protección contra rayos.....</i>	210
4.7.4.2	<i>Protección activa y pasiva de descargas atmosféricas.....</i>	220
4.7.5	<i>Protecciones diferenciales de falla a tierra en sistemas fotovoltaicos con conexión a tierra</i>	223
4.7.6	<i>Protecciones y consideraciones en sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra (flotantes).....</i>	225
4.7.7	<i>Protecciones en conexiones a la red (AC).....</i>	226
4.8	CONDUCTORES Y CANALIZACIÓN EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	228
4.9	PUESTA A TIERRA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	233
4.9.1	<i>Resistencia de tierra</i>	234
4.9.2	<i>Electrodos de puesta a tierra</i>	235
4.9.3	<i>Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra en DC y AC</i>	237
4.10	ESTRUCTURAS DE MONTAJE DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	238
4.11	MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	241
4.12	ENSAYOS DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y PRUEBAS DE AISLAMIENTO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	247
4.13	ÍNDICE DE PRODUCCIÓN FINAL-TIEMPO DE RECUPERACIÓN	253
4.13.1	<i>Medición del índice de producción</i>	253

4.13.2	<i>Producción anual-tiempo de recuperación</i>	255
4.14	COEFICIENTE DE RENDIMIENTO	255
4.15	CONTROL DE POTENCIA REACTIVA	256
4.15.1	<i>Factor de potencia en una instalación fotovoltaica</i>	257
4.15.2	<i>Análisis para la corrección del factor de potencia</i>	258
	<i>Problemas resueltos</i>	261
	<i>Problemas propuestos</i>	283
	<i>Simulaciones</i>	286
5.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS (SFVA)	300
5.1	DEFINICIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO	300
5.2	TOPOLOGÍA Y APLICACIONES	300
5.3	NORMATIVAS APLICABLES EN EL SALVADOR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS	302
5.4	INVERSORES EN SFVA	304
5.4.1	<i>Inversores de onda senoidal pura</i>	304
5.4.2	<i>Inversores de onda modificada</i>	305
5.4.3	<i>Inversores de onda cuadrada</i>	305
5.4.4	<i>Microinversores en SFVA</i>	306
5.4.5	<i>Funcionamiento maestro – esclavo</i>	306
5.4.6	<i>Datos en inversores isla y características especiales</i>	307
5.4.7	<i>Configuraciones típicas de inversores isla</i>	312
5.5	BATERÍAS EN SFVA	313
5.5.1	<i>Definición y breve historia</i>	313
5.5.2	<i>Baterías</i>	314
5.5.2.1	Conceptos básicos y características	314
5.5.2.2	Partes de una batería	318
5.5.2.3	Clasificación de baterías según el tipo de descarga	318
5.5.2.4	Circuito equivalente	319
5.5.2.5	Ciclo de carga y descarga y métodos de carga.....	319
5.5.3	<i>Baterías plomo – ácido</i>	322
5.5.3.1	Principio químico y funcionamiento	322
5.5.3.2	Efecto de la temperatura en las baterías	324
5.5.3.3	Clasificación de las baterías plomo – ácido.....	324
5.5.3.4	Comparación entre baterías de plomo – ácido y níquel – cadmio.....	326
5.5.4	<i>Corriente de cortocircuito y protecciones para banco de baterías</i>	327
5.5.5	<i>Normas relacionadas a las baterías plomo – ácido</i>	329
5.5.5.1	Algunos ejemplos de baterías plomo ácido	330
5.6	CONTROLADORES DE CARGA	334
5.6.1	<i>Funciones del controlador de carga</i>	334
5.6.2	<i>Regulación de la carga de baterías en reguladores</i>	335
5.6.3	<i>Tipos de controladores y su funcionamiento</i>	336
5.6.3.1	Controlador de carga tipo serie	336
5.6.3.2	Controlador de carga tipo paralelo	336
5.6.3.3	Reguladores tipo todo – nada.....	337
5.6.3.4	Reguladores tipo PWM	337
5.6.3.5	Controladores de carga con MPPT.....	338
5.6.4	<i>Mantenimiento y ejemplos de controladores de carga</i>	338
5.6.4.1	Lugar de conexiones y frecuencia de mantenimiento en reguladores de carga.....	338
5.6.4.2	Ejemplos de controladores de carga en el mercado	339
5.7	DIMENSIONAMIENTO DE UN SFVA.....	343
5.7.1	<i>Generalidades para dimensionamiento</i>	343
5.7.2	<i>Procedimiento para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado</i>	343
5.7.2.1	Estimación de toda la carga, su demanda y tensión de trabajo del acumulador.....	343
5.7.2.2	Dimensionamiento del generador fotovoltaico	346
5.7.2.3	Dimensionamiento del banco de baterías	350
5.7.2.4	Dimensionamiento del controlador de carga	351
5.7.2.5	Dimensionamiento del inversor	352
5.7.2.6	Dimensionamiento de la red de tierra	353
	<i>Problemas resueltos</i>	354
	<i>Problemas propuestos</i>	365
	<i>Simulaciones</i>	367

6.	SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO	375
6.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO.....	375
6.1.1	<i>Componentes de un sistema de bombeo fotovoltaico</i>	<i>375</i>
6.1.1.1	El generador fotovoltaico.....	376
6.1.1.2	El sistema de abastecimiento de agua	376
6.1.1.3	Sistema motor-bomba	376
6.1.1.4	Sistema de acondicionamiento de potencia	381
6.1.1.5	Sistema de acumulación.....	383
6.2	CONFIGURACIONES TÍPICAS DE SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO	383
6.3	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO	386
6.3.1	<i>Determinación de requerimiento diario del recurso hidráulico.....</i>	<i>386</i>
6.3.2	<i>Determinación la carga dinámica total.....</i>	<i>387</i>
6.3.3	<i>Determinación del recurso solar y el ángulo de inclinación</i>	<i>390</i>
6.3.4	<i>Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....</i>	<i>391</i>
6.3.5	<i>Selección del arreglo fotovoltaico, conjunto motor-bomba, y el controlador.....</i>	<i>392</i>
6.3.5.1	Fichas técnicas.....	393
6.3.6	<i>Selección de montaje de arreglo fotovoltaico</i>	<i>398</i>
6.3.7	<i>Selección de cables y tubería.....</i>	<i>398</i>
6.4	EJEMPLOS DE CONFIGURACIONES DE SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO	398
	<i>Problemas resueltos</i>	<i>400</i>
	<i>Problemas propuestos.....</i>	<i>405</i>
	PRÁCTICAS DE LABORATORIO	406
	PROPUESTA DE MEJORA DE LABORATORIO FOTOVOLTAICO	429
	CONCLUSIONES	433
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	434
	TABLAS.....	440
	ANEXOS.....	449

INTRODUCCIÓN

Se presenta una propuesta de diseño para el laboratorio de generación fotovoltaica, además de la creación de un documento de texto para la asignatura “Sistemas de Generación Fotovoltaico” del plan 2020, de la carrera de ingeniería eléctrica en la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador.

La propuesta de diseño se hace en base a la distribución existente de las instalaciones en la escuela de ingeniería eléctrica, se realiza una mejora con una división de áreas para las diferentes aplicaciones fotovoltaicas existentes y futuras que podrían impartirse. Además, se hace la observación de que el laboratorio actualmente necesita nuevos equipos para realizar prácticas más cercanas al nivel laboral o industrial, permitiendo con esto, una formación académica superior a la actual para los estudiantes de ingeniería eléctrica.

El trabajo también consta de un texto, que servirá de referencia y apoyo para el estudiante en la asignatura Sistemas de Generación Fotovoltaico, cuyo contenido se divide de la siguiente manera:

- Capítulo 1: Energías renovables y no renovables.
- Capítulo 2: Recurso solar.
- Capítulo 3: El efecto fotovoltaico, módulos y arreglos.
- Capítulo 4: Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFVCR).
- Capítulo 5: Sistemas fotovoltaicos aislados (SFVA).
- Capítulo 6: Sistemas de bombeo fotovoltaico.

En cada uno de ellos, se organizan temas de importancia para los sistemas de generación fotovoltaicos, y se desarrollan con respecto al programa de la asignatura del plan 2020 para la carrera de ingeniería eléctrica. Cada capítulo posee su contenido teórico, problemas resueltos, propuestos y simulaciones (estos últimos tres se realizan en las subdivisiones del texto que amerite). El texto ha sido creado mediante la consulta de una gran cantidad de referencias bibliográficas, que permitieron el desarrollo y exposición de criterios que estarán basados en la aplicación para nuestro país El Salvador, obteniéndose así, un texto de referencia enriquecido en contenido y con una aproximación a una aplicación real.

Se incluye en el texto, laboratorios rediseñados y nuevos para complementar el contenido expuesto en los capítulos con la práctica.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar propuestas de mejoras al laboratorio de sistemas de generación fotovoltaica inclusive texto de clases para la asignatura de sistemas de generación fotovoltaica del plan 2020.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar un documento congruente con los temas especificados en el programa de la asignatura, cada uno con su teoría explicada a profundidad, variedad de ejercicios con su solución paso a paso, ejercicios propuestos y simulaciones.
- Sintetizar y complementar la información presentada mediante ejemplos y simulaciones en los casos que lo ameriten.
- Desarrollar prácticas de laboratorio según la programación, para que complemente el estudio teórico de los temas con la práctica.
- Desarrollar una propuesta de mejoras a las instalaciones del laboratorio de generación fotovoltaica.

ALCANCES

En este trabajo, se pretende obtener un texto congruente con los contenidos especificados en el programa de la asignatura de Sistemas de Generación Fotovoltaica, el cual comprenderá de: teoría explicada a profundidad de cada uno de los contenidos, inclusión de problemas resueltos y propuestos en los capítulos que lo ameriten, ejemplos con simulaciones de software en los capítulos que lo ameriten y de acorde al ejercicio que se este desarrollando.

Además, se realizará el rediseño o proposición de nuevas prácticas de laboratorio para la asignatura Sistemas de Generación Fotovoltaica, las cuales complementarán el estudio teórico del texto.

El desarrollo de una propuesta de mejora de las instalaciones del laboratorio de generación fotovoltaica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador.

Permitir que el Estudiante de Ingeniería Eléctrica de las nuevas generaciones, tenga a su disposición un texto de consulta de la asignatura, con el cual sus conocimientos sean ampliados y estén a la vanguardia de las tecnologías actuales en cuanto a Sistemas de Generación Fotovoltaica.

ANTECEDENTES

Desde hace unos años, la Escuela de Ingeniería Eléctrica tuvo la visión de incorporar a la carrera un curso sobre energía generada a partir del recurso solar, el cual se imparte ahora como Sistemas Fotovoltaicos y en el año 2020 con el nombre de Sistemas de Generación Fotovoltaica. Dicha asignatura no cuenta con un libro que reúna el contenido de la misma.

Día a día se incrementa el uso de las aplicaciones fotovoltaicas en el país, de tal manera que actualmente existen muchas empresas en El Salvador que ofrecen este tipo de servicios para residencias, fábricas y plantas de generación en distintos puntos del país. El avance de dichos proyectos no puede pasar desapercibido dado la creciente demanda de profesionales en esta área. Los altos valores de irradiancia solar existentes en El Salvador y la disminución significativa del costo de los módulos FV han sido claves para el rápido crecimiento e implementación de estos sistemas en el país.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, el laboratorio de generación fotovoltaica de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador posee una distribución de equipos y una arquitectura que se podría mejorar en diferentes aspectos, además de que también se necesita un documento de texto para los laboratorios realizados en dicho lugar.

El curso de Sistemas de Generación Fotovoltaica posee horas clase, sesiones de laboratorio y otras discusiones extras entre estudiantes para abarcar todos los temas propuestos. Sin embargo, no existe un libro de consulta adecuado al contenido.

La diversidad de información existente con respecto a la generación fotovoltaica, hace que el estudiante no sea capaz de diferenciar que criterios son correctos y cuáles no, y esto debido a que uno de los primeros referentes de consulta es internet, donde se encuentra una variedad de información que la mayoría de veces no es aplicable en nuestra región. Además, este tipo de generación de energía constantemente se actualiza tecnológicamente, haciéndolos más eficientes que los antiguos. Concretamente la información necesita ser actualizada cada cierto tiempo.

JUSTIFICACIÓN

En el curso se imparten parámetros generales importantes para tener dominio del tema, sin embargo, la elaboración de un texto de referencia con calidad de información, criterios, ejemplos y acompañamiento de simulaciones en algunos casos de diseño fotovoltaico, ayudará al estudiante de ingeniería eléctrica de las nuevas generaciones a obtener conocimientos más completos y ampliados respecto a sistemas de generación fotovoltaica.

Los laboratorios necesitan ser actualizados con nuevos temas, que posean mayor impacto en el conocimiento del estudiante para reafirmar la teoría vista tanto en clase, así como los criterios que se toman en la práctica. Junto a esto, se debe analizar la distribución del laboratorio de generación fotovoltaica para su uso óptimo.

1. ENERGÍAS RENOVABLES Y NO RENOVABLES

1.1 Sistema energético actual

La sociedad moderna requiere grandes cantidades de energía, la cual es extraída de los recursos naturales de nuestro planeta. La Energía primaria comprende aquellas energías que son empleadas directamente para producir energía útil para la humanidad.

Las fuentes de Energía Primaria están constituidas por los denominados Combustibles Fósiles (petróleo, gas natural carbón), la energía nuclear, la hidroelectricidad, la energía geo-térmica, renovables.

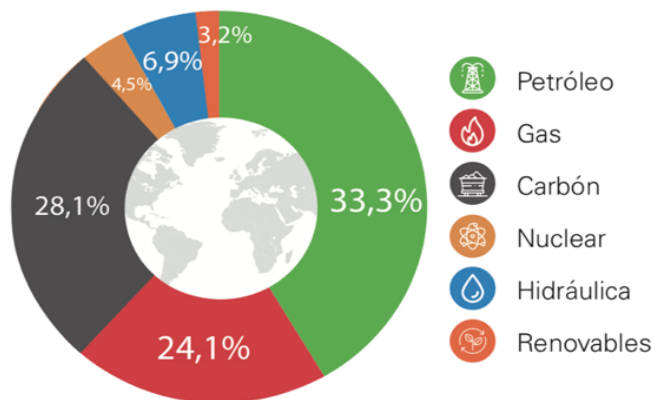
E¹ BP Statistical Review of World Energy 2017 muestra un informe del consumo de energía primaria para el 2016, demostrando que en la actualidad el suministro energético mundial, está basado en recursos que en su mayoría proceden de combustibles fósiles.

Datos informe BP Statistical Review of World Energy 2017



En el mundo

Consumo de energía primaria 2016



El consumo de energía mundial creció un **1%**

Consumo en el mundo 2016 vs 2015



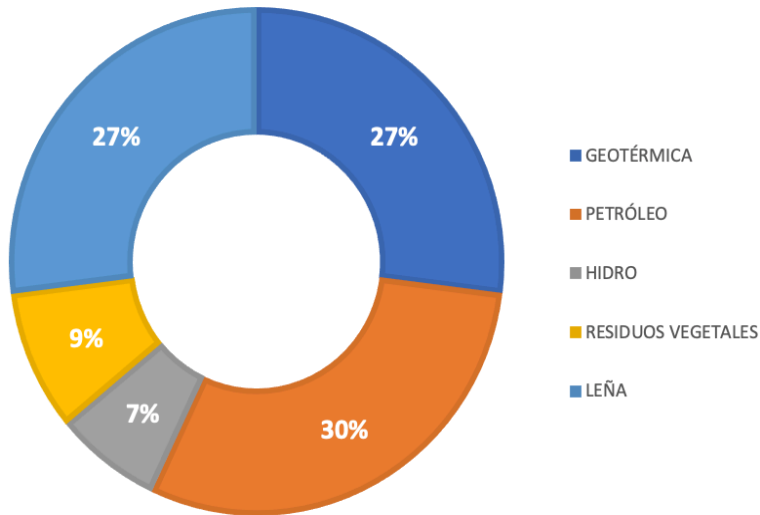
Figura 1.1: Informe Estadístico BP de Energía Mundial 2017.

En El Salvador, para la producción de energía eléctrica utilizamos petróleo o generación térmica, generación hidroeléctrica, geotérmica y en una escala mucho menor la energía solar fotovoltaica, biomasa, y micro generación hidráulica, aplicaciones de energía eólica se encuentran en estudio y desarrollo.

¹ BP (British Petroleum) es una compañía de energía, dedicada principalmente al petróleo y al gas natural, que anualmente realiza una actualización estadística de la energía consumida en el mundo y lo detalla en un documento llamado “BP statistical Review of World Energy” [1], presentado para este caso en junio 2017.

1.1.1 Consumo de energía primaria en El Salvador

El Salvador cuenta únicamente con energía primaria proveniente de recursos hídricos, recursos geotérmicos, residuos vegetales (leña y bagazo de caña) y las importaciones de petróleo [2]. Según el CNE (Consejo Nacional de Energía), En promedio, durante los últimos 15 años, partiendo desde el año 1993 a 2008, la participación de estos recursos en el suministro primario de energía resulta aproximadamente al que se muestra en la grafica de Figura 1.2.



**COMPARATIVA
El SALVADOR-COSTA RICA**

En la actualidad, El Salvador es un país que genera energía eléctrica aproximadamente 70% de fuentes de energías renovables y 30% de fuentes de energías no renovables, mientras que Costa Rica genera energía 98% de origen renovable.

Figura 1.2: Promedio histórico del suministro de energía primaria en El Salvador, 1993 – 2008.

1.1.2 Tenencia y acceso a energía eléctrica en El Salvador

[3] En relación al servicio de alumbrado eléctrico se puede mencionar que el 96.7% de los hogares cuenta con acceso a servicio de alumbrado eléctrico (incluye electricidad y conexión eléctrica del vecino); le sigue en orden de importancia aquellos hogares que utilizan candela con el 1.5%, Kerosén (gas) con el 0.7% y otros tipos con el 1.2%. A nivel nacional los hogares con tenencia del servicio de alumbrado eléctrico (alumbrado eléctrico propio) son el 86.3%.

En el área urbana, el 98.8% cuenta con el acceso a servicio de alumbrado eléctrico, seguido por los hogares que utilizan candela con el 0.7%, Kerosén (gas) con el 0.2% panel solar 0.1%, y los que utilizan otros medios con el 0.2%. Los hogares con tenencia de alumbrado eléctrico son el 92.0%.

**El Salvador: Porcentaje de Hogares con acceso y tenencia de energía eléctrica, según área geográfica (Porcentaje)
EHPM - 2017**

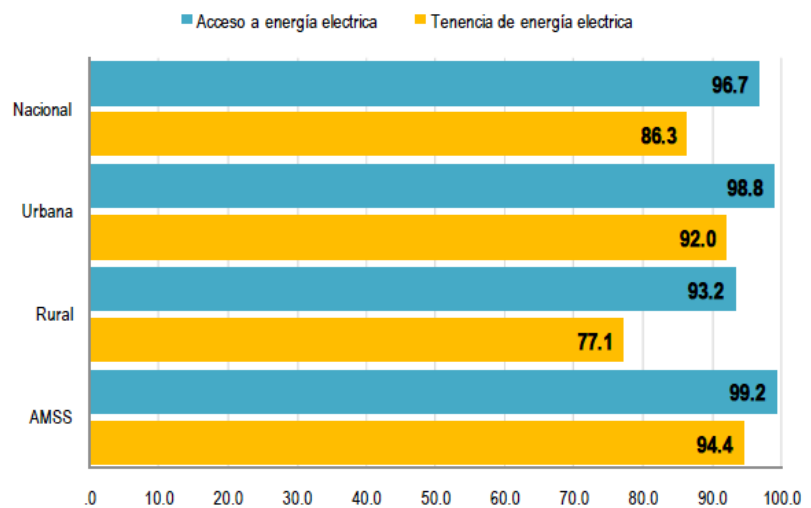


Figura 1.3: Tenencia y acceso a electricidad según EHPM 2017. [3]

En el área rural los hogares que tienen acceso a servicio de electricidad son el 93.2%, el 2.7% utilizan candela y el 1.6% kerosén, destaca el uso de panel solar con el 0.6%, los que utilizan otros medios representan el 2.0%. Por otra parte, los hogares con tenencia del servicio de electricidad son el 77.1%.” Véase en Figura 1.3.

1.1.3 Matriz energética de El Salvador

La matriz energética de EL Salvador ha ido evolucionando con el pasar de los años, hasta 2018, según el informe acumulado de generación para ese año por el Consejo Nacional de Energía (CNE), muestra una disminución de la generación térmica considerable con respecto a los años anteriores. Esto forma parte de la Política Nacional energética 2010-2024 impulsada por el CNE, el cual se presentó como una política que tiene como énfasis el desarrollo energético sustentable, que abra paso a una relación e interacción con la sociedad y el medio ambiente, potenciando las condiciones para la protección y preservación de los recursos naturales.

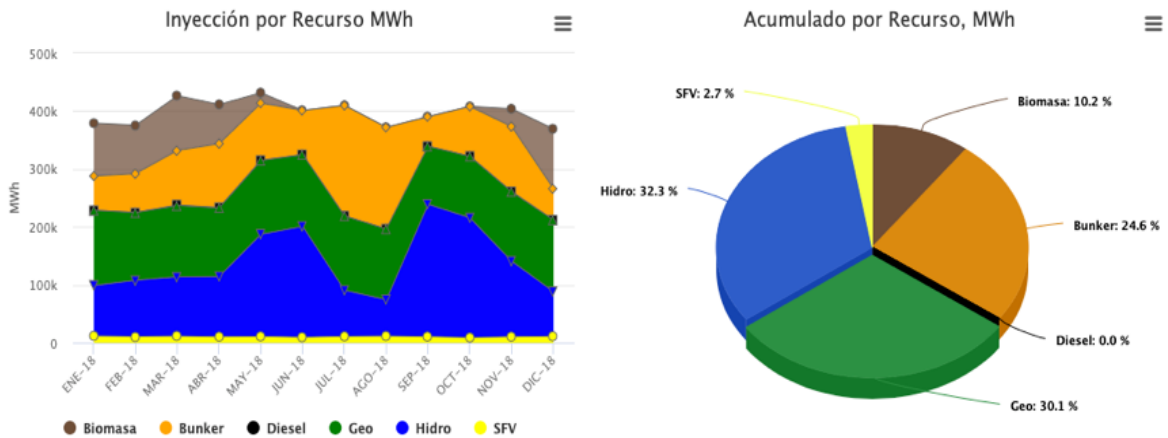


Figura 1.4: Acumulado anual de inyección por recurso nacional año 2018. [4]

Las gráficas presentadas en la Figura 1.4, demuestran que seguimos dependiendo con un porcentaje alto de la energía térmica, lo cual indica que El Salvador aún no tiene un sistema energético sustentable y que se sigue trabajando en ello. En 2018 el CNE presenta el “PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2018-2035” [5], el cual se han considerado todas las tecnologías de generación que tienen posibilidad de instalarse en El Salvador como son: hidroeléctricas, geotérmicas, fotovoltaicas, eólicas, biomasa, térmicas a base de derivados de petróleo, térmicas a base de gas natural y térmicas a base de carbón mineral.

La política nacional energética del país se fomenta en la búsqueda la “*Diversificación de la matriz energética y el fomento a las fuentes renovables de energía*” por tanto, el CNE buscará siempre impulsar el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales que cuenta el país y las tecnologías limpias, pero en ningún momento bloqueará cualquier proyecto con otras tecnologías que deseen instalarse en el país.

1.1.3.1 Inyección total de energía 2017

La inyección total de energía que reportó la Unidad de Transacciones para el año 2017, mostrada en la Figura 1.5, muestra que a pesar que se está realizando los esfuerzos por impulsar el desarrollo sostenible energético para el país, se tiene un 24% de energía importadas netas, un porcentaje muy alto, que se debe al precio competitivo de la energía de los países vecinos. Guatemala, se ha convertido en uno de los vendedores mayorista a El Salvador por su precio competitivo, por lo que se dice que: “Es mejor comprar que generar”.

No obstante, comprar a un mejor precio, no es del todo bueno para un país que está diversificando su matriz energética, si bien las importaciones de energía son favorables para los consumidores finales porque bajan el precio de la factura, también afectan a la economía del

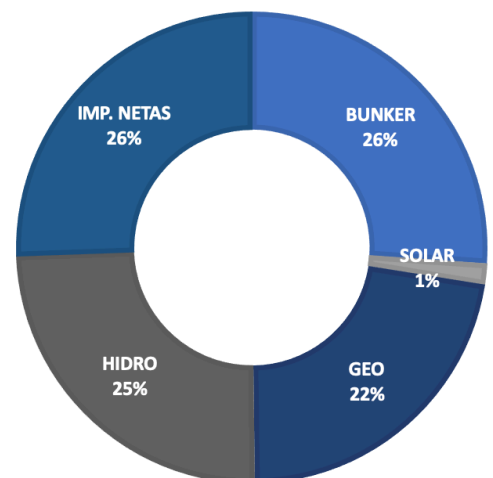


Figura 1.5: Energía inyectada por recurso 2017. [5]

país, puesto que no permite aumentar la rentabilidad de las inversiones y podría reducir, incluso, el interés potencial para las futuras inversiones.

Inyección de energía por planta generadora nacional Reporte unidad de Transacciones 2017

Generadores	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Hidroeléctrica	25.6	45.0	60.5	93.3	121.3	153.5	168.2	204.9	274.8	253.9	125.7	88.2	1,615.0
Guajoyo	0.9	0.8	0.9	1.3	0.6	1.9	5.7	5.7	7.8	11.2	10.4	6.8	53.8
Cerrón Grande	9.4	17.3	23.3	33.7	35.3	21.7	44.1	52.1	74.6	71.8	40.1	29.7	453.0
5 de Noviembre	7.9	17.0	23.1	35.9	43.0	48.0	55.6	65.5	66.7	64.4	38.0	29.3	494.5
15 de Septiembre	7.4	9.9	13.1	22.3	42.5	82.0	62.9	81.7	125.7	106.5	37.3	22.4	613.7
Geotérmicas	117.4	120.1	131.9	126.1	128.2	124.8	127.6	119.5	116.9	119.6	115.0	112.9	1,459.9
Ahuachapán	55.7	50.9	56.6	54.8	55.8	54.1	54.5	46.8	48.3	48.5	53.8	55.0	634.9
Berlín	61.7	69.1	75.3	71.4	72.4	70.7	73.1	72.6	68.6	71.1	61.1	57.9	825.0
Térmicas	241.7	219.6	227.8	192.4	205.4	108.5	73.6	58.2	37.2	48.6	128.3	167.6	1,709.0
Acajutla	77.9	73.1	80.8	78.7	79.0	53.3	40.9	32.9	21.6	28.8	60.2	57.0	684.1
Soyapango	0.0	1.7	0.7	0.9	3.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	7.7
Nejapa Power	5.7	1.5	0.9	2.6	7.5	2.5	0.2	0.1	0.6	0.1	0.1	1.0	22.8
Chaparrastique 2/	26.2	24.0	26.7	28.1	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	16.3	25.4	167.6
Holcim	0.0	1.6	1.9	2.6	2.9	0.9	0.3	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	10.6
Cassa	16.7	14.2	15.1	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	16.2	77.9
Textufil 1/	7.7	2.9	2.2	0.1	2.6	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	3.2	0.1	19.0
Ine	35.5	29.4	27.4	31.7	46.0	21.8	11.0	11.6	3.2	5.7	7.6	6.1	237.0
Borealis 1/	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Gecsa 1/	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0
Hilcasa 1/	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.2
Ing. El Angel	32.3	31.7	29.2	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	27.4	134.2
Ing. La Cabaña 1/	10.0	10.5	11.1	4.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	12.3	53.2
Termopuerto	29.1	29.0	32.0	32.7	43.1	29.3	21.3	13.6	11.8	13.5	16.8	21.2	293.2
DELSUR 1/	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
CLESA 1/	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
Solares	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9	11.2	11.3	10.2	8.4	10.4	11.5	94.8
Providencia Solar	0.0	0.0	1.9	10.7	10.1	8.9	11.2	11.3	10.2	8.4	10.4	11.5	94.8
Total	384.6	384.7	422.2	422.6	465.0	395.7	380.7	394.0	439.2	430.5	379.4	380.2	4,878.7

Figura 1.6 Inyección de Energía por planta generadora nacional año 2017. [6]

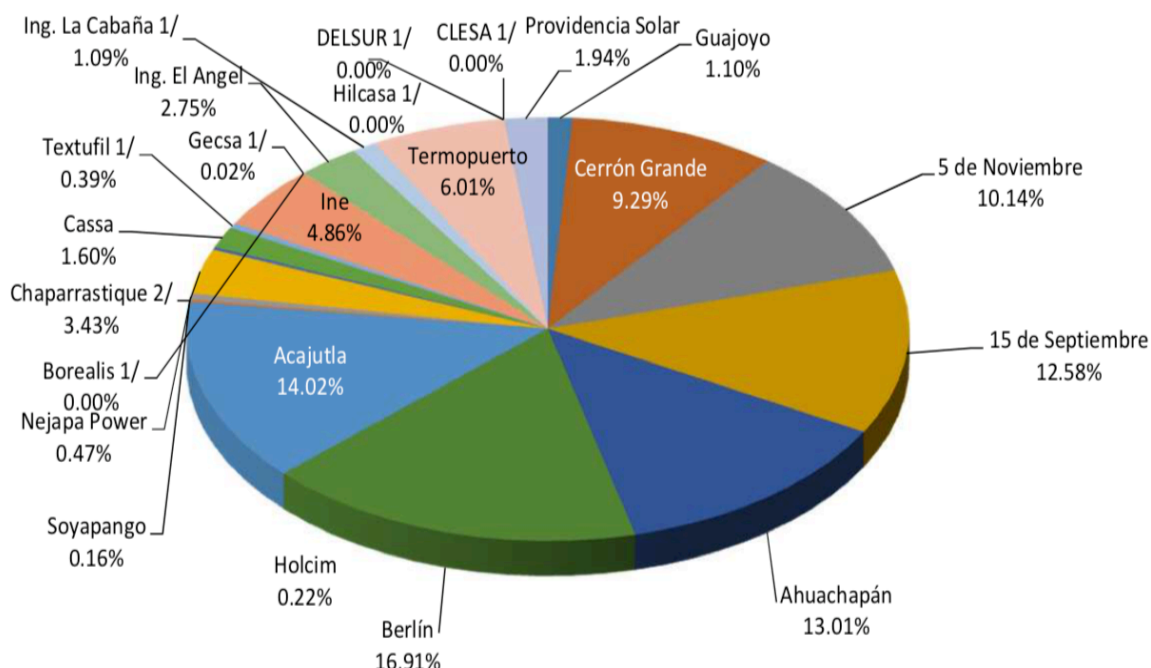


Figura 1.7: inyección de energía por planta generadora 2017. [6]

Importaciones de energía. Reporte unidad de Transacciones 2017

Participante de mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ALAS DORADAS													-
BOREALIS	5.8	3.6	5.0	2.6	6.8	7.8	7.1	3.4	3.5	6.1	3.1	1.1	55.9
CEL COM													-
CENER													-
COMERCIA	4.1	11.0	12.5	11.2	12.1	6.3	4.9	3.8	5.8	10.3	5.4	5.3	92.7
DEL ESTE													-
DELSUR	2.1	3.2	3.0	1.3	1.4	2.3	1.4	1.9	0.7	1.6	1.2	1.0	21.2
ORAZUL (COM)	2.4	3.5	9.3	4.9	6.6	10.4	27.6	24.6	8.6	13.6	25.1	19.4	155.8
EDECSA	16.4	13.2	14.8	13.3	12.0	16.4	19.2	16.2	13.0	12.8	14.4	12.1	173.7
CENERGICA	20.6	17.6	20.5	19.9	17.6	19.8	1.5	1.6	2.5	0.7	4.6	9.7	136.8
EDESAL						0.1	0.2	0.5	0.1	0.1	0.0		1.0
ELECTRONOVA	5.5	1.4	3.1	5.5	1.1	3.0	9.1	1.5	1.1	2.5	3.7	2.4	39.9
ENERSICA													-
EXCELERGY	10.1	6.5	9.9	7.4	6.5	8.3	19.4	23.7	12.2	15.9	23.6	26.8	170.3
GENERA													-
INE-COM													-
LYNX													-
MAGDALENA	2.6	0.3	1.1	3.9	1.7	0.6							10.2
MERELEC	17.3	9.6	16.9	15.1	15.4	13.7	39.5	39.3	37.6	39.4	38.0	38.6	320.3
ORIGEM	24.0	20.8	25.1	23.2	19.6	23.3	23.7	8.0	7.3	2.2	3.2	3.4	183.9
POLIWATT	16.2	10.8	12.0	11.1	9.8	12.3	14.7	16.1	10.1	11.4	15.5	15.9	155.8
SAN DIEGO													-
AESCLESIA		3.6	3.6	1.3	1.7	1.9	1.7	0.3	0.4	0.5	3.6	3.2	21.8
EEO	5.6	3.1							0.0		0.4	0.2	9.2
TEXTUFIL	6.5	7.2	8.7	4.2	4.6	6.3	6.5	6.3	5.3	4.5	6.0	6.3	72.4
LAGEO (COM)		0.7	1.4	1.4	1.3	1.3							6.1
INFOTEKNE													-
PACIFIC ENERGY							1.0	1.0	1.1	0.9	1.1	0.9	5.9
D'ENERGIE						1.4	0.2	0.5	1.8	2.7	0.1		6.7
TERMOPUERTO			1.0	0.9	1.2	1.1	0.1		0.0	1.1	0.6	0.5	6.6
DICELSA						0.0							0.0
ITECA													-
AGTI		0.0	0.0	0.0									0.1
SOLENER	0.3	0.3	0.2	0.0	0.1		0.1						0.8
ANTARES	0.1	0.1											0.1
CUESTAMORAS	1.3	0.5	3.2	0.5	0.6	2.0	0.7	7.8	4.2	4.1	1.1	0.7	26.8
INTELLERGY											0.0	0.0	0.0
EDI											0.2	0.6	0.8
Total	140.8	117.0	151.2	127.9	120.1	138.4	178.6	156.5	115.3	130.3	150.9	148.0	1,674.9

Figura 1.8: Importaciones de Energía 2017. [6]

1.1.3.2 Cambios en la matriz energética 2017

En los últimos años, El Salvador ha experimentado un cambio en su matriz energética, en general, la inyección nacional ha disminuido 17% aproximadamente, mientras que, por cuestión de precio, las importaciones de energía se han triplicado.

En 2014, el 42% de la energía inyectada a la red era térmica; es decir, generada con combustible cuyo precio, por ser más volátil, es la más costosa en generar. La energía hidroeléctrica y geotérmica ocupaban el segundo y tercer lugar con un aporte de 27 y 22%, respectivamente; y las importaciones solo significaban un 8.2 % del total.

Para 2017, el panorama fue distinto. Las importaciones lideraron la lista de fuentes de inyección energética con el 24 % del total, seguida por la energía hidroeléctrica y la geotérmica con el 25 y 23 %, respectivamente. La térmica, en tanto, solo representó el 20% del total y, por último, la generación a partir de biomasa y tecnología solar ya aportaron juntas un 8%. Entre 2014 y 2017, la generación nacional pasó de representar casi el 92 % del total de energía inyectada en la red salvadoreña a ser el 73 %, por lo que, aunque la matriz energética del país esté en un proceso de cambio tratando de generar energía a partir de fuentes limpias y renovables, no ha sido capaz de competir con los precios del mercado regional y seguimos aumentando la importación de energía año con año.

1.1.4 Capacidad instalada (MW).

Recurso	Generador	Potencia (MW)
Hidroeléctrica	Guajoyo	19.8
	Cerrón Grande	172.2
	5 De Noviembre	180
	15 De Septiembre	180
Geotérmica	Ahuachapán (U1-U3)	95
	Berlín (U1-U4)	109.4
Térmica	Acajutla Vapor (U1-U2)	63
	Acajutla Motores	150
	Soyapango	16.2
	Nejapa Power	144
	Holcim	25.9
	Inversiones Energéticas	100.2
	Textufile	42.5
	Energía Borealis	13.6
	Gecsa	11.6
	Hilcasa	6.8
	Termopuerto	73.7
Diésel	Acajutla Gas U5	82.1
	Acajutla Fiat U4	27
Biomasa	Cassa Chaparrastique	78.4
	Cassa Izalco	45
	Ing. El Ángel	98.8
	Ing. La Cabaña	33.5
	Ing. Jiboa	42.65
Solar fotovoltaica	Antares	60
Generacion Distribuida	Proyectos Varios	150.7
Total		2022.1

Tabla 1.1: Capacidad instalada (MW) 2018. [7]

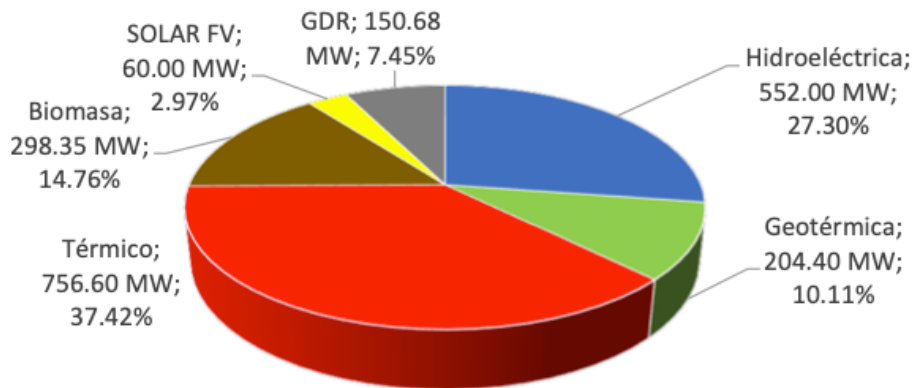
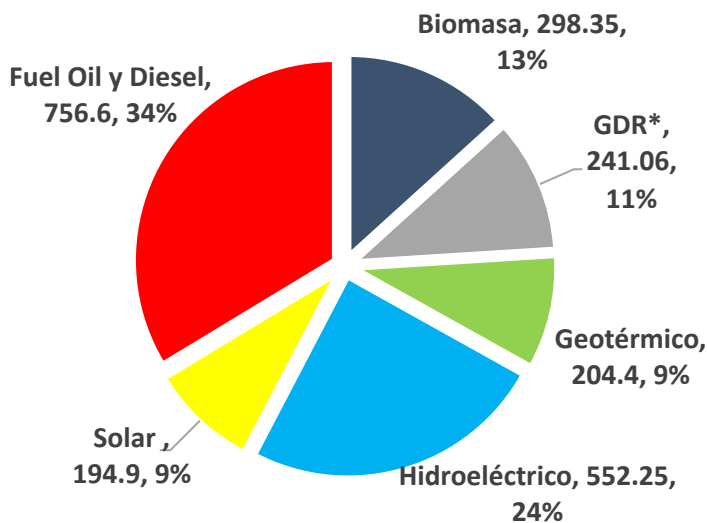


Figura 1.9: Capacidad instalada (MW) 2018. [7]

La capacidad disponible de generación para el año 2018, representado en la Figura 1.9, se tiene en generación térmica aun un 37.42%, un dato alto que representa que aun dependemos en gran parte de la generación no renovable, un 2.97% en generación fotovoltaica, un 14.76% en generación mediante biomasa, y un 7.45% en generación distribuida renovable (GDR), el cual comprende aquellos proyectos pequeños de generación renovables que en conjunto inyectan en energía al sistema. Esto representa el buen camino hacia un futuro renovable. Para el año 2019, la capacidad instalada el país cambió, siendo ahora el panorama el representado en la Figura 1.10.



*GDR :
 88% (211.8 MW)- SFV,
 9% (22.4 MW)-Peq.
 centrales hidroeléctricas,
 3% (6.85MW)- biogas

Figura 1.10: Capacidad instalada (MW) 2019. [8]

1.1.4.1 Incremento de la capacidad instalada.

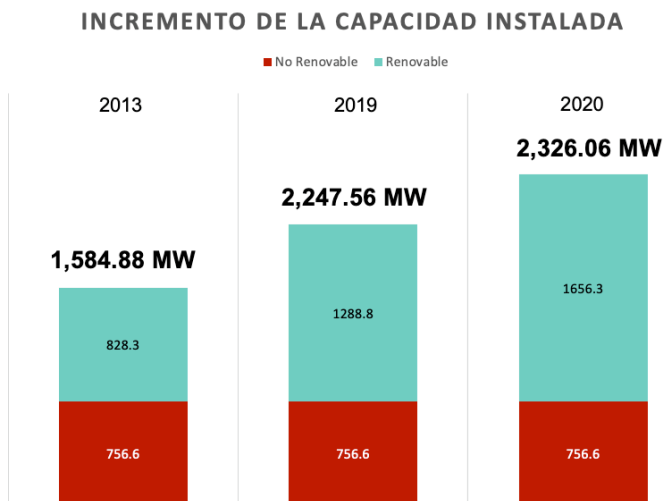


Figura 1.11: Incremento de la capacidad instalada hasta la actualidad. [8]

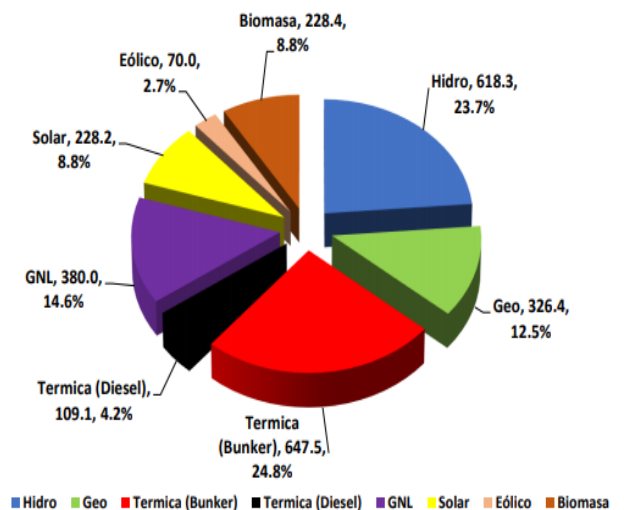


Figura 1.12: Matriz instalada energética proyectada al año 2021. [8]

La proyección de la matriz energética, va en caminata a un país con ampliación de energía proveniente de recurso renovable y a la disminución del uso de energías no renovables, la Figura 1.11, muestra el incremento de capacidad instalada, para los años 2013, 2019, 2020, observar que la energía térmica instalada no ha cambiado, mientras que la inclusión de energías renovables comienza incrementar la capacidad instalada. Observar el gráfico de la Figura 1.12, en el que se observa que para el 2021, se prevé la inclusión de la primera planta con generación a partir del recurso eólico, también el aumento de la capacidad instalada en recurso fotovoltaico, y una leve disminución en el recurso térmico.

1.1.4.2 Proyectos futuros

En El Salvador no se ha construido una presa hidroeléctrica desde hace más de tres décadas. La presa 15 de septiembre, la más nueva de las cuatro principales con las que cuenta el país, fue inaugurada en 1983. Dos proyectos pendientes tienen el país:

- **El cimarrón:** con un embalse de 15.3km² y 671MW. Parte del recurso hídrico será desviada por un túnel de 10.8kms, hacia el río Metayate para fortalecer el embalse de la Presa Cerrón Grande, se tiene prevista que la inversión ronda los \$1100 millones, y su ubicación es en Citalá, departamento de Chalatenango.
- **La Central Hidroeléctrica El Chaparral,** en 2018 esta en su etapa final de construcción, ubicada sobre el río Torola, entre los departamentos de San Miguel y Morazán, por lo que se espera que entre en operación en 2019, que generará inicialmente 66 Mega Watts (MW) de potencia y su energía asociada, entrará en operaciones para 2020, según la programación del Grupo CEL y es considerado el proyecto más grande generación eléctrica de los últimos 30 años.

PROYECTOS CONFIRMADOS A ENTRAR A PARTIR DE 2019

“Estos proyectos son aquellos cuya probabilidad de ingresar al parque generador es muy alta debido a que tienen un Contrato de Largo Plazo (CLP) resultado de un proceso de licitación promovido por el CNE, SIGET y las distribuidoras eléctricas. Los CLP son una figura similar a la que se conoce en otros países como “Power Purchase Agreement – PPA” (acuerdos de compra de potencia).” [5]

Proyectos	Recurso	Fecha	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)
Trinidad (46 KV)	SFV	1/2/2019	8.0	2800.0
Trinidad (34.5KV)	SFV	1/2/2019	6.0	2800.0
Trinidad (115 KV)	SFV	1/2/2019	20.0	1900.0
Capella Solar	SFV	1/4/2020	100.0	1500.0
EcoSolar	SFV	1/4/2020	9.9	1515.0
Sonsonate Energía	SFV	1/4/2020	10.0	1500.0
Chaparral	Hidro	1/1/2021	65.7	2283.0
VENTUS	Eólica	1/4/2020	50.0	2200.0
Energía del Pacifico	GNL	1/7/2021	380.0	2116.0

Tabla 1.2. Proyectos confirmados para el año 2019. [5]

1.1.5 Mercado secundario, pagado en el mercado mayorista.

Curva típica horaria de demanda nacional para 2015.



Figura 1.13: Curva típica horaria de demanda en El Salvador. [9]

- **Oferta bruta o Capacidad instalada.**

Es la capacidad instalada, potencia que las máquinas son capaces de entregar nominalmente a máxima carga de acorde a especificaciones del fabricante.

- **Oferta neta o Capacidad disponible.**

Potencia que las unidades generadoras pueden entregar, basadas en restricciones técnicas como: demanda máxima, disponibilidad de combustible, tasa de salida forzada, etc. En ecuación se define como: capacidad instalada menos potencia no disponible por generadores fuera de servicio por diversas causas.

- **Reserva fría.**

Unidades listas para entrar en servicio en un máximo de 20 min. (7%-15% parte de la reserva no rodante), constituidas por aquellas máquinas térmicas de punta (grupos turbogás) que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor a 20 minutos, que han sido ofrecidas por los generadores y aceptadas por la Unidad de transacciones a tal efecto.

- **Reserva rodante.**

Está conformada por unidades en operación trabajando no a plena carga y unidades operando en vacío, su respuesta es instantánea al cambio en la demanda. 10% de la demanda máxima. (En el país es el 3% de reserva y es pagada en el mercado mayorista).

- **Reserva total.**

La conforman la reserva fría y reserva rodante, disponible para entrar servicio en cualquier instante. El mercado secundario es pagado en el mercado mayorista, y siempre se encuentra disponible para entrar en operación cuando el sistema lo necesite.

El mercado secundario se conforma de:

- 1- **Reserva rodante:** aproximadamente el 3% pertenece a este rubro.
- 2- **AGC o Control Automático de Generación:** comprende generadores grandes que pasan el control de una porción de su potencia a la Unidad de Transacciones (UT) para regular la demanda instantánea, y solamente se le paga a la máquina que tiene AGC. Ejemplos de ellos: Nejapa Power, y generadoras Hidroeléctricas.
- 3- **Black Start (arranque negro):** se emplea cuando ha ocurrido un apagón general, en todo el país o una red, esa máquina que entra primero para reanudar el sistema eléctrico, no tiene que sincronizarse con nadie, por lo que es la pionera para sincronizar el resto progresivamente, hasta levantar la red.

1.1.5.1 Demanda máxima y curvas típicas de carga en El Salvador

Se presenta la curva de demanda máxima semana registrada por la Unidad de transacciones en periodo 2017-2018. Se observa que lo pronosticado casi cumplió con lo registrado, pero para la semana 42 se obtuvo un máximo que superó lo pronosticado teniendo un pico de 1060MW aproximadamente.

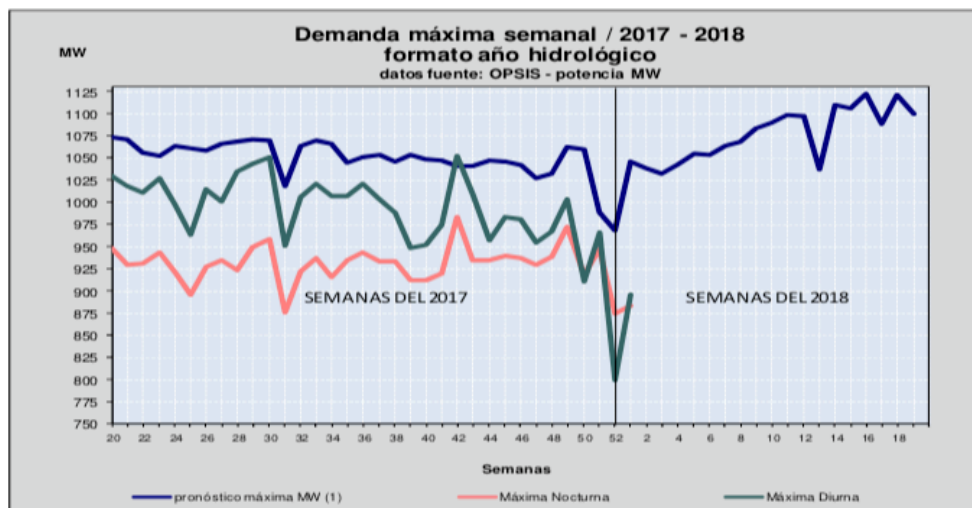
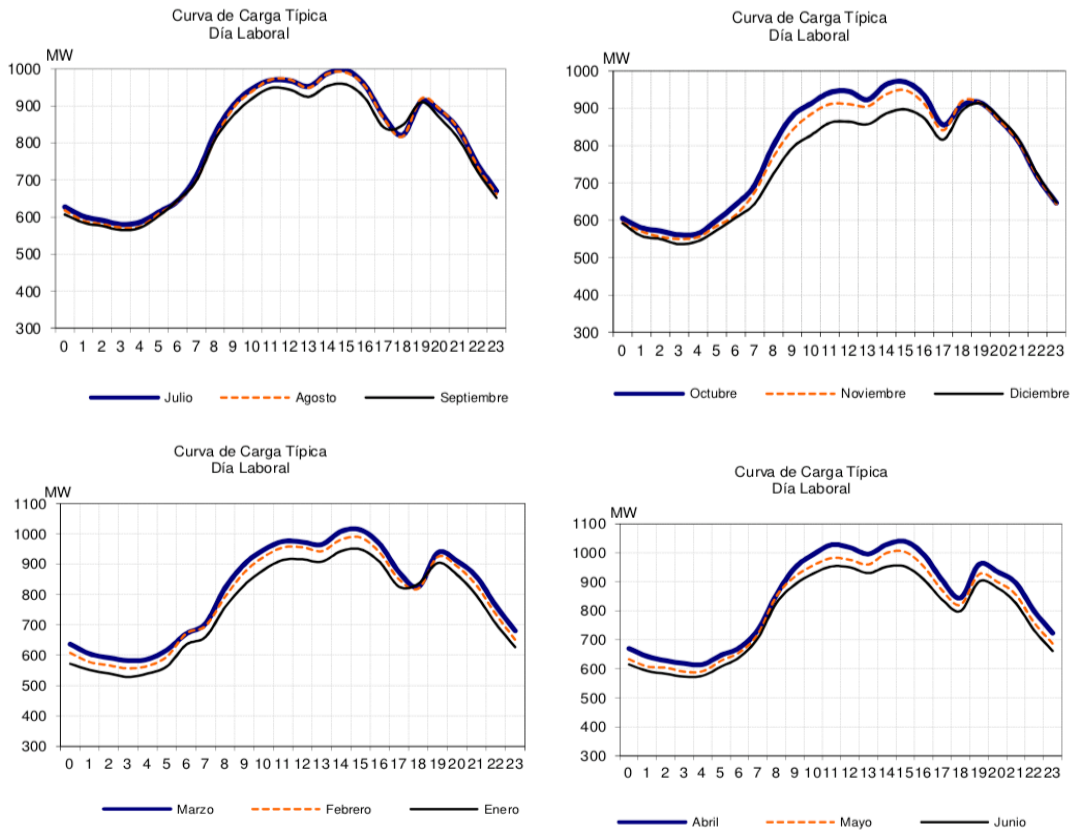


Figura 1.14: Demanda máxima Semanal /2017-2018. Estadístico Anual Enero-Diciembre. [6]

Curvas típicas de carga en El salvador (registro 2017 por Unidad de Transacciones).

- Día laboral



- Día domingo

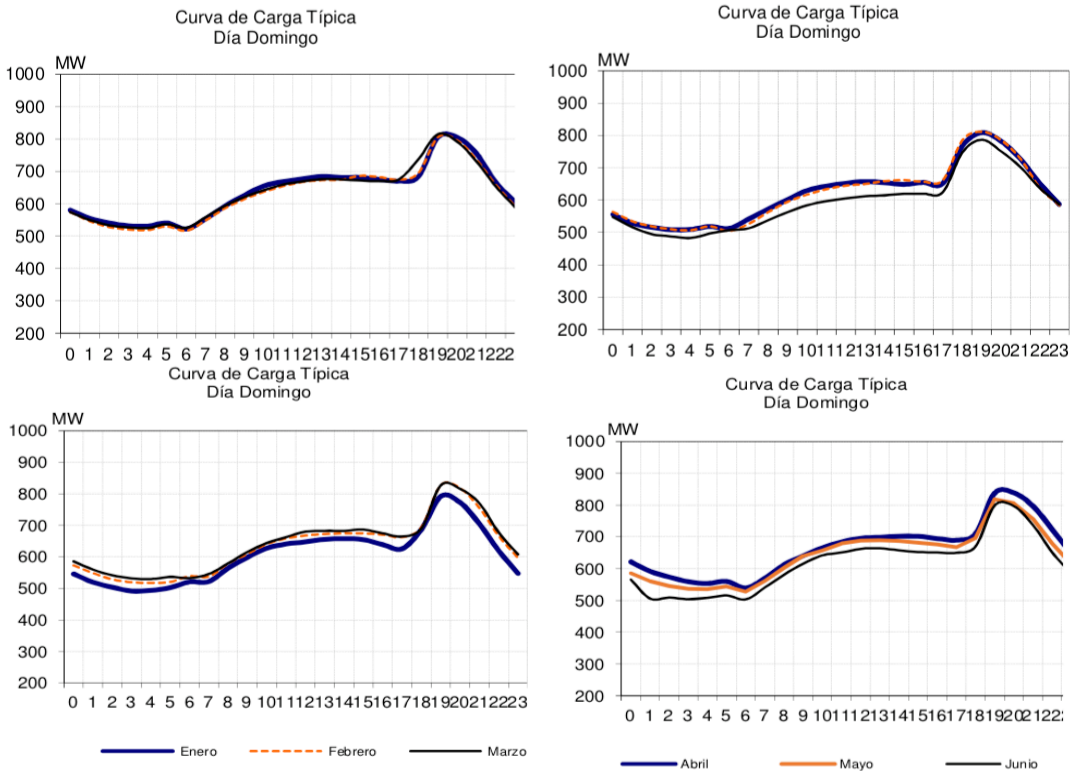


Figura 1.15: Curvas típicas de demanda en días laborales y fin de semana. [6]

1.1.6 Sector eléctrico de El Salvador

El sector eléctrico del país está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el Mercado Mayorista de Energía. Estos agentes pueden ser de características públicas o privadas y que tienen funciones específicas en un mercado con reglas bien definidas.

Entre los agentes antes mencionados podemos resaltar:

- **EMPRESAS GENERADORAS.** Las cuales poseen las centrales de producción de energía eléctrica y la comercializan en forma total o parcial.
- **AGENTE TRANSMISOR.** Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje. Esta es una sola empresa de figura pública-privada, ya que a este nivel de mercado la competencia no es factible, EMPRESA TRANSMISORA DE EL SALVADOR (ETESAL S.A DE CV).
- **EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.** Son las poseedoras y operadoras de las instalaciones de distribución. Su finalidad es transformar la energía de un nivel de voltaje mayor a uno adecuado para los usuarios finales en sus redes de suministro.
- **COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA.** Estos agentes hacen transacciones de compra venta de energía a nivel regional para satisfacer demandas de algunos otros agentes, como los usuarios finales. Los Comercializadores también están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional. Finalmente, para que exista una coordinación entre los agentes se requiere la participación de un OPERADOR DEL MERCADO, que ejecuta las acciones necesarias y realiza las conciliaciones económicas que resultan de las transacciones entre agentes.

De la misma manera el ENTE REGULADOR tiene las funciones de aplicar normas y reglamentos que establezcan reglas claras para el buen funcionamiento del mercado.

1.1.6.1 Estructura del mercado eléctrico nacional

- **CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA (CNE).** Es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. Tiene por finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.
- **SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES (SIGET).** La SIGET es una institución autónoma de servicio público, con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico, y atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones.
- **UNIDAD DE TRANSACCIONES (UT).** Es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión y la operación del mercado mayorista de energía eléctrica.
- **PARTICIPANTES DEL MERCADO (PM):** Los participantes de mercado son los generadores de energía eléctrica privados y estatales, la empresa transmisora, los distribuidores de energía eléctrica, los comercializadores y los grandes usuarios.

1.1.6.2 Estructura del mercado eléctrico regional

- **CONSEJO DIRECTOR DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (CD-MER):** Este es el organismo encargado de facilitar la interrelación con el resto de organismos que integran el MER. Está conformado por los Ministros de Energía de los países centroamericanos.

En El Salvador corresponde al Consejo Nacional de Energía (CNE) representar al país en el CD-MER, a través del secretario Ejecutivo.

- **ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR):** El EOR es un organismo encargado de administrar y operar técnica y comercialmente las transacciones de energía en el MER. Es el responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de la energía se realice alcanzando niveles adecuados de seguridad, calidad y confianza.
- **COMISIÓN REGULADORA DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE):** La CRIE es el organismo regulador del MER, encargado de aprobar y dictaminar las normativas, establecer sanciones, entre otras funciones.
- **EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED (EPR):** La EPR es una empresa privada conformada por entes públicos de cada país, quienes son accionistas propietarios de la línea SIEPAC, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener dicha línea.

1.1.6.3 Funcionamiento del mercado eléctrico

MERCADO BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN.

El Salvador posee un mercado competitivo en todas las actividades del sector. El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP) permite transparencia en su funcionamiento, reglas claras para todos los participantes y la divulgación de la información referente al mercado.

Está compuesto por dos grandes áreas de negocios: El Mercado de Contratos y El Mercado Regulador del Sistema (oportunidad o spot).

El ROBCP establece el despacho de generación basado en los costos variables de producción de cada generador. Para ello es necesario que el operador del mercado conozca el costo de cada generador como resultado de una auditoría de costos obligatoria. La liquidación del mercado corresponde según el costo marginal. [9]



Figura 1.16: Sector Eléctrico EL Salvador 2016. [9]

1.1.7 Sistema de generación y transmisión de El Salvador

EMPRESA TRANSMISORA DE EL SALVADOR (ETESAL): Es el propietario y responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión de toda la red de transmisión salvadoreña, incluyendo todas las interconexiones con los países de Guatemala y Honduras, son propiedad de ETESAL.



Figura 1.17: Sistema de generación y transmisión El Salvador.

El Sistema de Transmisión cuenta 40 líneas de transmisión a 115 kV, con una longitud total de 1,072.48 km, y cuatro líneas a 230 kV dos de ellas para interconectarse con Guatemala y Honduras, y dos líneas de refuerzos internos, con una longitud total de 284 km, y 4 tramos de la línea SIEPAC.

En el año 2015 se inauguró la subestación San Matías, la cual su área de 115 kV es una configuración de interruptor y medio, con dos barras colectoras y dos bahías para la conexión de las dos líneas de transmisión que convergen en dicha subestación. Cuenta con un transformador de potencia de 100 MVA, configuración delta en el primario y estrella en el secundario, y con cambiador de derivaciones bajo carga, y el área de 46 kV es una configuración barra principal con transferencia, con capacidad para 7 bahías para distribución.

1.1.8 Sistema de transmisión regional (línea SIEPAC)

El desarrollo del Mercado Eléctrico Regional (MER) permite realizar transacciones entre países, armonizando las regulaciones nacionales y regionales para cada país, y permitiendo el despacho nacional basado en una forma económicamente eficiente, optimizando los recursos de la región, alcanzando costos más competitivos y permitiendo el desarrollo de proyectos regionales con economías de escala.

Conforme al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, han sido creadas las instituciones regionales: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y el Ente Operador Regional (EOR), con sede en Guatemala y El Salvador, respectivamente. Para viabilizar el MER se ha desarrollado el Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central (SIEPAC).

SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA REGIONAL SIEPAC



Figura 1.18: Sistema de transmisión eléctrica regional (SIEPAC).

1.2 Energías no renovables

Las energías renovables son aquellas fuentes de energía que se pueden encontrar en la naturaleza en cantidades limitadas, pero la principal característica de estas es que su producción o extracción no existe una vez acabado el recurso. Se pueden volver a generar, pero transcurrido un tiempo relativamente extenso (en el rango de los millones de años).

Al principio, el ser humano utilizó este tipo de energía para solventar sus problemas energéticos de manera despreocupada, pero con el paso de los años y la sobrepoblación del planeta, la urgencia de tener presente otros tipos de energía surgió debido al agotamiento de estos.

La energía predominante durante las últimas décadas ha sido la energía proveniente de los fósiles, los cuales se han formado durante millones y millones de años.

1.2.1 Energía fósil

Las energías fósiles son aquellos combustibles que provienen de un proceso de descomposición parcial de la materia orgánica, se originan por un proceso de transformación de millones de años de plantas y vegetales (casos del petróleo, el carbón y el gas natural).

Se trata de fuentes de energía primarias ya que se pueden obtener directamente sin transformación. Actualmente, los combustibles fósiles suponen una de las fuentes más utilizadas y preciadas del mundo. Estos pueden generar tanto energía mecánica como eléctrica.

En el año 2015, este tipo de energía representaba casi el 80% de la energía primaria del mundo². En El Salvador hasta el año 2019, esta energía sigue siendo la principal fuente en la matriz energética.

² Fuente: cifras según el BM (Banco Mundial).

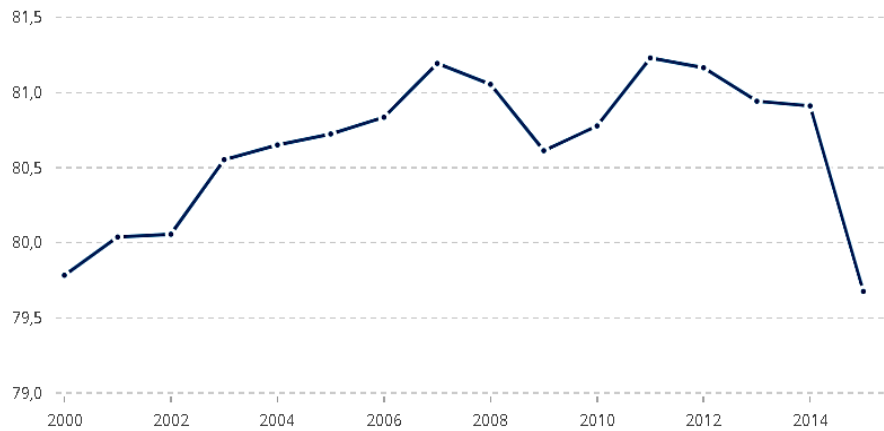


Figura 1.19: Gráfica de porcentaje de consumo de energía precedente de combustibles fósiles alrededor del mundo vs años pasados. [10]

Algunos ejemplos de energía fósil son:

- **Petróleo y derivados:** son una mezcla de hidrocarburos de color negro, cuyos yacimientos se encuentran subterráneos en los estratos superiores de la corteza de la Tierra. De esta mezcla surgen productos de gran importancia a nivel industrial como la gasolina, el queroseno, el alquitrán, los disolventes, etc. Estos pueden tener aplicaciones en motores, generadores a base de diésel y todo tipo de máquinas de carácter industrial.
- **Gas natural:** es un hidrocarburo formado principalmente por metano, aunque puede tener proporciones de otros gases como CO, nitrógeno, propano, butano, H₂O, etc.

Aunque esta forma de energía no produce tantos contaminantes como el petróleo y derivados, se considera como de alto riesgo para el medio ambiente. Este gas tiene aplicación en cocinas, hornos, marmitas y otros aparatos de carácter industrial o domésticos.

- **Gas mineral:** su composición se basa en el carbono. Se origina a partir de la descomposición de vegetales terrestres y es utilizado como energía fósil debido a su estructura química.

La forma de conseguir este recurso requiere de la minería, proceso altamente contaminante y prohibido en muchos países alrededor del mundo, por lo cual es una fuente dañina para el medio ambiente.

1.3 Problemas del actual sistema

Mayoritariamente en el mundo, la energía que más se utiliza proviene de recursos no renovables. El agotamiento de estos es inminente; cada año se agota más debido a la sobrepoblación y el avance de la industria.

Cabe mencionar también los efectos negativos que se generan a partir del uso de este tipo de energías.

- **Lluvias ácidas.** Se forman cuando la humedad del aire se combina con los óxidos de nitrógeno u dióxidos de azufre, los cuales son emitidos por fábricas, centrales eléctricas, calderas y vehículos que queman carbón o productos derivados del petróleo.

Estas lluvias tienen como consecuencia daños importantes en la vegetación, afectan la salud del ser humano al causar enfermedades respiratorias, degradan materiales de edificios y árboles de gran altitud, degradándolos de manera más rápida y afecta mantos acuíferos, arroyos, ríos o lagos y, por ende, a los animales o humanos que consumen de dicha agua.

- **Efecto invernadero.** Es la capacidad que tiene la atmósfera de retener calor.

La existencia de gases que son transparentes a la radiación solar y opacos a la radiación infrarroja emitida por la tierra, hace que al emitir más gas se atrape el calor entre la misma y los niveles medios de la atmósfera. El gas que con notoriedad causa esto es el CO₂, producido por energía fósil.

Las consecuencias de esto es el incremento en la temperatura de forma desequilibrada, cambios climáticos bruscos y alteración del ciclo del agua. A largo plazo esto puede producir épocas de sequía más largas, olas de calor o periodos de tiempo con baja temperatura insoportables y extinción de animales y zonas verdes.

- **Destrucción de la capa de ozono.** Existe una capa que se encuentra en la estratósfera de la tierra que contiene altas concentraciones de ozono. Este compuesto limita la radiación ultravioleta que llega del sol a la superficie terrestre.

Esta radiación es peligrosa para el ser humano. El impacto directo con esta gama de radiación provoca aumento de casos de melanomas, cáncer de piel, cataratas oculares y debilitamiento del sistema inmunológico. Por otra parte, la flora sensible a la radiación ultravioleta será dañada al alterar su fotosíntesis, por lo cual la producción de biomasa se verá afectada.

- **Problemáticas sociales, políticas y económicas:** Con el agotamiento de energía fósil, contaminación y focalización de recursos, el equilibrio social, político y económico puede caer y provocar riñas entre países, regiones e incluso continentes enteros. Esto puede producir un escenario llamado “economía de archipiélago”, donde existen grandes continentes pobres (países subdesarrollados) con falta de recursos y alrededor de ellos, unas pocas islas (países de primer mundo) con todo el poder económico, político, social y sin ningún tipo de preocupación en cuanto a recursos de cualquier tipo, los cuales conforman el archipiélago.

1.4 Energías renovables



Figura 1.20: Energías renovables (biomasa, eólica, hidráulica y fotovoltaica).

Se consideran energías renovables aquellas fuentes naturales de energía que son naturales y virtualmente inagotables debido a la gran cantidad de recurso existente o porque su agotamiento depende de que transcurran millones de años.

Energía procedente de fuentes no fósiles. Son renovables: la energía eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica y oceánica, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás.

1.4.1 Características de las energías renovables

Una alternativa muy viable de solución a los problemas energéticos actuales son las energías renovables, esto debido a muchos factores:

- **Distribución.**

Estas fuentes de energía pueden ser encontradas en diferentes formas y están uniformemente distribuidas en el planeta, lo que garantiza un suministro independiente.

- **Tecnología modular.**

Se pueden manipular diferentes variables de máquinas o dispositivos para aumentar la durabilidad, eficiencia o capacidades dependiendo de la aplicación.

- **Periodos cortos de construcción.**

Dependiendo de la fuente de energía. Por ejemplo, para sistemas fotovoltaicos, la construcción de granjas solares se realiza en relativamente poco tiempo.

- **Tecnología sencilla con fácil acceso.**

En el caso de los sistemas fotovoltaicos, no se necesita ningún método para acceder a la irradiación solar.

- **Reducido impacto ambiental.**

La mayoría de plantas no desechan gases tóxicos, esto los convierte en fuentes de energía limpia.

- **Bajos costos de operación.**

Las inversiones son del tamaño intermedio, pero los costos de operación son bajos. En el caso de los paneles fotovoltaicos e inversores (energía solar) solamente se debe monitorear el equipo mediante diferentes tipos de control.

La mayoría de las veces es necesario limpiarlos para mantener la eficiencia el máximo de tiempo posible. Estos equipos también poseen garantías que rondan fácilmente los 5 y 10 años.

1.4.2 Beneficios e inconvenientes de las energías renovables.

Existen varios beneficios y soluciones que proporcionan las fuentes de energía renovables, sobre todo en lugares donde el petróleo y derivados no están presentes.

La contaminación disminuye considerablemente, aunque en la actualidad todavía existe una preocupación palpable, cada vez las energías renovables van ganando terreno a nivel mundial debido al poco impacto ambiental que poseen. Existen proyectos de gran envergadura que requieren permisos ambientales y su respectivo estudio, pero un gran porcentaje de estos son aprobados, debido a que su interacción negativa con el medio es casi nula.

En El Salvador, para iniciar o ejecutar las actividades, obras o proyectos definidos en la Ley de Medio Ambiente, toda persona o empresa, requiere un Permiso Ambiental (PA). Según la Ley de Medio Ambiente, en su Art. 5 se define como: “Acto administrativo por medio del cual el Ministerio de acuerdo con esta Ley y su Reglamento, a solicitud del titular de una actividad, obra o proyecto, autoriza a que estas se realicen, sujetas al cumplimiento de las condiciones que este acto establezca” [11].

Con este permiso, el MARN busca reducir la contaminación de aire, agua y suelo, la deforestación, pérdida de biodiversidad, alteración del clima y pérdida de ecosistemas y paisajes.

El hecho de que estas fuentes se encuentren en distintas partes del mundo, también significa que las plantas generadoras creadas a partir de estos recursos son de carácter descentralizado, es decir, no exige la acumulación de dichas fuentes en un solo lugar.

No hay que descartar los inconvenientes tampoco. Existen varios obstáculos que deben superarse aún en el tema renovable. Uno de ellos es la regularidad. La demanda de energía no siempre es según el ritmo de generación de los sistemas dichos, sino que se requiere un tipo de almacenamiento de energía para cuando la demanda suba, la energía pueda suministrarse de manera inmediata. Es aquí donde encontramos el primer fallo de estas energías. Utilizando de ejemplo los sistemas fotovoltaicos, estos no son constantes en su generación, ya que su producción varía con respecto a las condiciones climáticas, estaciones del año y movimiento del sol. Estos momentos de producción pueden no coincidir con la demanda del momento. Lo mismo sucede con la energía eólica, depende de los soplos del viento para producir energía.

Por otra parte, se puede predecir el comportamiento de estos mediante el estudio de características de sus componentes (el sol o viento respectivamente). Esto con el objetivo de saber cuándo no podrán dar abasto en la demanda y así preparar otros suministros para satisfacer a la población.

1.4.3 Energía hidráulica

Se denomina energía hidráulica o energía hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas.

Durante el período de lluvia, cuando el recurso de agua es abundante, la energía producida por las centrales hidroeléctricas es inyectada a la red antes que la energía proveniente de los otros recursos, ya que, tiene un costo de generación más barato. Sin embargo, durante el período de escasez de agua, como en la época seca, el déficit de energía eléctrica es cubierto por las centrales que utilizan derivados de petróleo y otros recursos más costosos.

En El Salvador se distinguen 4 represas para generación de electricidad utilizando el cauce del Río Lempa, ya que es el más grande y el más atractivo para la explotación de los recursos hidráulicos en El Salvador; la primera central hidroeléctrica fue construida entre los años 1951 a 1954 y fue llamada “Central Hidroeléctrica 5 de noviembre” en conmemoración al primer grito de independencia. Estas centrales están administradas por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

La potencia disponible del recurso hídrico en EL Salvador, depende del embalse el Guajoyo y Cerrón Grande.

Al final del verano entre las semanas 17 y 27, la capacidad instalada existe, pero no está disponible dado que el nivel de los embalses está próximo a su cota mínima de operación y debe optimizarse el uso del agua.

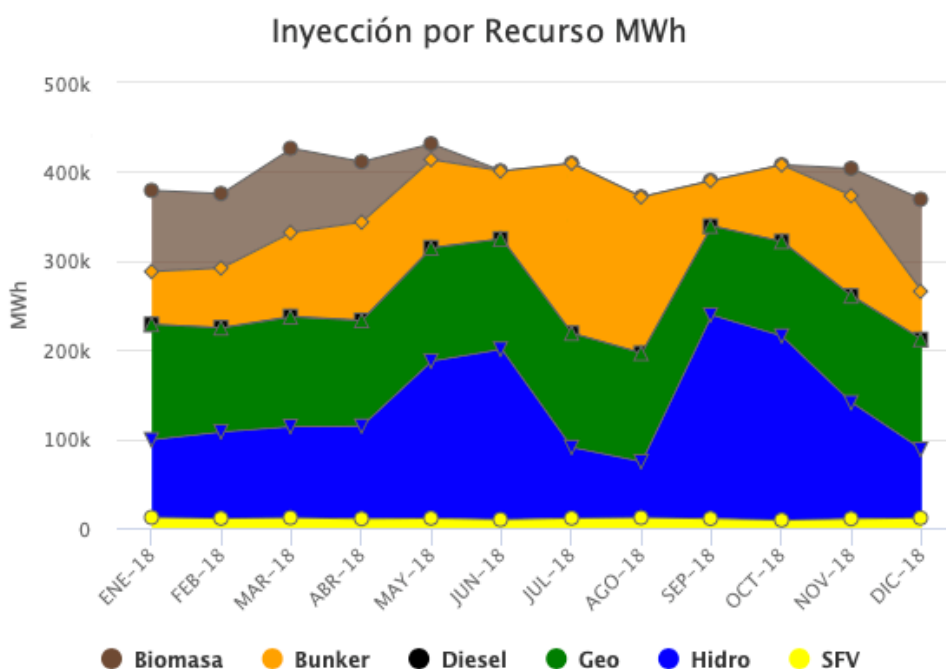


Figura 1.21: Inyección por recurso año 2018. [4]

La producción de la Reserva Fría por Confiabilidad (RFC), es importante entre enero y mayo, donde tenemos una época seca, por lo que las generadoras como Ingenios, Biomasa, están disponibles al inicio y fin de año. Como se refleja en la Figura 1.21, en la generación de energía por recurso nacional para el año 2018.

CAPACIDAD INSTALADA DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS.

Nº	CENTRAL GENERADORA	DEPARTAMENTO LOCALIZACIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	CANTIDAD DE UNIDADES	ESTATAL/PRIVADA
PARTICIPANTES EN EL MERCADO MAYORISTA.					
1	GUAJOYO	Metapán, Santa Ana	19.80	(1x19.80)	Estatl- CEL
2	CERRÓN GRANDE	Chalat./Cuscatlán/Cabañas	172.80	(2x86.4)	Estatl- CEL
3	5 DE NOVIEMBRE	Cabañas/Cuscatlán	180.1	(3x20)+(1x18)+(1x21.4)	Estatl- CEL
4	15 DE SEPTIEMBRE	San Vicente/Usulután	180.0	(2x90)	Estatl- CEL
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS					
5	CUCUMACAYÁN	Sonsonate	2.30	(1x1.4)+(1x0.9)	Estatl- CECSA
6	RIO SUCIO	Santa Ana	2.50	(1x2.5)	Estatl- CECSA
7	MILINGO	San Salvador	0.80	(2x0.4)	Estatl- CECSA
8	BULULÚ	Sonsonate	0.70	(1x0.7)	Estatl- CECSA
9	ATEHUASÍAS	Ahuachapán	0.60	(1x0.6)	Estatl- CECSA
10	CUTUMAY CAMONES	Santa Ana	0.40	(1x0.4)	Estatl- CECSA
11	SONSONATE	Sonsonate	0.20	(1x0.2)	Estatl- CECSA
12	SAN LUIS I	Santa Ana	0.60	(1x0.60)	Estatl- CECSA
13	SAN LUIS II	""	0.74	(1x0.74)	Estatl- CECSA
14	NAHUIZALCO	Sonsonate	2.80	(3x1.0)	Privada-SENSUNAPAN
15	LA CALERA	""	1.50	(1x1.50)	Privada-De Matheu y Cia.
16	PAPALOATE	""	2.00	(1x2.0)	Privada-Papaloate
17	LA CHACRA	Morazán	0.017	(1x0.017)	Privada (autoconsumo)
18	CAROLINA	""	0.05	(1x0.050)	Privada (autoconsumo)
19	EL JUNQUILLO	""	0.01	(1x0.14)	Privada (autoconsumo)
20	MIRACAPA	""	0.03	(1x0.34)	Privada (autoconsumo)
		TOTAL	568.25		

Tabla 1.4: Capacidad instalada de proyectos hidroeléctricos. [12]

1.4.4 Energía geotérmica

Es una energía renovable que se obtiene mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra que se transmite a través de los cuerpos de roca caliente o reservorios por conducción y convección, donde se suscitan procesos de interacción de agua subterránea y rocas, dando origen a los sistemas geotérmicos.

La generación eléctrica, aprovechando la energía geotérmica en El Salvador se inició en 1975 y ha aumentado de manera constante desde entonces. Este tipo de generación, participante del mercado mayorista, cuenta con una capacidad instalada actual (2012) de 204.4 MW. LaGeo es la única empresa encargada del desarrollo de la geotermia en el país.

CAPACIDAD INSTALADA DE PROYECTOS GEOTÉRMICOS

Nº	NOMBRE DE LA CENTRAL	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
1	AHUACHAPÁN	(1x30)+(1x35)	95.00
2	BERLÍN	(2x28.12)+(1x44)+(1x9.2)	109.44
	TOTAL		204.44

Tabla 1.5. Capacidad instalada de proyectos geotérmicos en El Salvador. [12]

1.4.5 Energía eólica

Este tipo de generación de energía se caracteriza por utilizar la fuerza del viento.

Uno de los principales medios son los aerogeneradores, “molinos de viento” de tamaño según conveniencia, que transforman la energía cinética del viento en energía mecánica a través de la hélice; este hace girar el rotor de un generador (usualmente un alternador) que produce energía eléctrica.



Figura 1.22. Parque eólico Gansu, China. Tiene previsto tener una capacidad instalada de hasta 20,000 MW en el año 2020.

1.4.5.1 Características de un aerogenerador

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas de un aerogenerador giran tantas revoluciones según su tecnología y potencia, a una velocidad constante o bien a velocidad variable, donde la velocidad del rotor varía en función de la velocidad del viento para alcanzar una mayor eficiencia.

Solo para tener un parámetro general para aerogeneradores entre 1.5 y 2 MW, la mayoría de estos comienzan a funcionar con velocidades de vientos de 3 a 4 metros por segundo y llegan a la cúspide de generación cuando el viento está entre 13 a 15 metros por segundo.

Existen algunas características que estos deben cumplir para generar sin problemas:

- **Orientación:** el aerogenerador debe orientarse automáticamente a partir de los datos recolectados por la veleta (dispositivo ubicado en la parte superior que gira, este indica la dirección del viento y el anemómetro (instrumento para medir la velocidad de circulación de un fluido gaseoso, en este caso, el viento)).
- **Giro de las palas:** las palas son giradas por el viento, que comienzan a moverse dependiendo de la velocidad del mismo. Se recalca que, si el viento hace girar las palas muy rápido, el aerogenerador frena el giro de tal manera que evite tensiones excesivas.
- **Eje acoplado con multiplicador:** el rotor hace girar un eje lento conectado a una multiplicadora, el cual es el elemento del aerogenerador encargado de acrecentar las revoluciones del giro en el conjunto buje-palas. Esto es necesario para elevar las revoluciones y producir tensiones con las frecuencias de la red (50 o 60 Hz, dependiendo de la zona).
- **Evacuación:** La energía que es generada por el viento es transferida en el interior de la torre hasta la base del aerogenerador y luego conducida vía subterránea hasta la subestación.

1.4.5.2 Partes del aerogenerador.

- **Palas o aspas:** Son las portadoras de la energía cinética que genera el viento. Suelen estar construidas por fibra de vidrio de carbono o madera-fibra-epoxy.
- **Eje de baja velocidad:** Aquí las revoluciones producidas son muy reducidas. Esta parte está acoplada al multiplicador.

- **Multiplicador:** Es la parte del aerogenerador encargada de realizar una transmisión que aumente el número de revoluciones para hacer que el eje rote más rápido.
- **Eje motriz:** O eje de alta velocidad, hace girar el rotor del generador para producir energía eléctrica. Existen otros elementos como la refrigeración, sistema de frenado, góndola, veleta, base de la torre, etc.

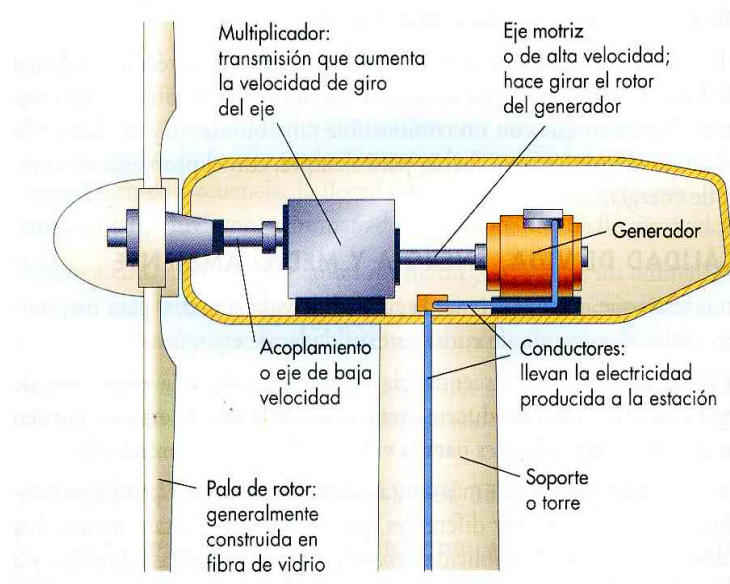


Figura 1.23: Partes de un aerogenerador.

1.4.5.3 Ventajas y desventajas de la energía eólica

Este tipo de energía no emite gases contaminantes, ni fluidos líquidos o residuos sólidos. Tampoco utiliza agua. Su uso y los posibles incidentes durante su explotación no implican riesgos ambientales de gran impacto como derrames, explosiones, incendios, etc.

En general, posee una inversión fuerte al principio, pero su recuperación energética posee un periodo bastante corto. Se espera que antes de cumplir un año se recupere una gran parte de la energía empleada en construcción y montaje. Existen también problemas asociados a este tipo de generación. La aleatoriedad del viento y su variabilidad tanto en velocidad como dirección hacen que el estudio de zona de implementación sea más complejo de lo usual, por lo tanto, se debe realizar un estudio técnico y económicamente viable del proyecto.

La producción eólica al ser altamente impredecible, debe poseer una gestión de producción a corto plazo (1 o 2 días) para una adecuada organización de la cadena de generación de la región o país en particular, su transporte y distribución de electricidad. Esto también exige poseer una mayor presencia de potencia rodante y un encargo específico para su integración en la red local.

Con respecto a la estética y problemas ambientales, estos aerogeneradores pueden aumentar el nivel de ruido en las proximidades, afectar el paisaje e impacto visual, influencia sobre fauna (en especial las aves) y ocupar mucho espacio en el suelo ¿Qué tanto separar los aerogeneradores? Siempre se recomienda una distancia entre torres de 3 a 5 veces el diámetro del rotor en dirección perpendicular al viento dominante y de 5 a 10 veces en la dirección del viento dominante. Para un parque eólico entre 1 y 3 MW la ocupación del terreno es de 3 a 6 hectáreas por MegaWatt, por lo que queda menos del 5% del terreno disponible para otras ocupaciones (fines agrícolas o agropecuarios).

Los rotores de los aerogeneradores también pueden generar interferencias con televisión, radios, etc. Debido a transmisiones electromagnéticas con los campos que él produce.

1.4.5.4 Tipos de aerogeneradores eólicos

La clasificación se realiza con respecto a diferentes criterios.

1. Según la disposición del eje de giro:
 - a. Eje horizontal: la mayoría de turbinas son de este tipo.
 - b. Eje vertical: poco aplicado.
2. Según el número de palas:
 - a. Monopalas y bipalas: poco aplicado.
 - b. Tripala: son mayoritariamente utilizadas para producción eléctrica.
 - c. Multipala: varía el número de palas entre 16 y 23, utilizadas para aplicaciones de bombeo.
3. Según la velocidad del rotor de la turbina eólica:
 - a. Velocidad constante.
 - b. Velocidad variable.
 - c. Velocidad semivariable.
 - d. Dos velocidades.
4. Según su control y regulación:
 - a. Control por pérdida aerodinámica o de palas de paso fijo.
 - b. Control de pérdida activa aerodinámica.
 - c. Control por variación del ángulo del paso de pala.
5. Según el generador eléctrico:
 - a. Generador asíncrono con rotor en jaula de ardilla.
 - b. Generador asíncrono con rotor bobinado doblemente alimentado.
 - c. Generador síncrono multipolo.
6. Según su emplazamiento:
 - a. Aerogeneradores para emplazamientos terrestres (Onshore).
 - b. Aerogeneradores para emplazamientos marinos (Offshore).
7. Según el tipo de viento.
 - a. Aerogeneradores para viento clase I, clase II o clase III.
8. Respecto a su interconexión a la red eléctrica:
 - a. Sistemas eólicos aislados (“en isla”), sin o con energía auxiliar tipo híbrido.
 - b. Sistemas eólicos interconectados con la red local eléctrica.
9. Según su potencia nominal:
 - a. Microturbinas: menores a 5 kW.
 - b. Miniturbinas: desde 5 a 100 kW.
 - c. Turbinas de media y gran potencia: desde 100 a 1,000 kW).
 - d. Turbinas multimegavatios (1,000 kW en adelante).

1.4.5.5 Proyectos de energía eólica en Centroamérica y El Salvador

Dentro de Centroamérica, Costa Rica presenta altos porcentajes de uso de energía eólica. En la actualidad, este país presume obtener toda su energía eléctrica a partir de energías renovables debido a la alta inversión que ha puesto en ellas. Panamá y Honduras son otros destacados en energía eólica.

Honduras posee dos parques eólicos de renombre:

1. **Parque eólico Cerro de Hula:** este parque está ubicado en el departamento de Francisco Morazán, cercano a la capital hondureña de Tegucigalpa, puesto en marcha al 100% desde el 2011 y posee una potencia nominal total de 102 MW, con una producción anual estimada de 255 GWh. Esto lo logran con un total de 51 turbinas eólicas de 2 MW cada una, con una altura de góndolas de 78 metros.

2. **Parque eólico San Marcos de Colón:** ubicado en la ciudad de San Marcos de Colón, San Francisco y puesta en servicio desde 2015. Estas turbinas eólicas suman un total de 25 unidades de 2 MW cada una, para una potencia nominal del parque de 50 MW con altura de góndola de 78 metros.
- Costa Rica por su parte posee 413.6 MW de energía eólica distribuido en 18 parques eólicos.

Un dato importante es que El Salvador no posee ningún parque eólico construido, solamente posee proyectos a futuro. En El Salvador, la empresa encargada del desarrollo de proyecto de generación a través de energía eólica por medio de aerogeneradores será Ventus. El Proyecto contará con 16 aerogeneradores, con una capacidad instalada de 50 MW, siendo el primer proyecto de este tipo en el país. Estará ubicado en el Municipio de Metapán, departamento de Santa Ana, El Salvador. Según la Asociación Salvadoreña de Energías Renovables (ASER).

La Tabla 1.6, se resume la capacidad instalada en proyectos eólicos para los países centroamericanos.

Capacidad base de energía eólica en países centroamericanos.

PAÍS	CAPACIDAD EN LA BASE EN CONSTRUCCIÓN Y EN FUNCIONAMIENTO (MW)
Costa Rica	413.6
El Salvador	50.0
Guatemala	107.4
Honduras	179.9
Nicaragua	186.2
Panamá	336.0

Tabla 1.6 Países centroamericanos y sus capacidades base de energía eólica. [13]

1.4.6 Energía biomasa

Biomasa es toda la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía. La energía biomasa es básicamente utilizar la materia orgánica como fuente energética, como pueden ser diferentes desechos agrícolas (huesos de aceituna, cáscaras de frutos secos, restos de poda) como también sobrantes de madera como pellets o aserrín.



Figura 1.24: Generación de energía apartir de Biomasa.

1.4.6.1 Ciclo fundamental del recurso

La producción de energía por medio de estos recursos se basa en un ciclo en particular. La siguiente figura representa de manera general el funcionamiento de este.

La flora del planeta atrapa el CO₂ para su proceso de alimentación (fotosíntesis); luego de crecer lo suficiente, este produce la biomasa, de donde se pueden obtener materias orgánicas utilizadas para la combustión (y, por ende, creación de energía). Esta combustión genera CO₂ de regreso a la atmósfera para ser aprovechada por las plantas, con la diferencia de que es esparcida en cantidades moderadas. Esta materia orgánica puede provenir de varias zonas, entre ellas restos de vegetación y forestales, restos de animales, sobras de industrias agrícolas y residuos de zonas urbanas.

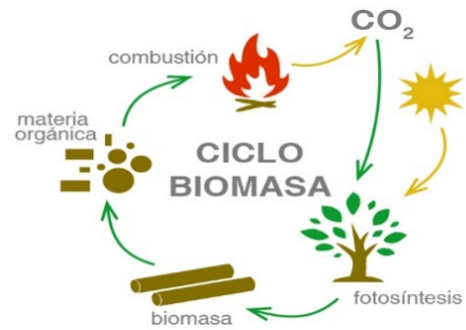


Figura 1.25: Ciclo de biomasa.

1.4.6.2 Pretratamiento de la materia orgánica

Para el tratamiento de dicho recurso se utilizan calderas, las cuales son preparadas para recibir la biomasa en una forma específica, por lo que se debe hablar de un pretratamiento.

[14] El pretratamiento consiste en un conjunto de procesos o tratamientos previos que tienen varios objetivos, entre los cuales destacan:

Disminuir la humedad. los niveles de humedad que posee la biomasa deben ser bajos para evitar que el calor liberado sea usado en la combustión para la vaporización del agua, disminuyendo la temperatura de los humos en la caldera y haciendo más eficiente el tratamiento.

Uniformar la entrada: los componentes que ingresen a la caldera deben ser homogeneizados para que esta reciba un flujo de energía constante y de valor similar la mayor parte del tiempo posible.

Reducir el tamaño de grano: esto permite aumentar la superficie específica del tratamiento. Este proceso desencadena la reacción del combustible y comburente, con lo que se acelera la reacción y disminuye la cantidad de biomasa que no se puede aprovechar (llamados inquemados).

1.4.6.3 Formas de energía a partir de biomasa

Poniendo en práctica los diferentes métodos de conversión de energía, [14] la biomasa se puede transformar en:

- **Calor y vapor:** esto mediante la combustión de biomasa o biogás. Con estos se puede utilizar para calefacción o cocción, sin embargo, también puede ser una antesala o subproducto para plantas de energía eléctrica a base de vapor.
- **Biocombustible:** las cantidades de etanol y biodiesel que surgen de la materia orgánica pueden ser sustitutos de cantidades relativamente grandes de combustibles fósiles en muchas aplicaciones de transporte. Se han estado desarrollando composiciones tipo E20 (20% constituido por etanol y 80% de petróleo). Este compuesto resulta aplicable a la mayoría de motores de ignición.
- **Generación en cooperación (calor y electricidad):** la co-generación se refiere a la producción simultánea de vapor y electricidad, que puede aplicarse a muchos procesos industriales que requieren las dos formas de energía. En Centroamérica y especialmente en El Salvador, por ejemplo, este proceso es muy común en la industria azucarera, donde es posible aprovechar los desechos de proceso,

principalmente el bagazo. Por la alta fiabilidad de bagazo disponible, tradicionalmente, la co-generación se realiza de una forma bastante eficiente.

1.4.6.4 Proyectos de energía biomasa en El Salvador

En el país existe un recurso agrícola que tiene gran potencial para generar energía eléctrica y ese es la caña de azúcar a través de su bagazo. Este puede evolucionar más haciendo un pretratamiento para posteriormente aprovecharlo y producir electricidad. El plan maestro para el desarrollo de las energías renovables³ se evaluó adicionalmente el potencial de la cáscara de café y la cáscara de arroz.

Actualmente, hay muchas empresas que están realizando inversiones relativamente grandes dirigidas a calderas donde se procesa la biomasa y desechos orgánicos con el cuál se puede producir biogás.

En la siguiente Tabla 1.7, se puede observar la capacidad instalada para producción de energía eléctrica a partir del bagazo del café.

CAPACIDAD INSTALADA DE LA BIOMASA PROVENIENTE DEL BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR.				
Año	CASSA	El Ángel	La Cabaña	TOTAL
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
2003	20	-	-	20
2004	20	-	-	20
2005	25	-	-	25
2006	29	-	-	29
2007	60	-	-	60
2008	60	22.5	21	103.5
2009	60	22.5	21	103.5
2010	50	22.5	21	93.5
2011	50.0 Central Izalco	22.5	21	109.5
	16.0 Chaparrastique			

Tabla 1.7. Capacidad instalada de la biomasa proveniente del bagazo de caña de azúcar. [15]

“De acuerdo con el CNE, entre 2010 y 2017, la capacidad de generar energía solar pasó de 0 MW a 109.6 MW; la hidroeléctrica pasó de 486.5 MW a 574.4 MW con la expansión de la represa 5 de noviembre. Mientras que la biomasa, que es esencialmente la inyección de los ingenios azucareros con el bagazo de la caña, pasó de 93.5 MW a 263.5 MW.” [16]

1.4.7 Energía solar térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento del sol a partir del calor que produce, utilizando unos dispositivos llamados colectores, los cuales son artefactos que producen un efecto invernadero para conservar el calor y aprovecharlo con agua, calentándola y transmitiéndola donde se demande a través de un sistema de tuberías.



Figura 1.26: Colectores de energía solar térmica.

³ El plan maestro para el desarrollo de energías renovables en El Salvador está enmarcado dentro del primer lineamiento estratégico de la política nacional, el cual plantea “La diversificación de la matriz energética y el fomento de las fuentes de energía renovable”. Este plan fue presentado en el año 2012.

1.4.7.1 Partes de un sistema solar térmico

Este sistema consta de varias partes, divididos por secciones:

Circuito primario: es un sistema cerrado que transporta el calor desde el captador hasta el acumulador (almacenamiento de calor).

Circuito secundario: o de consumo, es un sistema abierto donde entra agua fría de suministro y por el otro extremo del agua calentada se consume. El agua fría pasa por el acumulador primero, donde se calienta hasta una temperatura específica.

Acumulador: es un depósito en el cual se acumula toda el agua calentada lista para ser utilizada y consumirse.

Captadores solares: son los elementos que capturan la radiación solar y la convierten en energía térmica. Estos pueden ser captadores solares de placa plana, captadores de tubo de vacío “todo vidrio” o captadores de tubo de vacío “tubos de calor”.

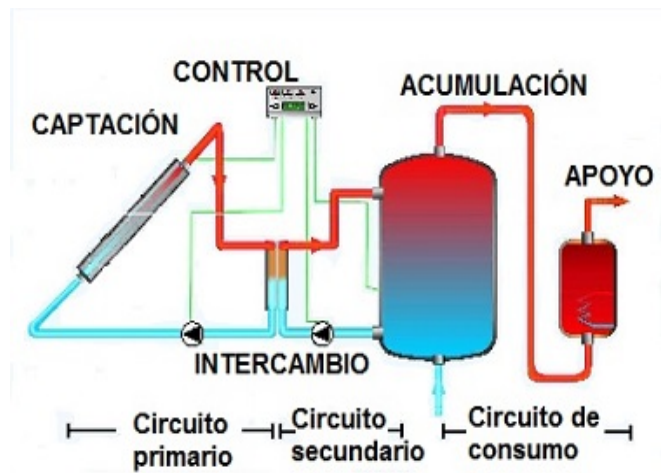


Figura 1.27. Sistema solar térmico básico.

1.4.8 Energía solar fotovoltaica

Este tipo de producción de energía se caracteriza por utilizar el efecto fotovoltaico, el cual sucede a partir de la radiación del sol que impacta sobre unas superficies llamadas células fotovoltaicas.

Estas células generan aproximadamente 0.6 voltios de corriente directa cuando se recibe la irradiancia. Unos conjuntos de células se almacenan en un dispositivo llamado panel fotovoltaico, el cual produce una mayor tensión a partir de su arreglo.

No posee procesos mecánicos ni químicos, por lo cual es amigable al medio ambiente durante operación e instalación de plantas solares.

Uno de los principales inconvenientes que se está superando con el paso de los años, es su inversión inicial, es por esto que se realizan estudios de periodo de recuperación, vida útil de equipos y situaciones climatológicas esperadas a lo largo del año. Debido al poco flujo de potencia que se percibe cuando se alcanza la corteza terrestre (aproximadamente 1000 W/m² en los mejores casos), la producción de energía eléctrica a grandes rasgos se realiza en áreas de gran envergadura.

1.4.8.1 Aplicaciones fotovoltaicas

Existen varias aplicaciones para este tipo de energía:

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red: funcionan con cierto número de arreglos de paneles para satisfacer parcial o totalmente una demanda. Estos sistemas están conformados por los paneles, combiner box (caja de fusibles) en determinadas ocasiones, inversores DC/AC y otros dispositivos necesarios para su correcto trabajo.

Sistemas fotovoltaicos aislados: estos sistemas son desconectados de la red y son calculados en base a la demanda requerida. Están conformados por paneles, controladores de carga, inversores DC/AC, banco de baterías, entre otros.

Sistemas de bombeo: existen bombas que pueden funcionar a través de un sistema combinado entre ellas y los paneles fotovoltaicos. Dependiendo de las características de la bomba y carga, estos pueden requerir o no inversor, inversor DC/AC, inversor DC/DC, bomba y otros elementos. Se utilizan mucho en sistemas de riego. Estos son algunos ejemplos convencionales, sin embargo, la evolución de este recurso ha llegado a crear sistemas híbridos fotovoltaicos, que ocupan más aplicaciones o cubrir las mismas de una manera más eficiente.

1.4.8.2 Plantas solares en El Salvador.

En mayo del año 2017, El Salvador inauguraba la planta solar más grande de toda Centroamérica; construida por Neoen (ANTARES Y SPICA) en el municipio de Rosario, departamento de La Paz. Su inversión pública contó con más de 1.600 millones de dólares. Se trata de un parque fotovoltaico con una potencia de 101 megavatios, con la capacidad de abastecer a unos 200.000 hogares.



Figura 1.28. Planta solar de El Salvador ubicada en Rosario, La Paz. [16]

Actualmente, concurren una buena cantidad de proyectos en construcción y planificación, ya sea para zonas industriales o de inyección a la red (con el nombre de “generadora”).

Capacidad instalada de energía fotovoltaica en El Salvador.

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EN LA RED DE EL SALVADOR SEGÚN CNE		
APLICACIÓN	UBICACIÓN	CAPACIDAD (KW)
Planta solar El Bósforo	La Unión	100 (MW)
Planta solar El Providencia solar (ANTARES 76 MW, SPICA 25 MW)	El Rosario, La Paz	101 (MW)
Sitio recreativo	Lago Coatepeque, Sta. Ana	1.63
Escuela Alemana	San Salvador	20
Granja ecológica Santo Domingo	Sto. Tomás, San Salvador	2.48
Oficinas administrativas de CEL	San Salvador	24.57
Oficinas administrativas de FUNDE	San Salvador	2.17
Oficinas administrativas de SEESA	San Salvador	2.17
Residencia privada	San José Villanueva, La Libertad	2.02
Universidad de El Salvador	San Salvador	2.2
Supertienda San Carlos	San Rafael Cedros	6
Universidad Politécnica	San Salvador	0.7
Campamento base de EE. UU.	La Paz	91
Bodegas de DIZASA	Santa Tecla	84
Oficinas de la Asamblea Legislativa	San Salvador	7.92
Planta UNITAPE	Ateos	90
TOTAL, CAPACIDAD INSTALADA	-	201.34 Megawatts

Tabla 1.8: Capacidad Instalada de energía fotovoltaica. [12]

En la Tabla 1.8 se, detalla una capacidad instalada en MW hasta el año 2017, dados por el Consejo Nacional de Energía. A partir de esta fecha hasta el 2019, el panorama ha cambiado enormemente, la capacidad instalada ha incrementado, se tienen proyectos a gran escala licitados, se han subdividido los proyectos conectados al mercado mayorista, generación en distribuida, generación de autoconsumo, generación en sistemas aislados, y la conformación de todos estos pequeños proyectos se han de mostrar en la referencia [18].

Solar Fotovoltaica	Ubicación	Capacidad (kW)
Sistemas aislados domésticos		270
DISZASA	Santa Tecla	88.6
DISZASA segunda fase	Santa Tecla	300
Campamento base de EE. UU.	La paz	91 + 9
Mónica Herrera (Escuela de comunicaciones)	San Salvador	60
Asamblea Legislativa	San Salvador	7.92
Asamblea Legislativa Efificio Comisiones	San Salvador	90.2
Planta UNITAPE	Sonsonate	90
Showroom UNITAPE	Sonsonate	30
Súper de Todos	Usulután	12.96
Oficinas de TECNOSOLAR	San Salvador	5.16
Teatro de Sushitoto	Suchitoto	13
Edificio Administrativo CEL	San Salvador	24.57
Escuela Alemana, San Salvador	San Salvador	20
Ministerio de Hacienda	San Salvador	24
Defensoría del Consumidor	San Salvador	6
INTRADESA	Soyapango	683.2
Centro Comercial Las Palmas Fase I	La Libertad	100
Centro Comercial Las Palmas-Viseras	La Libertad	11
Sitio Recreativo Lago de Coatepeque	Santa Ana	1.63
Granja ecológica Santo Domingo	San Salvador	2.48
Oficinas Administrativas de FUNDE	San Salvador	1.63
Oficinas administrativas de SEESA	San Salvador	2.17
La Hacienda San Jose Villanueva	La Libertad	2.02
Universidad de El Salvador	San Salvador	2.1
Supertienda San Carlos	San Rafael Cedros	6
Universidad Politécnica	San Salvador	0.7
FUSADES	San Salvador	98
Asociación Salvadoreña de Industriales	San Salvador	4.14
Fabricas Expor Salva	Santa Ana	106
ILEA	La Libertad	98.8
Bodega Imprensa Repuestos	Apopa	108
ITCA-FEPADE	La Libertad	2.7
Ferretería Vidrí Santa Ana 1	Santa Ana	151.2
Ferretería Vidrí Santa Ana 2	Santa Ana	21.6
Ferretería Vidrí Venezuela	San Salvador	79.2
AVX El Salvador	San Salvador	358.8
Bordados VIDES	San Salvador	4.41

Hotel Montaña Perkín Lenca	Morazan	9
Hilcasa Bodega de Hilos	San Salvador	888
Inquisalva	San Salvador	125.47
Super Selectos Santa Elena	San Salvador	100
Impressa San Miguel	San Miguel	22.2
Impressa Oficinas Administrativas	San Salvador	22.2
Impressa Gerardo Barrios	San Salvador	29.6
Ciudadela Don Bosco	San Salvador	56
Laboratorio Universidad Don Bosco	San Salvador	3
Hotel Sheraton Presidente	San Salvador	443.3
ASFALCA	Armenia	15
Restaurante La Pradera	San Miguel	23
Super Selectos La Sultana	San Salvador	195.30
Super Selectos San Luis	San Salvador	234.36
Super Selectos Miralvalle	San Salvador	133.92
Super Selectos Masferrer	San Salvador	200.88
Super Selectos La Mega	San Salvador	267.84
Industrias Gigante	Santa tecla	64
Industrias Plasticas IPSA	San Salvador	40
AES el Jalacatal	San Miguel	50
AES División Técnica	San Salvador	150
Avícola Campestre	San Miguel	260
Sykes 1	San Salvador	80.90
Sykes 2	San Salvador	61.74
Sykes 3	San Salvador	60.48
Arrocera San Francisco	San Salvador	20
Casa Parroquial El Rosario	Chalatenango	2.48
Frutaleta Grupo HASGAL	San Salvador	50
Ingenio El Angel	San Salvador	1071
Hotel Playa El Sunzal	La Libertad	2
HOLCIM	San Salvador	12
Grupo Samix	San Salvador	40
Centro Comercial El Paseo	San Salvador	469
SEESA sala de ventas	San Salvador	3
Techno Screen	San Salvador	117
Colegio Salesiano San Jose	Santa Ana	30
Universidad Francisco Gavidia	San Salvador	784.4
Centro Comercial Las Palmas Fase II	La Libertad	102.6
Banco Centroamericano de Integración Económica	San Salvador	42.84
Avicola Campestre fase 3	San Miguel	1,000
Grupo Miguel	San Juan Opico	1,000
Museo Tin Marín	San Salvador	60
Gasolinera Alba Bernal	San Salvador	14.88

Gasolinera Alba Masferrer	San Salvador	20
Plaza Mundo	Soyapango	450
Banco Agrícola - Centro de Operaciones	San Salvador	84
American Industrial Park 1	Ciudad Arce	3,900
Multiplaza	Antiguo Cuscatlan	796
Sivar Brewing Company	Antiguo Cuscatlan	58.5
Dizucar	San Salvador	100
Hotel Real Intercontinental	San Salvador	360
Inversiones Servygran S.A. de C.V.	Acajutla	40
Gasolinera Alba 25 Av. Norte	San Salvador	6
Embajada de Francia	San Salvador	6
Gasolinera UNO Santa Elena	La Libertad	10
Drogueria Americana S.A. de C.V.	La Libertad	20
Publimovil	San Salvador	30
Distribuidora Morazán	San Salvador	72
Gasolinera TEXACO El Angel	San Salvador	20
Frontera La Hachadura	Ahuachapán	54
Frontera El Amatillo	La Unión	30
ASPESCU	San Miguel	20
Gasolinera UNO Las Arboledas	La Libertad	10
D'Empaque Santa Tecla	La Libertad	27
SISCO Santa Tecla	La Libertad	72
TOTO S.A. de C.V.	La Libertad	390
Industria de Hilos, S.A. de C.V.	San Salvador	750
Ferreteria Vidrí Merliot	La Libertad	100
Ferreteria Vidrí San Benito	San Salvador	100
Ferreteria Vidrí Constitución	San Salvador	90
Ferreteria Vidrí San Miguel	San Miguel	72
Pettenati	La Libertad	1,000
Industrias Lácteas San José	San Salvador	30
Intradesa Oficinas	Soyapango	100
Escuela Hossana	Santa Ana	5
Aeropuerto Internacional (Parqueo VIP)	La Paz	500
Flexibodegas, .S.A de C.V.	San Salvador	20
Ferreteria Vidrí Soyapango	San Salvador	15
Inversiones San Bart	San Salvador	12
Textufil San Jorge	San Salvador	300
Textufil Oerlikon	San Salvador	250
TEXSAL, S.A. de C.V.	San Salvador	5
Banco de America Central 1	San Salvador	25
Banco de America Central 2	San Salvador	25
Banco de America Central 3	San Salvador	25
MARQUI, S.A. DE C.V.	San Salvador	9
MOREA, S.A. DE C.V.	San Salvador	10

RICARDO HERNANDEZ, S.A. DE C.V.	San Salvador	10
TRAKAI, S.A. DE C.V.	San Salvador	5
Talpa Solar - Aeropuerto de El Salvador	La Paz	4,500
Universidad Salvadoreña Alberto Masferrer	San Salvador	380
Texaco Chalchuapa - Grupo NSV	Chalchuapa	10
Texaco San Nicolas Lempa - Grupo NSV	Tecoluca	20
Texaco La Skina - Grupo NSV	Santa Tecla	10
TIGO Campus Corporativo	Santa Tecla	360
Almacena	Colón	480
Total Instalado (kW)		27,139.08

Tabla 1.9: Tabla de capacidad instalada por pequeños generadores fotovoltaicos de energía no convencional utilizada para autoconsumo. [18]

La Tabla 1.9, es un ejemplo de la cantidad de generadores fotovoltaicos conectados a la red para generación de autoconsumo, la mayoría de estas están instaladas en edificios gubernamentales, escuelas y universidades. El panorama seguirá incrementando con los próximos años. Todas estas pequeñas generadoras también suman en la matriz energética del país⁴.

1.4.9 Cuadro comparativo entre energías renovables

Las comparativas en producción de energías son inevitables, ya que la rentabilidad es un parámetro de decisión muy importante. A continuación, la siguiente tabla resume algunos aspectos de inversión y características de energías renovables en particular.

CUADRO COMPARATIVO ENTRE FUENTES DE ENERGÍAS

/	Geotérmica	Térmica	Hidroeléctrica	Eólico	Solar fotovoltaica
Costo total de inversión \$/W (dólares por watt)	1.4	1 - 1.5	2.4 - 4	1.1	1 - 2
Costos de operación y mantenimiento en Cents/kWh (centavos por kilowatt hora)	1.9 - 2.2	0.8 - 6	0.7 - 2.2	1.4	\$ 4 / MWh
Costos de generación en Cents/kWh (centavos por kilowatt hora)	4.5 - 6.6	3.9 - 12	1.8 - 4.6	3 - 67	5 - 10
Vida útil en años	30 - 50	30	50	20	25 - 30
Factor de planta ⁵ (%)	90 - 95	60 - 87	30 - 50	30 - 33	15 - 20
Tiempo de estudios, construcción e instalación en años.	4 - 8	0.5 - 1	4 - 10	3 - 4	0.5 - 1

Tabla 1.10: Cuadro comparativo, costos, vida útil, factor de planta.

⁴ Se tienen identificados otros 1000 kW de generación fotovoltaica para autoconsumo conectados a la red, que aun no se han detallado en la tabla 1.9.

⁵ El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos o sistemas.

1.4.10 Licitaciones de energía renovables en el país en los últimos años

Las modificaciones a la legislación implementadas por SIGET y el Consejo Nacional de Energía, junto con las licitaciones a largo plazo efectuadas en los años de 2017, han propiciado la contratación, en diciembre del 2013, 355 MW de energía con plantas a base de gas natural a un precio de \$ 120 / MWh generado.

También, en julio del 2014, se contrataron alrededor de 94 MW de energía solar fotovoltaica a 20 años plazo, con costos por MWh que varían entre \$ 102 / MW y \$ 124 / MW.

Licitaciones de energía renovables no convencionales-CNE

- Licitación a pequeña escala por 12.145 MW de energía renovable no convencional.

Empresa Participante	Potencia (KW)	Tecnología
Hilcasa Energy	1200	Fotovoltaico
Grupo Arquero	1200	Fotovoltaico
Solar Internacional	1200	Fotovoltaico
Grupo Roca	1200	Fotovoltaico
PV Gen	1200	Fotovoltaico
Solaris Energy (EDECSA)	800	Fotovoltaico
HELIOTEC 2006 S.L.	1200	Fotovoltaico
Gran Solar	1200	Fotovoltaico
Alpha Solar	800	Fotovoltaico
CODESA	800	Fotovoltaico
ELECSA	400	Fotovoltaico
Agricola ONZA S.A. de C.V.	300	Biogás
Agrosania	150	Biogás
PCH San Martin	375	PCH
Velesa Energy S.A. de C.V.	120	PCH
Total (kW)	12,145	

Tabla 1.11: Licitación de energía no convencional por 12.145 MW. [18]

- Licitación a gran escala por 100 MW y 170 MW de energía renovable no convencional.

Empresa Adjudicada	Potencia (MW)	Tecnología
UDP Neoen-Almaval	60	Fotovoltaico
UDP Proyecto La Trinidad	8	Fotovoltaico
UDP Proyecto La Trinidad	6	Fotovoltaico
Solar Reserve Development Co. II LLC	20	Fotovoltaico
Total (MW)	94	

Empresa Adjudicada	Potencia (MW)	Tecnología
Capella Solar	50	Fotovoltaico
Capella Solar	50	Fotovoltaico
Sociedad Sonsonate Energía	10	Fotovoltaico
Asocio Ecosolar	9.9	Fotovoltaico
Tracia Network	50	Eólico
Total (MW)	169.9	

Tabla 1.12: Licitación a gran escala de energía no convencional por 100 MW fotovoltaico y 170 MW fotovoltaico-eólico. [18]

En la licitación del 2017, promovida por el CNE y las distribuidoras eléctricas, luego de la evaluación preliminar de las ofertas económicas, se adjudicaron los 5 proyectos. Fueron en total 1 proyecto de energía eólica y 4 proyectos de energía solar fotovoltaica como se vio en la Tabla 1.12.. De los 170 MW licitados, solo quedaron sin adjudicar 0.10 MW. El cuadro resumen es el siguiente:

EVALUACIÓN PRELIMINAR DE OFERTAS ECONÓMICAS ADJUDICADAS				
Código de oferta	Nombre del proponente	Potencia (MW)	Precio (\$/MWh)	Punto de conexión
Tecnología eólica				
E-02	TRACIA NETWORK CORPORATION	50	\$ 98.78	08 - GUAJOYO - 115
Tecnología solar fotovoltaica				
FV-10	CAPELLA SOLAR S.A. DE C.V.	50	\$ 49.55	04 - Ozatlán - 115
FV-11	CAPELLA SOLAR S.A. DE C.V.	50	\$ 49.56	5 - Ozatlán - 115
FV-19	SONSONATE ENERGÍA, LIMITADA DE CAPITAL VARIABLE	10	\$ 67.24	14 - Acajutla - Ateos - 115
FV-02	ASOCIO ECOSOLAR	9.9	\$ 54.98	02 - Pedregal - 46
	TOTAL	169.9		

Tabla 1.13: Mega Watts licitados y adjudicados al 11 de enero de 2017

Se puede obtener el precio del kilowatt hora por medio de una simple conversión. Tomando de ejemplo el proyecto solar FV – 10:

$$\frac{\$}{\text{kWh}} = 49.55 \left(\frac{\$}{\text{MWh}} \right) \cdot \left(\frac{1 \text{ MWh}}{1000 \text{ kWh}} \right) = 0.04955 \frac{\$}{\text{kWh}} \quad \text{Ecu. 1.1}$$

Es decir, aproximadamente cinco centavos el kWh. Este precio es bastante competitivo en el mercado nacional de El Salvador, por lo que se deben tomar en cuenta estos rangos para entrar a una licitación y tener una posibilidad de ganar un proyecto.

2. RECURSO SOLAR

2.1 El sol

El sol es una estrella de aproximadamente 5000 millones de años de edad, una esfera gigante de gases calientes, una inmensa fuente de energía inagotable irradiante. Está compuesto en un 98% de helio e hidrógeno.

Algunas características de El sol son:

- Su diámetro es 1.4 millones de kilómetros (mas de 109 veces el diámetro de la tierra).
- Su masa es de 333,000 veces la de la tierra.
- **Temperatura y capas del solar:**
la sección mas interna es el **núcleo** que tiene una temperatura superior a los 15 millones de grados y es donde ocurre la fusión de hidrógeno en helio, sobre el núcleo se encuentra una zona llamada **radiativa** y la temperatura desciende a los 10 millones de grados centígrados. La zona radiativa esta rodeada de una zona **convectiva** y esta a su vez rodeada por la fotosfera o superficie de 5000 grados centígrados. Por encima de la fotosfera están la cromosfera, la zona de transición y la **corona** y en conjunto se les llama **atmosfera solar**.
- La distancia Sol-Tierra es de 150 (149.675) millones de km.
- Cada segundo el sol transforma 600 millones de toneladas de hidrogeno en 596 millones de toneladas de helio debido a las altas temperaturas y presiones en su interior, las 4 toneladas restantes se transforman en energía, está energía escapa del sol en forma de luz y calor.
- La luz solar tarda 8 minutos aproximadamente en llegar a la tierra.

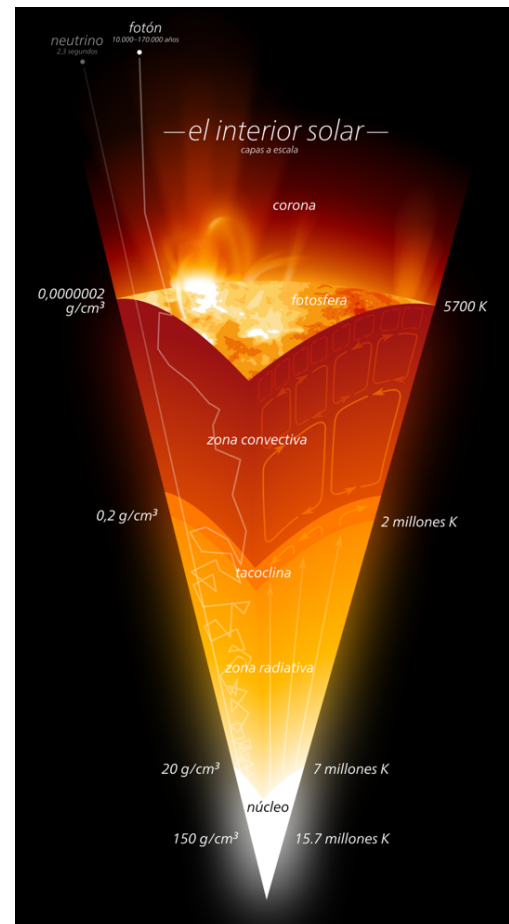


Figura 2.1: Interior Solar.

2.1.1 Radiación solar

El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión interrumpidas dentro de su núcleo, esta constituido por diferentes gases retenidos por las fuerzas gravitatorias. Los átomos de Hidrógeno, que es el elemento mas abundante en el sol, se combinan formando átomos de Helio.

La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E=m \cdot c^2$, donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m", de los átomos de Helio; "c" es la velocidad de la luz.

Su flujo radiante es de 3.8×10^{26} W equivalente a una densidad de 62.5 MW por cada m^2 de superficie solar. De toda ella solo una pequeña parte, 1.37 kW a 1 kW por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la tierra como consecuencia de la distancia que los separa.

La radiación que llega, varía de forma aleatoria debido a muy diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersa por agentes como la polución y la nubosidad. Casi un 40% de la radiación en la superficie lo hace no en forma de luz visible, sino como radiación infrarroja.

En el contexto de energías renovables, entendemos por energía solar, la luz solar que incide en la tierra en sus componentes visibles (conocidas generalmente como ondas de luz) e invisibles (radiación ultravioleta), y el resto que emite es radiación infrarroja que no es percibida por el ojo humano. La intensidad del flujo energético solar que incide en la tierra depende de la latitud del sitio: mientras más cerca del ecuador, la luz incide de forma más perpendicular en la tierra, es decir con una intensidad más alta. Por otro lado, la intensidad varía según la época del año, el momento del día y las condiciones atmosféricas.

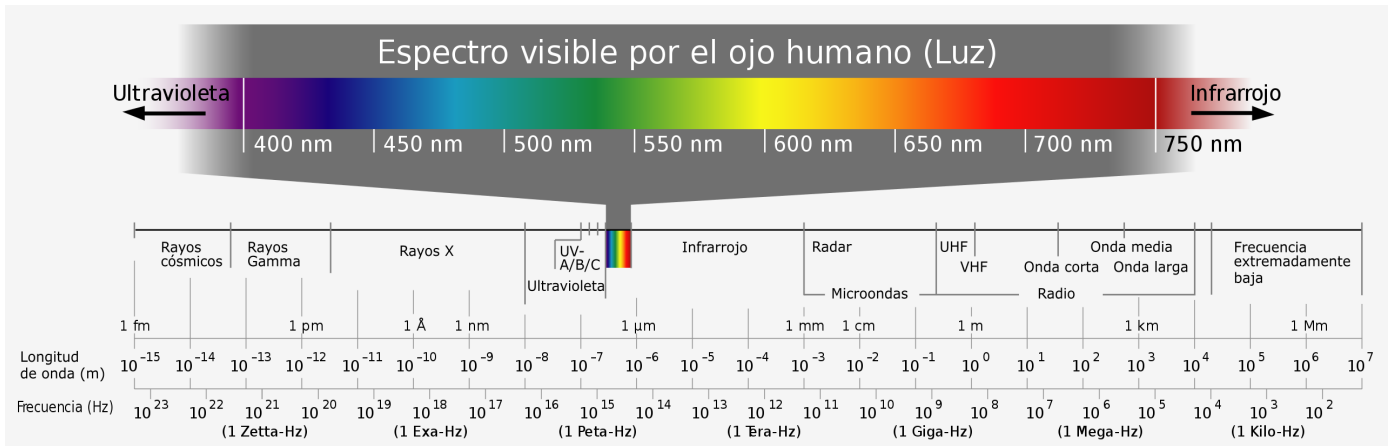


Figura 2.2: Espectro electromagnético. [19]

2.1.2 Tipos de radiación solar sobre una superficie

[20] La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad y otras previsible, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por el movimiento de la Tierra.

Para facilitar el estudio, la radiación solar se califica en tres componentes: directa, difusa, y reflejada o albedo.

- **Radiación directa:** la forman los rayos percibidos directamente del sol.
- **Radiación difusa:** procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, forman los rayos dispersos por la atmósfera en dirección al receptor (por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa).
- **Radiación reflejada o albedo:** reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, edificios, etc. Que rodean al receptor.
- **Radiación Global:** es la suma de todas las radiaciones descritas, que es la que nos interesa conocer y cuantificar.

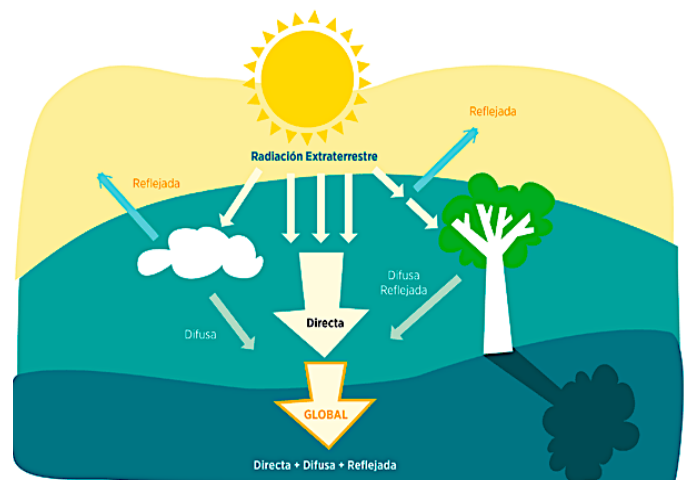


Figura 2.3: Tipos de radiación. [21]

2.1.3 Irradiancia e irradiación

[20] Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación. Se definen así:

- **Irradiancia:** potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- **Irradiación:** integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso).

Equivalencias entre W.h y sus múltiplos:

$$1 \text{ kW.h}/m^2 = 10^3 \text{ W.h}/m^2$$

$$1 \text{ MW.h}/m^2 = 10^6 \text{ W.h}/m^2$$

Equivalencias entre julio(J), el W.h y sus múltiplos:

$$1 \text{ W.h} = 3600 \text{ J}$$

$$1 \text{ kW.h} = 3600 \text{ kJ} = 3.6 \text{ MJ}$$

En un día brillante y soleado en cualquier parte del mundo (excepto en los polos) la irradiancia solar será aproximadamente de $1000 \text{ W}/m^2$ y estaremos en presencia de radiación directa. Cuando estamos en presencia de poca nubosidad o cielo despejado, la irradiancia puede estar en los valores de 400 hasta $800 \text{ W}/m^2$. Si el cielo se encuentra nublado, la irradiancia será principalmente difusa y puede estar entre los valores de 0 a $300 \text{ W}/m^2$, como se muestra en la Figura 2.4.

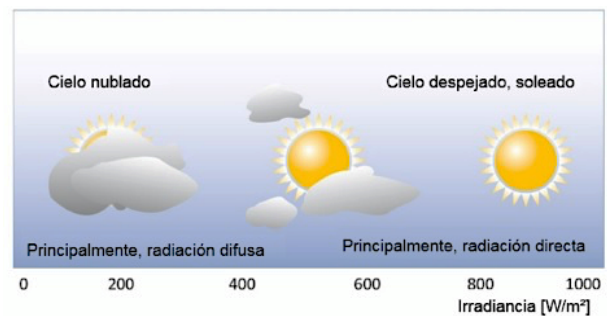


Figura 2.4: Variación de la irradiancia (W/m^2)

2.1.4 Efectos en la atmósfera por la radiación y el concepto de masa de aire (AM)

La radiación solar atraviesa la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre y se altera por el aire, la suciedad, el vapor de agua, aerosoles en suspensión, y otros elementos de la atmósfera. Estas alteraciones son de diferentes tipos según la óptica que se pone de manifiesto:

- Reflexión: nubes.
- Absorción: ozono, oxígeno, dióxido de carbono, vapor de agua. Sólo actúa sobre algunas longitudes de onda de la radiación.
- Difusión: polvo, aerosoles, gotas de agua.

Estos efectos varían dependiendo la cantidad de atmósfera que la radiación solar ha de atravesar. Para especificar esta distancia se utiliza el concepto de masa de aire (AM) que es el espesor de la atmósfera terrestre que recorre la radiación solar directa expresado como múltiplo del camino que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre.

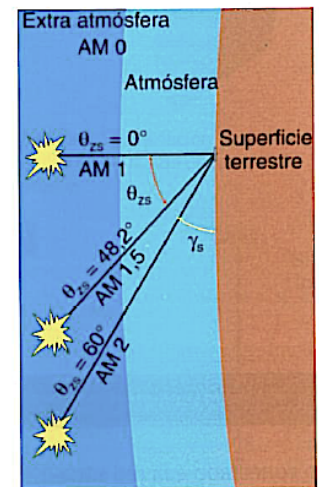


Figura 2.5: Masa de aire (AM) para diferentes ángulos cenitales. [20]

Cuando el sol está en su posición más alta, en un día sin nubes (Figura 2.5), la masa de aire (AM) atravesada es mínima y vale 1 a nivel del mar. Se indica como AM 1. El valor AM 0, se utiliza para especificar las condiciones sobre una superficie normal al sol fuera de la atmósfera terrestre.

2.2 El planeta tierra

La tierra un planeta situado en la ecosfera, un espacio que rodea al sol y que tiene las condiciones adecuadas para que exista la vida. Se formo hace unos 4600 millones de años, junto con todo el sistema solar. La tierra es el mayor de los 4 planetas rocosos del sistema solar, su tamaño hace que pueda retener una capa de gases, la atmósfera, que dispersa la luz solar y absorbe calor. De día, evita que la tierra se caliente demasiado y de noche, que se enfríe.

El 70% de la superficie terrestre está cubierta de agua. Los mares y océanos ayudan a regular la temperatura. El agua que se evapora forma nubes o nieve, formando ríos y lagos. En los polos, los cuales reciben poca energía solar, el agua se hiela y forma casquetes polares. El polo sur es más grande y concentra la mayor reserva de agua dulce. **Núcleo interno (núcleo sólido):** situado a 6378 Km, esta a una presión que es de metal solido. Según se cristaliza el hierro de las corrientes descendentes éste va creciendo.

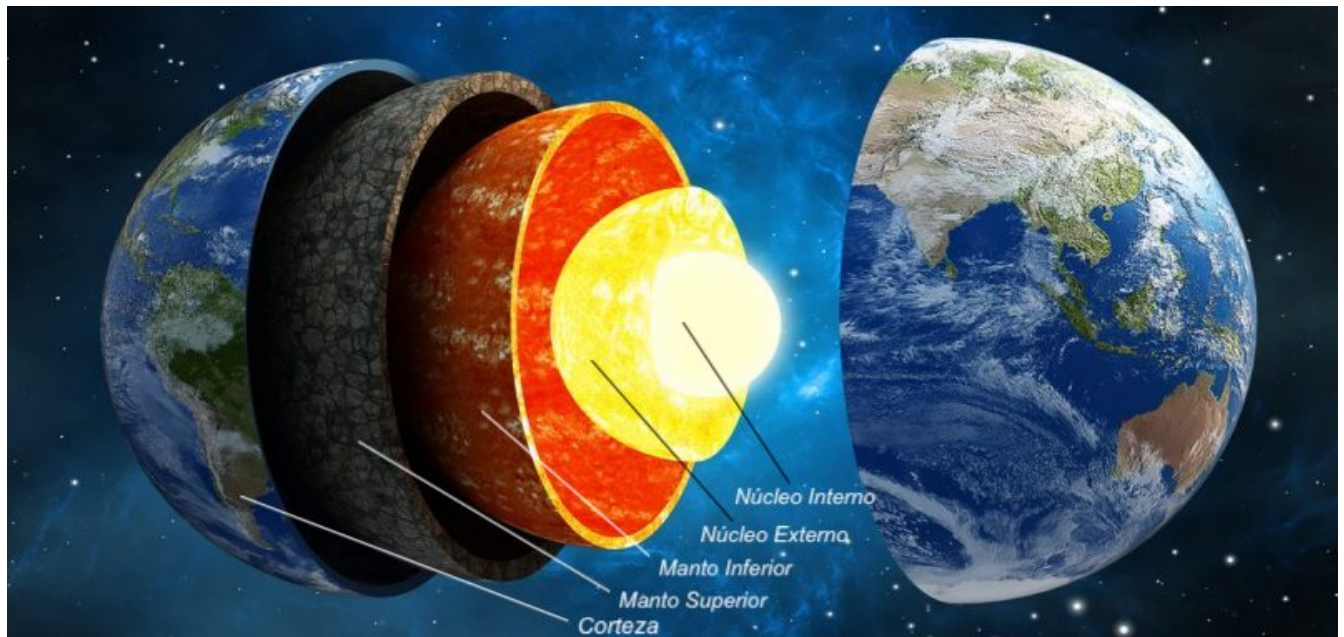


Figura 2.6: Capas de la composición del Planeta tierra.

Núcleo externo (núcleo fundido): situado a 5159 Km, es una mezcla de metales líquidos principalmente hierro y otros componentes.

Manto inferior (manto rocoso): situado a 2990 Km, el manto de la tierra es denso, en su mayoría esta formado por roca sólida. El calor que despiden el núcleo hace que en el manto se creen corrientes de roca sólida, la cual fluye.

Manto superior: se divide en dos partes, una parte situada a 170 Km el manto superior mas externo de hasta unos 100km es rígido junto con la corteza forma la Litosfera, las placas tectónicas. Una segunda parte situado a 660 Km el manto superior mas interno es la astenosfera, es solida caliente y suave. Fluye como lo hace un glaciar.

Corteza: la corteza es cambiante, las placas tectónicas flotan sobre las corrientes del manto superior chocando unas contra otras o separándose en las dorsales y las zonas de creación de nuevas cortezas. Esta compuesta principalmente de dos principales de rocas: la corteza continental es principalmente **granito** y la corteza oceánica es mayoritariamente **basalto**.

El protector líquido magnético.

Como el planeta mediante el movimiento de rotación, las corrientes ascendentes y descendentes en el núcleo externo fluyen como un espiral. El metal moviéndose en espiral genera el campo magnético terrestre. Que nos protege del viento solar.

2.2.1 Movimientos de la tierra

Existe 4 tipos de movimiento de la tierra principales, y un movimiento extra de irregularidad, los cuales se describen a continuación:

Rotación.

La rotación es el movimiento principal del planeta Tierra. Este movimiento es el que realiza el planeta sobre su propio eje, determinando así el día y la noche. La Tierra rota sobre un eje imaginario denominado eje terrestre el cual pasa a través de sus polos. tarda 23h, 56m, 4s, una vuelta por día.

Traslación.

El movimiento de traslación es el que realiza el planeta Tierra en relación al Sol girando alrededor de él. Determina las estaciones del año. Este movimiento dura 365 días con 6 horas, la duración de un año más 6 horas. Estas 6 horas restantes son las responsables de que cada 4 años tengamos un año bisiesto con 366 días, ya que estas 6 horas cada 4 años dan el resultado de 24 horas y así se agrega un día.

Precesión o de los equinoccios.

Debido a que la tierra es achatada, dura 25765 años. La precesión o movimiento de trompo es el que hace el planeta Tierra sobre su propio eje. El eje terrestre cuenta con una inclinación de 23,45 grados con respecto a un eje perfecto que se trazara en dirección al Sol. Esta inclinación hace que además de los dos movimientos ya anteriormente mencionados, la Tierra gire sobre sí misma en forma de trompo.

Nutación.

Por la atracción lunar; hace variar la oblicuidad de la eclíptica. Dura 18.6 años, Este movimiento también es debido a que nuestro planeta no es una esfera perfecta y la Luna ejerce una fuerza de atracción mayor sobre el ensanchamiento de la línea ecuatorial.

Bamboleo de Chandler.

Es un movimiento oscilatorio del eje de rotación de la Tierra. Su duración es de aproximadamente de 433 días y puede hacer que los polos de la tierra se desplacen hasta un máximo de 3 a 15 metros de la posición esperada en un momento en particular describiendo una circunferencia irregular.⁶ Algunas teorías apuntan a que puede ser provocado por cambios en la temperatura y la salinidad de los océanos, así como por los cambios en la circulación de los mismos a causa del viento. Otras dicen que por cambios en el clima.

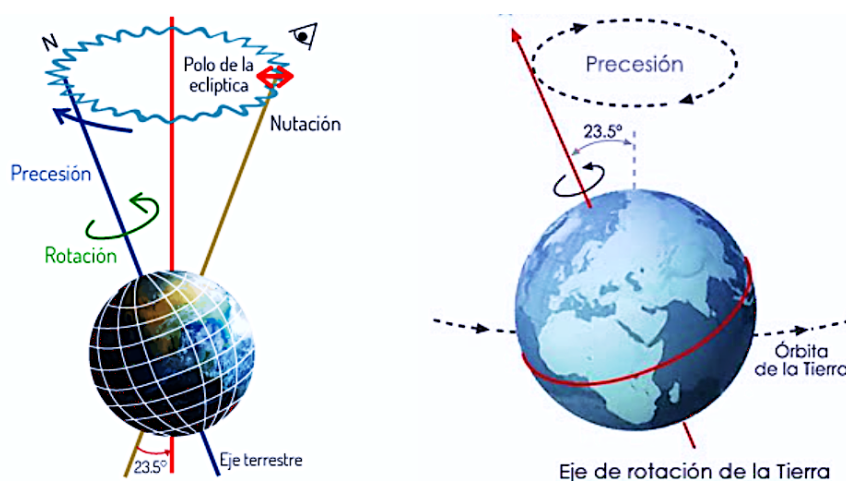


Figura 2.7: Representación grafica de los movimientos del planeta tierra.

⁶ La irregularidad en la oscilación del eje terrestre fue descubierta en 1891 por el astrónomo estadounidense Seth Carlo Chandler y aún hoy sigue siendo un enigma: aunque hay muchas teorías, nadie ha logrado determinar su causa.

2.2.2 Geografía de la tierra

- Diámetro ecuatorial: 12,756 Km
- Diámetro polar: 12,715 Km.
- Longitud de la circunferencia ecuatorial: 40,075 Km.
- Longitud de la circunferencia meridional: 40,008 Km.
- Distancia por cada grado de Latitud (L°): 111.13 Km.

Latitud y Longitud.

El sistema de coordenadas geográficas es un sistema de coordenadas que permite a cada ubicación en la tierra que se especificarán mediante dos ángulos, la longitud (L) y latitud (ϕ). El plano de referencia es el plano ecuatorial que es perpendicular al eje de rotación y calculando la intersección de la superficie de la tierra en el Ecuador. Círculos de intersección paralelo superficial de la tierra al Ecuador determinan la latitud.

La latitud se define como el ángulo entre el plano ecuatorial y una línea del centro de la tierra y un lugar (X) en la superficie de la tierra. Por definición, la latitud es positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur, varía de 0 a 90° .

Para la determinación de la longitud, se necesita un plano perpendicular a la línea del Ecuador como el eje de rotación. Este plano va a crear un círculo de intersección, o de dos semicírculos que van de un polo a otro llamado meridianos. Por definición, la longitud cero es el meridiano que pasa por Greenwich, Inglaterra.

La longitud de cualquier ubicación es determinada por el ángulo entre el meridiano cero y el meridiano que pasa por la ubicación, con valores positivos para las localizaciones al oeste de Greenwich y valores negativos para las localizaciones al este de Greenwich. A veces, se utiliza el sufijo del oeste/al este después del valor de la longitud. Estas definiciones se ilustran en las Figura 2.8 y Figura 2.9.

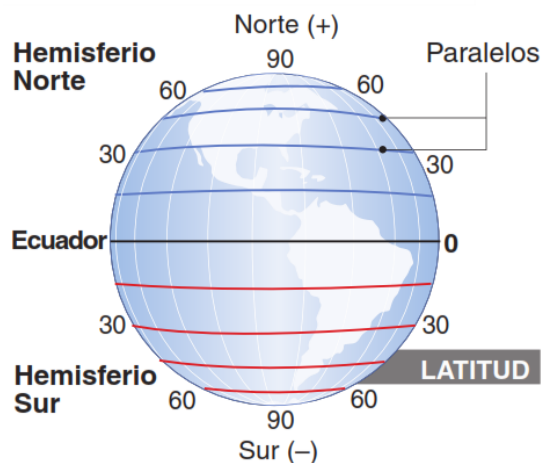


Figura 2.8: Representación de la Latitud en el globo terrestre.

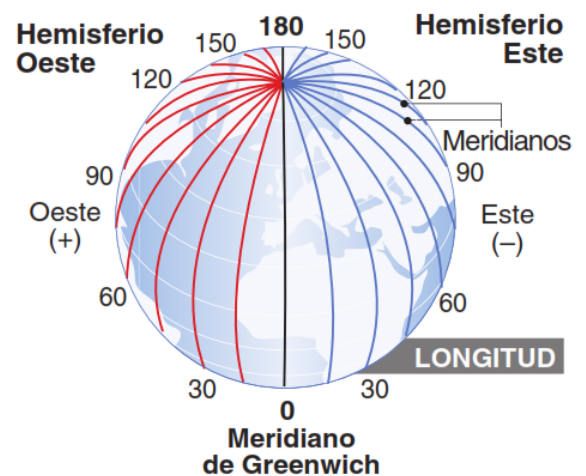


Figura 2.9: Representación de la Longitud en el globo terrestre.

Zonas horarias: un huso horario es cada una de las 24 áreas en las que se divide la tierra, por un meridiano y en las que se rige por convención el mismo horario. Cada área representa 15 grados en las que se considera la misma hora.

Línea internacional de cambio de fecha: corresponde al meridiano 180° , así cuando cruzamos la línea yendo al Este atrasamos 1 día, y si lo hacemos al Oeste avanzamos 1 día. Pasa por el estrecho de Bering, entre Alaska y Siberia.

Paralelos terrestres.

Los paralelos se definen por su distancia angular (latitud) respecto al ecuador, pero como esto por si solo es impreciso pues no se sabe si esa distancia está al norte o al sur del ecuador (paralelo 0°), se identifican además como paralelos Norte o paralelos Sur según se encuentren al norte o al sur del ecuador respectivamente. El primero es el paralelo de ecuador, éste es un círculo máximo imaginario perpendicular al eje de rotación de la Tierra.

En muchos mapas los paralelos se muestran usualmente en múltiplos de 5°. Sin embargo, también suelen indicarse por su especial significado cuatro paralelos concretos: trópicos de cáncer y capricornio, y círculos polar ártico y antártico.

Trópicos de cáncer y capricornio.

Indican los límites norte y sur mas extremos respecto del ecuador, donde los rayos solares pueden incidir verticalmente sobre la superficie terrestre, por lo que son los máximos valores de Latitud terrestre (L°) que alcanza el sol en su movimiento anual aparente.

- **Trópico de Cáncer:** 23.45° o 23°27' Norte
- **Trópico de Capricornio:** 23.45° o 23°27' Sur

Durante el solsticio de junio, día mas largo del año en el hemisferio norte, insolación máxima, aproximadamente 21-22 de junio, el sol visto desde la tierra, aparece ubicado directamente sobre el Trópico de Cáncer mientras que, en el solsticio de diciembre, día mas corto del año, insolación mínima, más o menos 22-23 de diciembre se ubica sobre el Trópico de Capricornio.

Círculos polar ártico y antártico.

Son los paralelos que se encuentra a 66° 33' al Norte y 66° 33' al Sur respecto al Ecuador, donde los rayos de sol llegan de forma oblicua haciendo que los días sin sol aumenten hacia los polos respectivos y luego disminuyen hasta el punto que en los polos se suceden seis meses de oscuridad con otros seis meses de luz diurna. Los círculos polares están a la misma distancia de los polos que los trópicos del ecuador:

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

Esfera celeste.

Una forma clásica de representación del cielo consiste en imaginar una esfera con la Tierra fija en su centro. Esta esfera es conocida como esfera celeste y cada uno de sus puntos representa una dirección del cielo vista desde la Tierra. Su intersección con el plano del ecuador terrestre define el ecuador celeste. Los puntos de intersección con el eje polar terrestre se llaman polos celestes.

Franja tropical.

La franja tropical tiene en su centro a la línea del ecuador con 40,075 Km de circunferencia y a los trópicos por márgenes hemisféricos a 23.45°, haciendo un ángulo total de 46.90° en total. La longitud de la franja intertropical así formada, abarca la total redondez de la Tierra en sus 360°.

En esta franja intertropical que incluye a la línea ecuatorial, el Sol pasa, en un año, 2 veces por el cenit, durante el mediodía, en tanto que en cada uno de los trópicos, el cenit coincide con el día del solsticio de verano.

Las zonas que quedan fuera de los trópicos, entre estos y los círculos polares se las suele denominar templadas o subtropicales y en ellas el Sol solo alcanza el cenit en la línea del trópico respectivo el día del solsticio de verano, en tanto que en las zonas templadas, nunca el Sol alcanza el cenit.

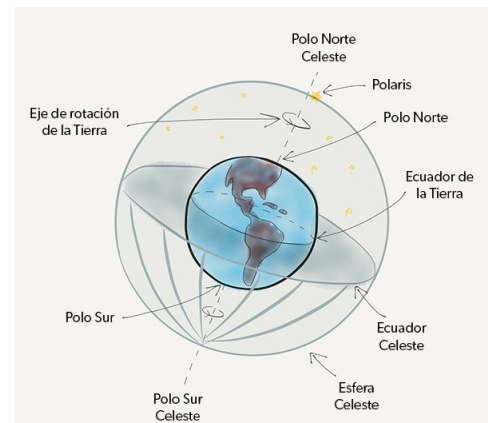
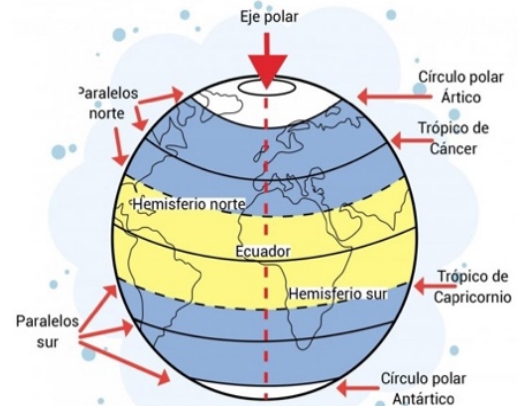


Figura 2.10: Representación de los planos terrestres y Esfera Celeste

2.3 Ángulos básicos de la geometría solar

2.3.1 Declinación solar y la eclíptica

La Eclíptica

[22] Al camino aparente del movimiento del Sol sobre la esfera celeste según se ve desde la Tierra, se llama Eclíptica. El plano eclíptico está inclinado 23.45° respecto del plano del ecuador celeste, ya que el eje de rotación de la Tierra, está inclinado 23.45° respecto de su órbita alrededor del Sol. El plano de la Eclíptica intersecta el plano ecuatorial celeste a lo largo de la línea entre los equinoccios.

La inclinación del eje de la Tierra con respecto a la eclíptica es responsable de las estaciones de la Tierra.

Plano Eclíptico.

Si se observa la trayectoria del sol, desde un sistema de referencia de la Tierra, parece que se mueve alrededor de la Tierra en una trayectoria que se inclina con respecto al eje de rotación 23.45° . A este camino se le llama la eclíptica. Nos dice que el eje de rotación de la Tierra, está inclinado respecto al plano de la órbita solar de la Tierra 23.45° .

Las observaciones, nos muestran que los demás planetas, con la excepción de Plutón, también orbitan alrededor del Sol en el mismo plano esencialmente. El plano de la eclíptica, contiene pues, la mayor parte de los objetos que orbitan el Sol. Esto sugiere que el proceso de formación del sistema solar proviene de un disco de material con el que formó el Sol y los planetas. La inclinación de 23.45° del eje de rotación de la Tierra proporciona las variaciones estacionales debido a la cantidad de luz solar recibida en la superficie.

Declinación solar

El ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con el de la posición del sol en el plano de la eclíptica, está cambiando permanentemente entre $+23.45^\circ$ y -23.45° . Este ángulo se conoce como **declinación solar** (δ), y en un día puede variar un máximo de 0.5° .

Equinoccios y Solsticios.

Los puntos donde la eclíptica cruza el plano ecuatorial de la esfera celeste se llaman **equinoccios**. En esas fechas hay 12 horas de luz y 12 horas de oscuridad.

La declinación solar se anula en los equinoccios de Primavera (22/23 de septiembre) y de Otoño (20/21 de marzo). En estos días

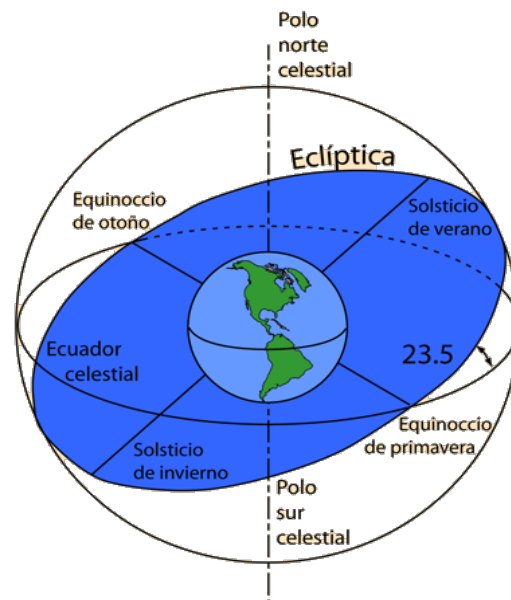


Figura 2.11: Plano eclíptico.

Distancia Tierra-Sol en una órbita elíptica.

“La traslación de la Tierra es el movimiento de este planeta alrededor del Sol, que es la estrella central del sistema solar. La Tierra describe a su alrededor como una órbita elíptica. Si se toma como referencia la específica posición de una estrella, la Tierra realiza una vuelta completa en un año sidéreo, cuya duración es de 365 días, 6 horas, 9 minutos y 9,7633 segundos. El año sidéreo es de poca importancia práctica. Para las actividades terrestres es más importante la medición del tiempo según las estaciones.

Traslación de la Tierra.

La órbita tiene un perímetro de 940 millones de kilómetros, con una distancia promedio al Sol de 149 597 870 km, distancia que se conoce como unidad astronómica (U. A.). De esto se deduce que la Tierra se desplaza en el espacio exterior a una velocidad media de 107 227 km/h,1 o 29.8 km/s, en el plano de la eclíptica. (Por ser la órbita elíptica y no circular, la velocidad no es constante, oscila entre 30.3 km/s de velocidad máxima en el perihelio y 29.3 km/s de velocidad mínima en el afelio)”. [23]

el sol se encuentra en el ecuador, y la duración del día es igual a la de la noche en toda la Tierra, además, las posiciones de salida y de puesta del Sol coinciden con el Este y con el Oeste, respectivamente, como se observa en la Figura 2.12.

A la excursión más septentrional del Sol se llama solsticio de verano y tendrá la mayor cantidad de luz solar. Frente a ella, el solsticio de invierno es el período más breve de luz solar.

En el solsticio de verano (21/22 de junio) la declinación es de $+23.45^\circ$ y el Sol se encuentra en el Trópico de Cáncer lo que en el hemisferio Norte se traduce en el día más largo y la noche más corta.

En el solsticio de invierno (21/22 de Diciembre) la declinación es de -23.45° y el Sol se encuentra en el trópico de capricornio lo que se traduce en el hemisferio Norte en el día más corto y la noche más larga del año. En el hemisferio Sur ocurriría lo contrario.

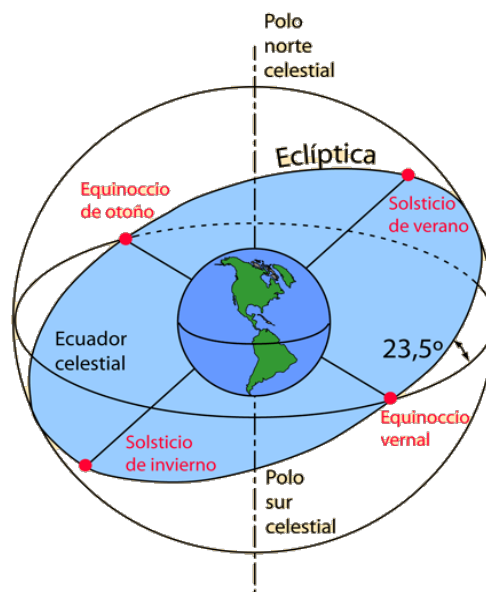


Figura 2.12: Declinación nula cuando el sol se encuentra en el Ecuador.

Distancia Tierra-Sol

La tierra describe un movimiento de translación alrededor del sol, en sentido contrario a las agujas del reloj, si este se observa desde el hemisferio norte, notamos una órbita ligeramente elíptica con el sol situado en uno de los focos de la elipse y no el centro de la misma. Esto provoca que la distancia tierra sol no sea constante. Como se observa en la Figura 2.13.

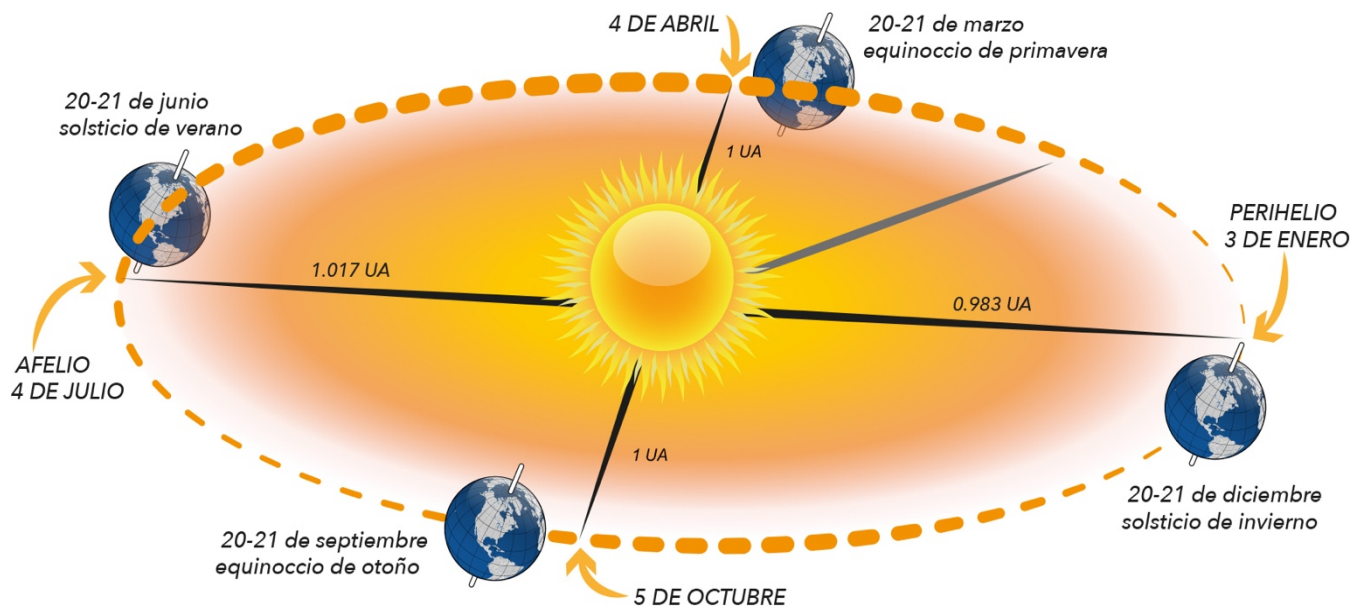


Figura 2.13: Distancia entre la tierra y el sol en la trayectoria natural de la tierra en un año.

La distancia media entre el sol y la tierra es de 149,597,870 km (149.597 millones de km) a esto se le utiliza para definir la unidad de denominada **unidad astronómica (UA)**, el cual es un máximo en el Afelio (1.017 UA) y mínimo en el perihelio (0.983 UA) cuando la tierra esta en invierno. La tierra se mueve mas rápidamente en el perihelio que en el Afelio, esto de acuerdo a la ley del Movimiento planetario por Kepler.

Posiciones del sol a lo largo del año.

Si observamos el cielo desde la tierra, da la impresión de que los objetos celestes se mueven alrededor de la tierra, esto dio pie a la teoría geocéntrica en la antigüedad, en la que se pensaba que la Tierra era el centro del Universo y todo lo demás giraba a su alrededor, evidentemente esto ya no es cierto, tan solo es un efecto provocado el movimiento de rotación de la Tierra.

Además, cuando miramos el Sol, vemos que no se mueve igual durante todo el año, sino que, dependiendo de la época, el Sol amanece y se pone en puntos distintos, y alcanza más o menos altura en el horizonte. Esto se debe principalmente a la inclinación del eje de rotación terrestre.

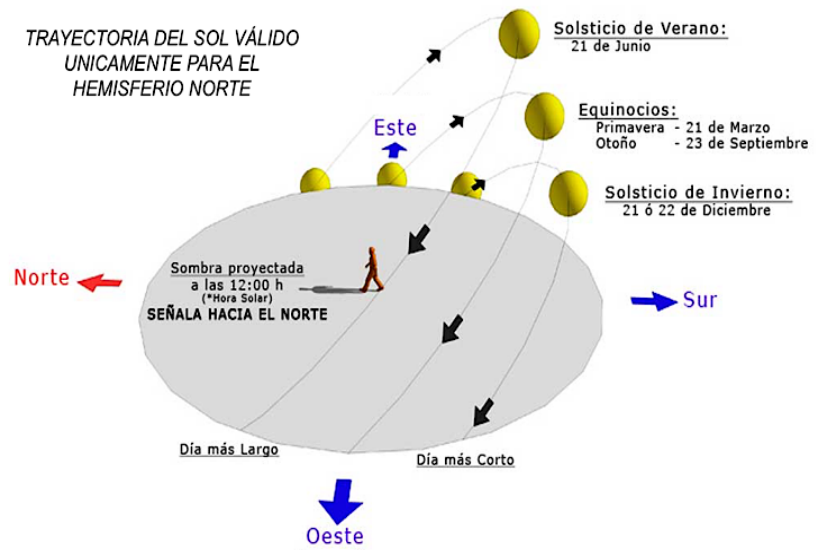


Figura 2.14: Posiciones del sol a lo largo de un año.

El movimiento aparente del Sol también es dependiente de la latitud a la que nos encontremos, es decir, el Sol no sigue el mismo camino por la bóveda celeste en el polo norte que en el ecuador, según nos vamos alejando del ecuador la duración de las noches y los días va variando de manera creciente hasta que llegamos a los polos en los que existen seis meses de luz y seis meses de noche.

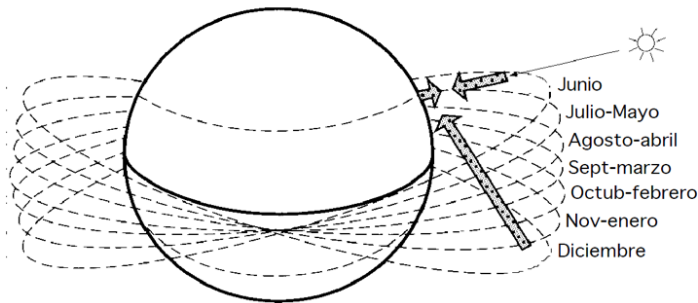


Figura 2.15: Trayectoria solar a lo largo de un año- efecto en la declinación solar

Trayectoria solar a lo largo de un año.

Se observa en la Figura 2.15, el recorrido del sol sobre el plano de la eclíptica, y la variación la declinación solar para diferentes meses de un año cual sea.

Variación del ángulo de declinación solar en un año.

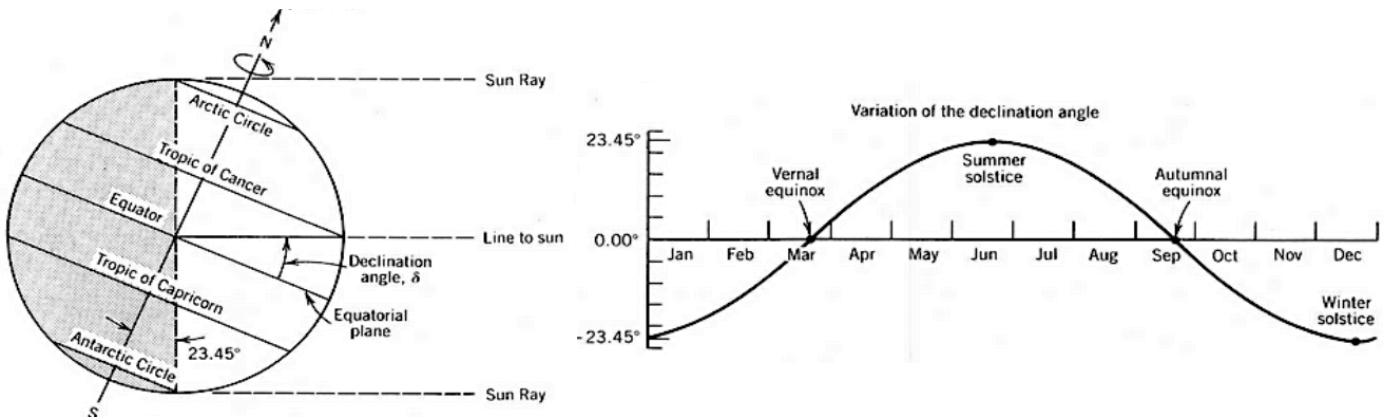


Figura 2.16: Variación de la declinación solar a lo largo de un año.

2.3.2 Definición de coordenadas solares respecto a superficies horizontales

Para definir la posición del sol en cada instante se utilizan las coordenadas polares, en este sistema el origen está situado en la posición del receptor, la tierra concretamente. Una proyección de la trayectoria que sigue el sol en un día cualquiera en la estación de primavera, y con un observador situado en el hemisferio norte, ayudara a referenciar las coordenadas. El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición del ZENIT o CENIT del lugar o cenit local. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el NADIR.

Las direcciones principales sobre el plano horizontal son: la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste

En la Figura 2.17, se involucran las variables de latitud, declinación solar, elevación solar, ángulo cenital, acimut, y ángulo horario para el calculo de la posición del sol.

Latitud (ϕ): (definido anteriormente) el ángulo entre el plano ecuatorial y una línea del centro de la tierra y un lugar (X) en la superficie de la tierra. Es positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur y varia de 0 a 90° .

Declinación solar (δ): (definido anteriormente) es el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con el de la posición del sol en el plano de la eclíptica, está cambiando permanentemente entre $+23.45^\circ$ y -23.45° .

Elevación solar (α): Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Es complementario de la distancia cenital.

Ángulo acimutal (γ): Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo 0° a 180° hacia el Oeste y negativo hacia el Este 0° a -180° .

Ángulo horario (ω): es el valor en grados del arco descrito por el Sol desde el orto hasta su culminación, se denomina también ángulo horario y se mide desde el mediodía, es positivo en la tarde y negativo por la mañana; al mediodía es 0° .

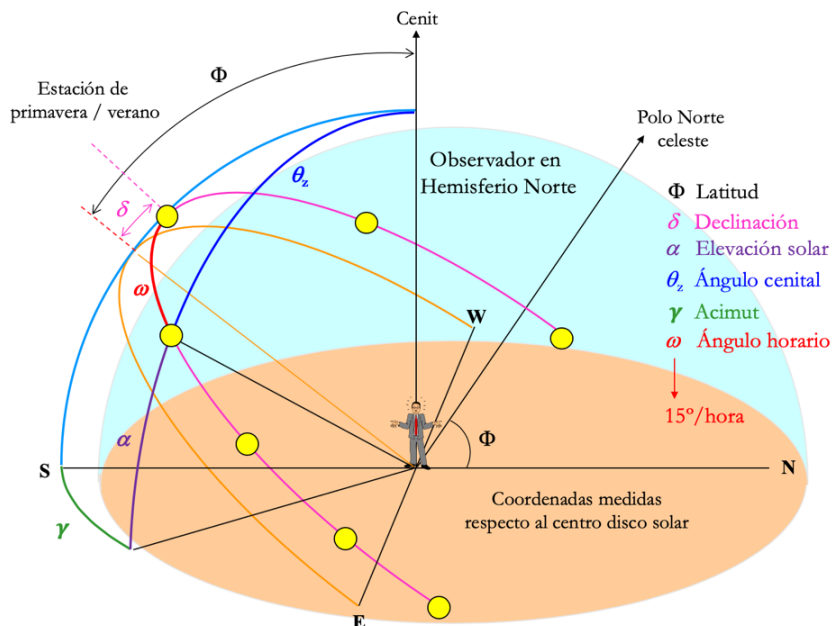


Figura 2.17: Posición del sol respecto a superficies horizontales.

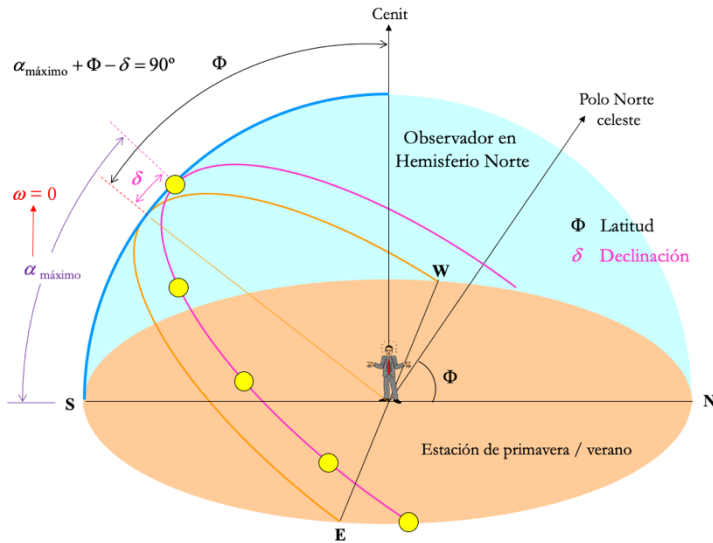


Figura 2.18: Ángulo de elevación máximo solar.

Ángulo horario a la salida del sol.

Como se dijo anteriormente el ángulo horario (ω) es el valor en grados del arco descrito por el Sol desde el orto hasta su culminación, al mediodía es 0° . La elevación solar a la salida del sol es 0° , se muestra en la Figura 1.24.

Ángulo máximo de elevación solar.

La máxima elevación del sol (usado indistintamente como ángulo de altitud), es la altura angular del sol en el cielo medido desde la horizontal. La elevación máxima es 90° cuando el sol esta directamente encima, se produce al medio día solar y depende del ángulo de la latitud y la declinación, como se muestra en la Figura 2.18.

Calculo de máxima elevación solar:

$$\alpha_{m\acute{a}ximo} + \phi - \delta = 90^\circ$$

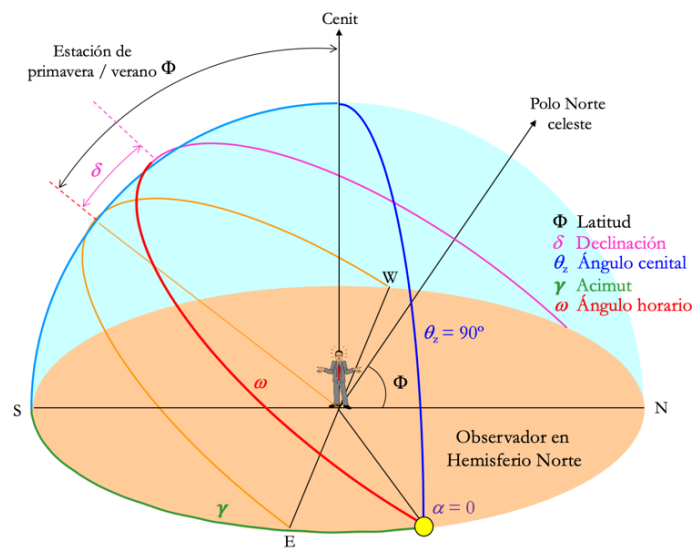


Figura 2.19: Ángulo horario y elevación solar a la salida del sol.

2.3.3 Cálculo de la declinación solar

La declinación solar puede ser calculadas por varios métodos, se citan 3 formas de calculo de la declinación solar, las cuales son:

- 1- En función del ángulo diario propuesto por Spencer (1971).
- 2- En función del día del año propuesto por Perrin de Brichambaut (1975)
- 3- En función del día del año propuesto por Cooper (1969).

- 1- En función del ángulo diario propuesto por Spencer.

La expresión matemática propuesta por Spencer es la mas importante y la mas ampliamente utilizada en la literatura solar debido al grado de precisión con respecto a los otros autores. El calculo se realiza con la formula:

$$\delta^\circ = 0.006918 - 0.399912 \cdot \cos(\Gamma) + 0.070257 \cdot \sin(\Gamma) - 0.006758 \cdot \cos(2\Gamma) + 0.000907 \cdot \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cdot \cos(3\Gamma) + 0.00148 \cdot \sin(3\Gamma) \cdot \frac{180^\circ}{\pi}$$

Ecu. 2.1

Donde:

$$\Gamma = 2\pi \frac{(dn-1)}{365}, \quad \text{Ángulo diario, expresado en radianes.}$$

dn : Día del año (1...365, tomando 1 para el primer día de enero)

la Ecuación (2.1), considera que la velocidad angular de la tierra sobre la elíptica es variable y se ajusta a la ley de Kepler, según la cual, los planetas barren áreas iguales en tiempos iguales.

2- En función del día del año propuesto por Perrin de Brichambaut.

$$\delta^\circ = \sin^{-1}\left(0.4 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (dn - 82)\right)\right) \quad \text{Ecu. 2.2}$$

3- En función del día del año propuesto por Cooper.

La Expresión de Cooper es la aproximación mas sencilla para el calculo de la declinación y se calcula así:

$$\delta^\circ = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \left(\frac{284+dn}{365}\right)\right) \quad \text{Ecu. 2.3}$$

⁷La ecuación (2.2) y (2.3) anteriores son de hecho bastante precisas, y en muchas aplicaciones de ingeniería, puede considerarse que la tierra gira alrededor del sol con velocidad angular constante, pueden ocuparse dichas aproximaciones. Sin embargo, cuando se requiere una gran precisión como, por ejemplo, para el uso en ordenadores es preferible aplicar la ecuación (2.1). La ecuación descrita por Spencer (1971) estima con un error máximo de 0.0006 rad (<3'), si se omiten los últimos dos términos el error es de 0.0035 rad (12').

2.3.4 Determinación de los ángulos solares

la posición del sol se define mediante los parámetros antes vistos, los cuales son: latitud y meridiano del lugar, ángulo cenital, la elevación solar (o altura solar), ángulo de azimut, y el horizonte que es el lugar geométrico de los puntos con altura cero.

Determinada la latitud (ϕ), la declinación solar (δ) y el ángulo horario (ω), puede determinarse: **la elevación solar (α) y el ángulo de azimut (γ)**.

- Cálculo de la elevación solar (α):

$$\sin \alpha = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta \quad \text{Ecu. 2.4}$$

- Ángulo azimut

$$\sin \gamma = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\sin \alpha} \quad \text{Ecu. 2.5}$$

$$\text{; o también } \cos \gamma = \frac{\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi} \quad \text{Ecu. 2.6}$$

Si el azimut es cero, se da el verdadero medio día solar y la elevación del sol es la máxima.

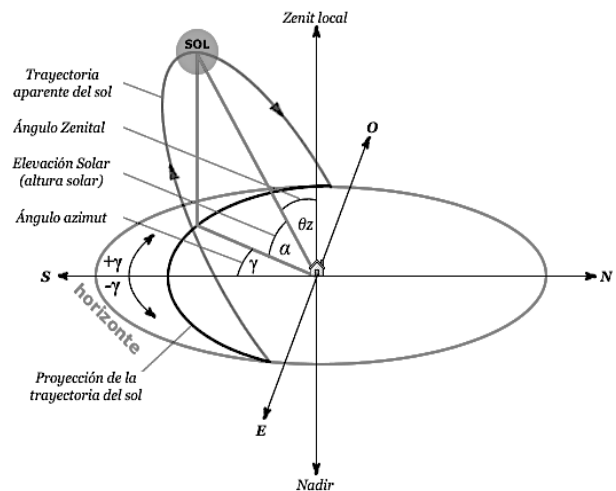


Figura 2.20: Geometría de ángulos solares.

⁷ Nota: Si no se desea hacer el cálculo matemático de forma manual, al final de este documento se anexa la tabla 1 y 2 que corresponde al valor de la declinación solar, según el día del año deseado en base a la fórmula de Spencer y en base a la fórmula de Cooper, respectivamente.

- **Calculo del ángulo horario (ω)**

El amanecer y el atardecer en hora ángulos (ω), para la superficie horizontal, se dan por ajustar el ángulo de elevación solar (α) de la ecuación (2.4) igual a cero.

Haciendo ($\sin \alpha=0$), se tiene:

$$\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega = -\sin \phi \cdot \sin \delta \quad \text{Ecu. 2.7}$$

Seguidamente:

$$\cos \omega = -\tan \phi \cdot \tan \delta \quad \text{Ecu. 2.8}$$

Un signo positivo de (ω) corresponde a la puesta de sol y un signo negativo a la salida del sol.

En el caso donde $(-\tan\phi \cdot \tan\delta) < -1$, el sol nunca se pone en ese día (verano polar), y cuando $(-\tan\phi \cdot \tan\delta) > 1$, entonces el sol nunca se levanta en ese día (invierno polar), también en el caso cuando $(-\tan\phi \cdot \tan\delta) = \pm 1$, entonces el sol esta en el horizonte solamente un instante.

- **Duración del día (2ω)**

La duración del día se determina por la declinación δ y la latitud Φ , a partir de la Ecuación (2.8), el cual es el valor del arco descrito por el sol desde el orto hasta su culminación. El ángulo completo es el doble de " ω ", por lo tanto, la duración del día en grados es 2ω .

$$\text{Duración del día (horas)} = \frac{2\omega}{15} \quad \text{Ecu. 2.9}$$

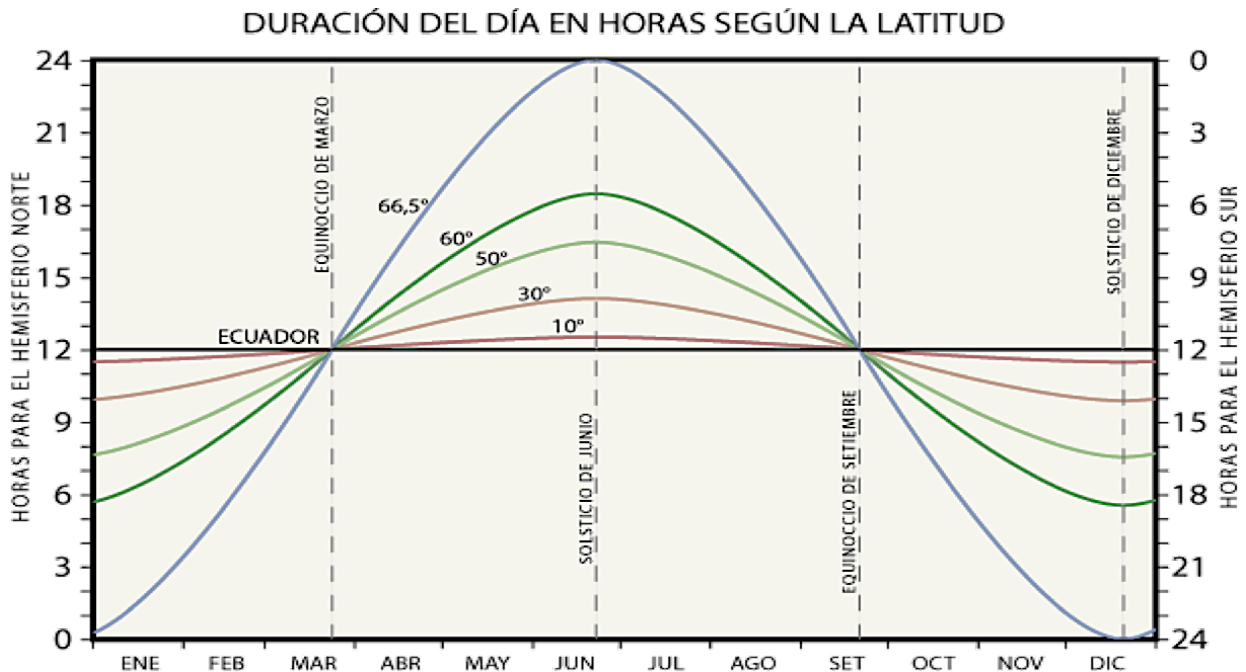


Figura 2.21: Duración del día según la latitud. [24]

Duración del día en El Salvador.

Las diferentes estaciones meteorológicas de El Salvador, nos brindan la información de los promedios de duración del día para los diferentes meses del año, aproximadamente todas las estaciones muestran casi el mismo patrón medido. Tabla y gráfico (Figura 2.22) de la duración del día se presenta a continuación:

Estación Meteorológica	Latitud	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
Acajutla	13.57	11.30	11.56	11.92	12.31	12.63	12.79	12.71	12.44	12.06	11.68	11.36	11.21	12.00
Santa Cruz Portillo	13.44	11.30	11.57	11.92	12.31	12.62	12.78	12.71	12.43	12.06	11.68	11.37	11.22	12.00
Beneficio La Carrera	13.33	11.31	11.57	11.92	12.30	12.62	12.77	12.70	12.43	12.06	11.68	11.37	11.23	12.00
San Miguel	13.44	11.30	11.57	11.92	12.31	12.62	12.78	12.71	12.43	12.06	11.68	11.37	11.22	12.00
La Unión	13.44	11.31	11.57	11.92	12.30	12.62	12.77	12.70	12.43	12.06	11.68	11.37	11.23	12.00
Sesori	13.71	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.80	12.72	12.44	12.07	11.68	11.35	11.20	12.00
Cerrón Grande	13.94	11.28	11.55	11.92	12.32	12.65	12.81	12.73	12.45	12.07	11.67	11.34	11.19	12.00
San Francisco Gotera	13.70	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.79	12.72	12.44	12.07	11.68	11.36	11.20	12.00
Nueva Concepción	14.12	11.27	11.54	11.92	12.32	12.66	12.82	12.74	12.46	12.07	11.67	11.33	11.18	12.00
San Andrés	13.81	11.28	11.55	11.92	12.32	12.64	12.80	12.73	12.45	12.07	11.67	11.35	11.20	12.00
Apasteque	13.70	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.79	12.72	12.44	12.07	11.68	11.36	11.20	12.00
Estación Matriz	13.69	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.79	12.72	12.44	12.07	11.68	11.36	11.20	12.00
Observatorio	13.70	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.79	12.72	12.44	12.07	11.68	11.36	11.20	12.00
Ahuachapán	13.94	11.28	11.55	11.92	12.32	12.65	12.81	12.73	12.45	12.07	11.67	11.34	11.19	12.00
Santiago de María	13.48	11.30	11.57	11.92	12.31	12.63	12.78	12.71	12.43	12.06	11.68	11.37	11.22	12.00
Santa Tecla	13.69	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.79	12.72	12.44	12.07	11.68	11.36	11.20	12.00
Cerro Cacahuatique	13.76	11.29	11.56	11.92	12.31	12.64	12.80	12.72	12.44	12.07	11.67	11.35	11.20	12.00
Finca los Andes	13.88	11.28	11.55	11.92	12.32	12.64	12.81	12.73	12.45	12.07	11.67	11.35	11.19	12.00
Los Planes de Montecristo	14.40	11.25	11.53	11.92	12.33	12.67	12.84	12.76	12.47	12.07	11.66	11.32	11.16	12.00
La Galera	14.04	11.27	11.55	11.92	12.32	12.65	12.82	12.74	12.45	12.07	11.67	11.34	11.18	12.00
Las Pilas	14.36	11.25	11.54	11.92	12.33	12.67	12.84	12.76	12.46	12.07	11.66	11.32	11.16	12.00
Cerro Verde	13.86	11.28	11.55	11.92	12.32	12.64	12.80	12.73	12.45	12.07	11.67	11.35	11.20	12.00
Montufar	13.66	11.29	11.56	11.92	12.31	12.63	12.79	12.72	12.44	12.06	11.68	11.36	11.21	12.00

Medición de la duración del Día en El Salvador(Estaciones Meteorológicas)

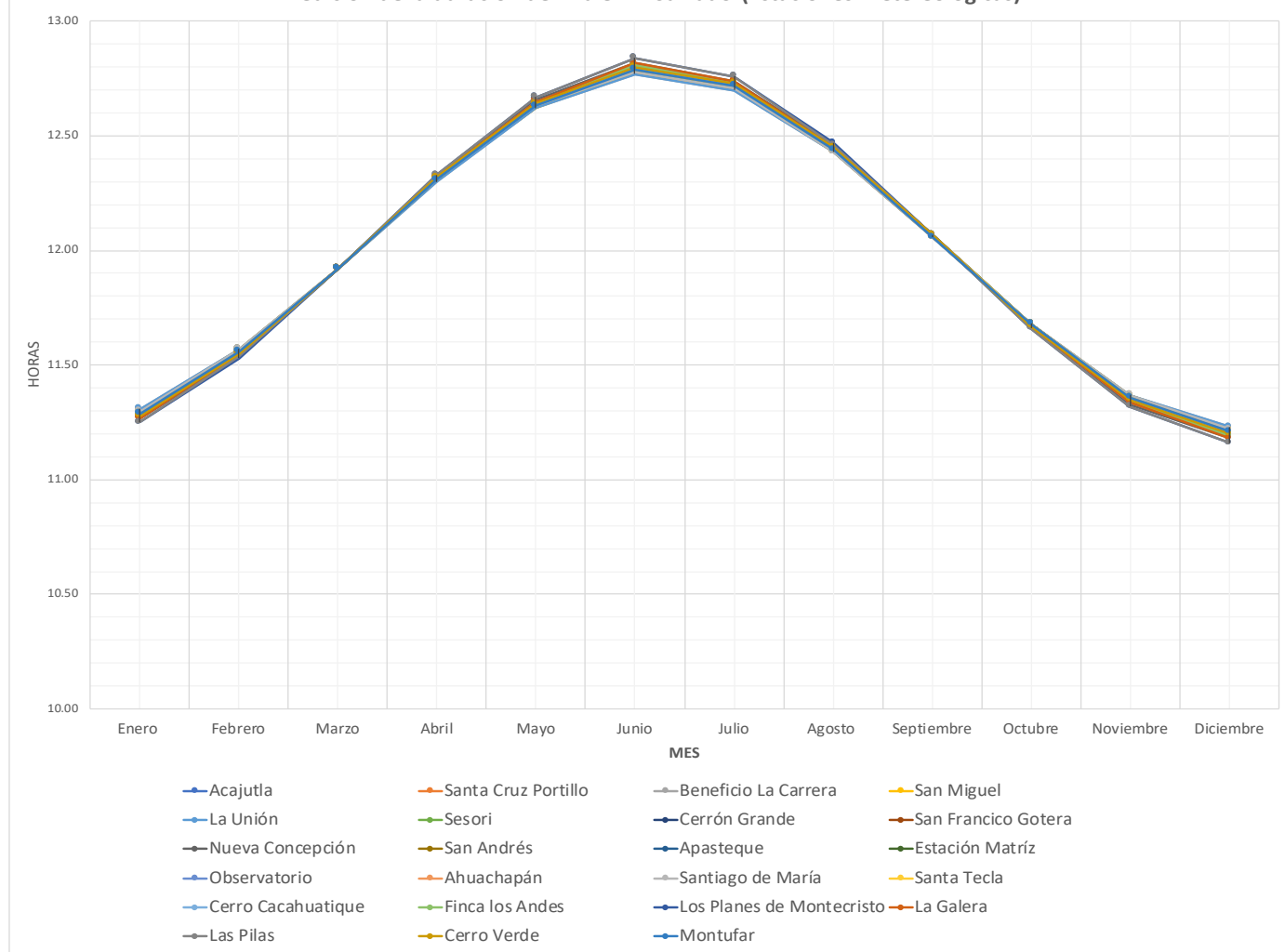


Figura 2.22: Duración del día en El Salvador.

2.4 Hora solar y hora local

2.4.1 Ecuación del tiempo (Et) por Spencer

El tiempo solar verdadero o también llamado: tiempo solar aparente (LAT), esta basado en la rotación de la Tierra sobre su eje polar y el movimiento de traslación alrededor del Sol. Un día solar es el intervalo de tiempo (no necesariamente 24h) en el que el Sol completa un ciclo alrededor de un observador estacionario en la Tierra.

La Tierra gira alrededor del Sol verificándose la ley de las áreas, lo que implica que la velocidad de la Tierra varía a lo largo del año, por lo tanto, el día solar no es uniforme, siendo imposible adoptarlo como unidad de tiempo.

El tiempo solar medio o también llamado: tiempo local medio (LMT), es el tiempo civil u hora estándar que manejamos cotidianamente, el cual esta basado en tomar como referencia una esfera terrestre ficticia que posee movimiento de rotación uniforme alrededor del sol, de tal manera que describe una vuelta completa exactamente en el mismo tiempo que emplea la tierra en describir un giro alrededor del solar.

Todo ello, implica que exista una diferencia entre el tiempo local medio (LMT) con el tiempo solar aparente (LAT). A esta diferencia es a lo que se denomina **ecuación del tiempo**, la cual varía de un lugar a otro a lo largo del año.

Para la determinación de la ecuación del tiempo las literaturas ofrecen una gran cantidad de referencias, partiendo del uso de graficas (Whillier, 1965) y formulas sencillas (Spencer, 1971; Lamm, 1981), hasta la aplicación de algoritmos complejos (Michalsky, 1988; Blanco-Muriel et al., 2001).

Spencer (1971) propone la siguiente fórmula para calcular la ecuación del tiempo (en minutos):

$$Et = (0.000075 + 0.001868 * \cos(\Gamma) - 0.032077 * \sin(\Gamma) - 0.014615 * \cos(2\Gamma) - 0.04089 \sin(2\Gamma)) * (229.18) \quad \text{Ecu. 2.10}$$

El factor (229.18) es se usa para convertir los radianes en minutos, dado que Et esta dado en radianes.

Y se sabe que:

$$\Gamma = 2\pi \frac{(dn-1)}{365}, \quad \text{Ángulo diario, expresado en radianes.}$$

La ecuación (2.4), tiene un error máximo de 0.0025 radianes que son más o menos 35 segundos.

La ecuación (2.4), dado en minutos, además puede aproximarse a la siguiente ecuación:

$$Et = 9.93. \sin(198^\circ + 1.97N) + 7.37. \sin(175^\circ + 0.986N) \quad \text{Ecu. 2.11}$$

Donde N: Día del año (1...365, tomando 1 para el primer día de enero)

La Et, la empleamos para calcular la pequeña diferencia entre el tiempo civil y el tiempo solar en Greenwich, varía hasta un máximo de 16 minutos. La siguiente gráfica de Et de la Figura 2.23, nos muestra la variación del tiempo solar con respecto al tiempo medio lo largo del año 2018 para El Salvador.

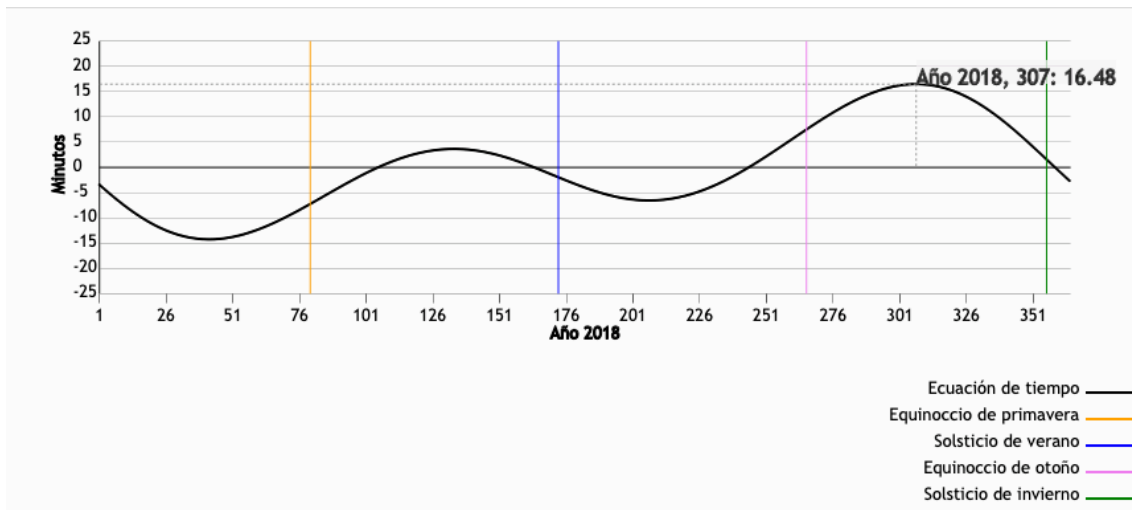


Figura 2.23: Et para el año 2018. [25]

¿Que significa realmente la gráfica de Et?

La gráfica (Figura 2.23) anteriormente presentada, nos muestra que tomando como ejemplo el día 307, el tiempo solar se encuentra 16.48 minutos adelantado con respecto al tiempo civil u horario oficial, y esto debido por lo que se ha descrito anteriormente, donde el movimiento de la tierra en la trayectoria alrededor del sol no es constante, estas variaciones de velocidad de la tierra en su recorrido hacen que el tiempo solar difiera del tiempo civil. No obstante, el tiempo solar no solo se adelanta si no que también puede atrasarse, y se puede observar en el día 1 de enero donde ya se encuentra un retraso de -3.44 minutos con respecto al tiempo civil.⁸

2.4.2 Tiempo medio local (LMT) y tiempo solar aparente (LAT)

Si bien, se mencionó anteriormente que una razón de la diferencia de tiempos (Et) entre la hora solar y la hora local, son los cambios en la velocidad angular de rotación y orbital de la tierra. Una segunda es la diferencia de longitud entre la localización (L_{loc}) y el meridiano que es el tiempo estándar basado (L_{st}). Esta corrección tiene una magnitud de 4 minutos por cada grado de diferencia en longitud. En muchos países, los relojes son avanzados una hora más allá del tiempo estándar en verano; tal vez se llama El Tiempo de Ahorro de la Luz (C). Así, la hora solar puede ser escrita como:

$$LAT = LMT + Et + 4(L_{st} - L_{loc}) - C \quad \text{Ecu. 2.12}$$

Donde:

- Et: ecuación del tiempo en minutos.
- L_{st} : el meridiano estándar para la zona horaria local, la longitud de la zona de tiempo seleccionada en grados, huso horario, hacia el Este positivo.
- L_{loc} : es la longitud en grados del lugar, hacia el Este positivo.
- C: corrección por horario de verano, 1 hora en los países que aplica.

Husos horarios-Mapa mundial de zonas de horarias locales

Las Zonas de tiempo estándar puede ser definido por geométricamente subdividiendo la superficie de la tierra en 24 zonas, bordeado por meridianos cada 15° de la longitud de ancho. Por ejemplo, para el salvador estamos en una zona horaria de -6 mientras que panamá esta en -5.

⁸ Si no se desea hacer el calculo de forma manual para calcular el valor de (Et), al final de este documento se anexa la tabla 3, que corresponde al valor de la Ecuación del tiempo anual, según el día del año deseado, dados en minutos y segundos en base a la ecuación de Spencer.



Figura 2.24: Husos horarios internacionales [26]

2.5 Ángulo de incidencia solar

El ángulo de incidencia solar (θ) de la radiación solar, puede variar según la inclinación de la superficie que se está tratando.

Para calcular el ángulo de incidencia se necesita las relaciones geométricas para la radiación solar. En la Figura 2.25, se representa una superficie inclinada sobre un plano horizontal. Las variables son las anteriormente vistas:

- δ : Declinación solar.
- Φ : Latitud.
- γ : Azimut
- α : Elevación solar.
- I_b : Rayo solar incidente en la superficie.
- $I_{b,h}$: Altura de incidencia del rayo solar.
- γ_s : Azimut de la superficie inclinada.
- θ : Ángulo de incidencia.
- S : Ángulo de inclinación de la superficie inclinada.

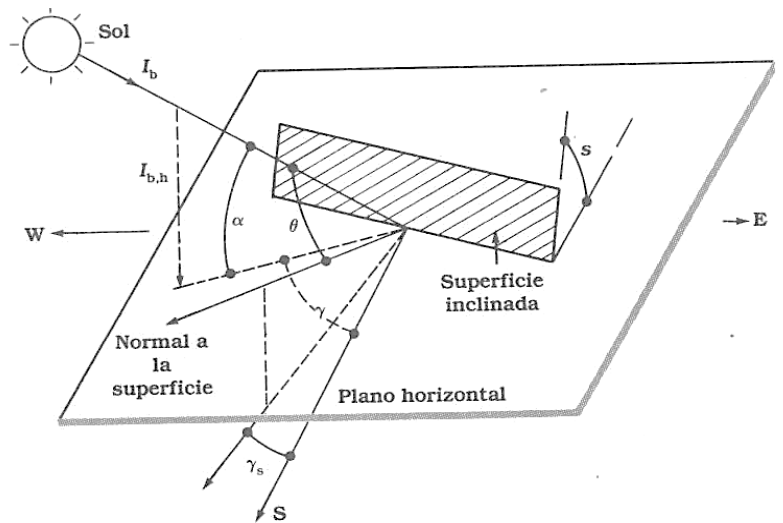


Figura 2.25: Ángulo de incidencia para Superficies inclinadas.

Se utiliza la siguiente expresión matemática para el ángulo de incidencia.

$$\begin{aligned} \text{Cos}(\theta) = & \text{Sen}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Cos}(S) - \text{Sen}(\delta)\text{Cos}(\Phi)\text{Sen}(S)\text{Cos}(\gamma_s) + \text{Cos}(\delta)\text{Cos}(\Phi)\text{Cos}(S)\text{Cos}(\omega) + \\ & \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Sen}(S)\text{Cos}(\gamma_s)\text{Cos}(\omega) + \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(S)\text{Sen}(\gamma_s)\text{Sen}(\omega) \end{aligned} \quad \text{Ecu. 2.13}$$

2.5.1 Ángulo de incidencia para superficies horizontales

Cuando trabajamos con una superficie horizontal, tenemos una inclinación (S) de 0°, además el Azimut de la superficie inclinada (γ_s) también es 0°, y el ángulo incidencia (θ) coincide ser el mismo que el ángulo cenital (θ_z)

Si: $\gamma_s=0^\circ$, $S=0^\circ$, $\theta=\theta_z$

Entonces:

$$\text{Cos}(\theta_z) = \text{Sen}(\delta)\text{Sen}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Cos}(\Phi)\text{Cos}(\omega) \quad \text{Ecu. 2.14}$$

2.5.2 Ángulo de incidencia para superficies verticales orientadas hacia el Sur

El ángulo de inclinación (S) de la superficie es 90° con respecto al plano horizontal, y el ángulo de azimut (γ_s) es 0° por el hecho de estar orientado hacia el hemisferio Sur.

Si: $\gamma_s=0^\circ$, $S=90^\circ$

Entonces:

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(\delta)\text{Cos}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Cos}(\omega) \quad \text{Ecu. 2.15}$$

2.5.3 Ángulo de incidencia para dos latitudes diferentes y superficies orientadas hacia el sur

Si bien la ecuación (2.14) aplica para superficies horizontales orientadas hacia el sur, no obstante, en una superficie inclinada manteniéndola hacia el sur, el ángulo de incidencia se mide con respecto al vector de la normal del plano con inclinación (S).

Existe un punto equivalente en la tierra, de latitud ($\phi-S$), en el cual los rayos del sol inciden con el mismo ángulo, pero, sobre una superficie horizontal, ver Figura 2.26. Por lo que, sustituyendo en la ecuación (2.14) la latitud equivalente, queda así:

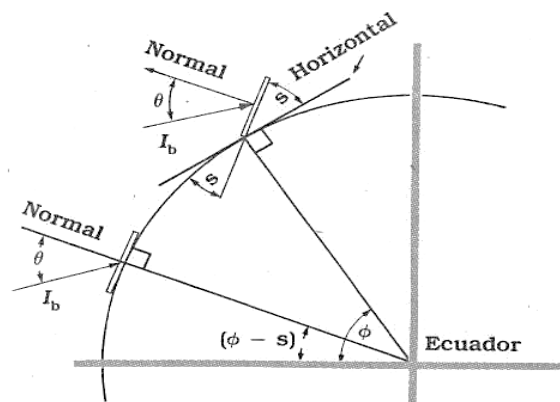


Figura 2.26: Ángulo de incidencia para superficies inclinadas orientadas al sur, latitud equivalente.

$$\text{Cos}(\theta) = \text{Sen}(\delta)\text{Sen}(\Phi - S) + \text{Cos}(\delta)\text{Cos}(\Phi - S)\text{Cos}(\omega) \quad \text{Ecu. 2.16}$$

2.5.4 Factor de corrección “K”

El factor “K”, es empleado para calcular la Irradiancia en superficies inclinadas, conociendo la Irradiancia Horizontal. En algunos textos la Irradiancia horizontal (I_{bh}) se encuentra como (G_{bh}), por lo que, $I_{bh} = G_{bh}$, la Irradiancia en una superficie inclinada la conoceremos como (I_{bs}), ambas se miden con respecto al vector de la normal de la superficie tratada.

En la Figura 2.27 y Figura 2.28, se tiene la definición del factor “K”, donde se representa la radiación sobre una superficie plenamente horizontal, y en el otro caso, la radiación sobre una superficie inclinada con ángulo (S), las relaciones matemáticas entre ambas, permite que aparezca el factor “K”.

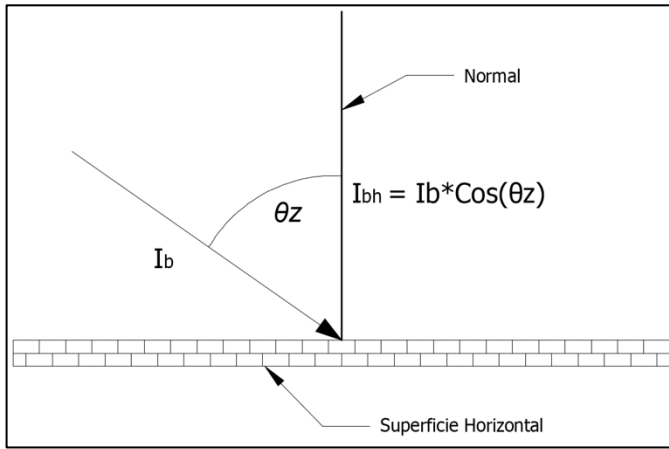


Figura 2.27: Irradiación en superficie horizontal

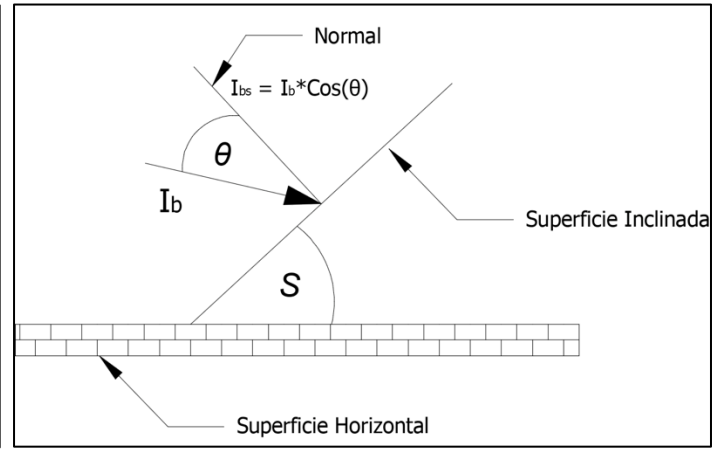


Figura 2.28: Irradiación en superficie inclinada

Factor “K”

$$K = \frac{\text{Radiación Inclinada}}{\text{Radiación Horizontal}} = \frac{I_{bs}}{I_{bh}} \quad \text{Ecu. 2.17}$$

Sustitución de términos.

$$K = \frac{I_{bs}}{I_{bh}} = \frac{I_b \cdot \cos \theta}{I_b \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad \text{Ecu. 2.18}$$

Si la superficie inclinada (Un panel Fotovoltaico), se encuentra orientado hacia el Sur, podemos ocupar las ecuaciones (2.14) y (2.16). Entonces:

$$K = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{\text{Sen}(\delta)\text{Sen}(\Phi-S) + \text{Cos}(\delta)\text{Cos}(\Phi-S)\text{Cos}(\omega)}{\text{Sen}(\delta)\text{Sen}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Cos}(\Phi)\text{Cos}(\omega)} \quad \text{Ecu. 2.19}$$

El Factor de corrección K para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la **energía total incidente en un día** sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y una superficie horizontal.

Tablas de corrección de factor K, se encuentran disponibles para las diferentes latitudes que se deseen, y la inclinación (S) en grados de la superficie que se esta tratando. Lo normal es que para nuestro país El Salvador, utilicemos la tabla de latitud 13° o latitud 14°, las cuales se anexan al final de este documento.

Puesto que las tablas de radiación suelen expresar únicamente los datos referidos a superficies horizontales, el factor K es útil para calcular los correspondientes valores relativos a superficies inclinados (como es lo normal en paneles fotovoltaicos), para ello basta con multiplicar el valor de la radiación horizontal por el factor K.⁹

⁹ nota: las tablas de factor de corrección “K” para latitudes de 0°, 1°, 2°, 3°, 4°, 5°, 6°, 7°, 12°, 13°, 14°, 15°, se encuentra al final de este documento, comprendidas en la tabla 5,6,7,8,9.

2.6 Aplicación del recurso solar en sistemas fotovoltaica

2.6.1 Características de la energía solar incidente en módulos fotovoltaicos

Hay varias características clave de la energía solar incidente que son fundamentales en la determinación de cómo la luz solar incidente interactúa con un convertidor FV o cualquier otro objeto. Las características más importantes de la energía solar incidente son:

- El contenido espectral de la luz incidente.
- La densidad de potencia radiante del sol.
- El ángulo en el que la radiación solar incidente golpea un módulo fotovoltaico.
- La energía radiante del sol a lo largo de un año o día para una superficie particular.

– Constante solar.

[27] “La constante solar es la radiación sobre una superficie orientada normalmente a la dirección de los rayos solares y situada fuera de la atmósfera terrestre a la distancia astronómica unidad igual a $1.495 \times 10^{11} \text{m}$ que es la distancia media Sol-Tierra. No es una verdadera constante pues varía ligeramente, 0.1% a 0.2%, respecto de su valor central, Se aceptará a partir de ahora como $C=1370 \text{ W/m}^2$ ”, el cálculo de la constante solar para cada día del año, es así:

$$C = 1367 \cdot (1 + 0.033 \cdot \cos 0.973N) \quad \text{Ecu. 2.20}$$

Donde N: días del año 1,2,3...365

2.6.2 Espectro electromagnético de la energía solar incidente

La luz solar es una forma de radiación electromagnética. El sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético. Se distinguen tres rangos espectrales: UV con longitud de onda menor de 380 nm, visible de 380 a 720 nm y infrarrojos mayores de 720 nm. El rango completo de longitudes de onda es lo que se denomina el espectro electromagnético.

Como podemos observar en la Figura 2.29. La zona verde representa la radiación terrestre, la zona celeste representa la radiación extraterrestre (fuera de la atmósfera), el rango de radiación en W/m^2 para la superficie terrestre es no mayor a 1500 W/m^2 .

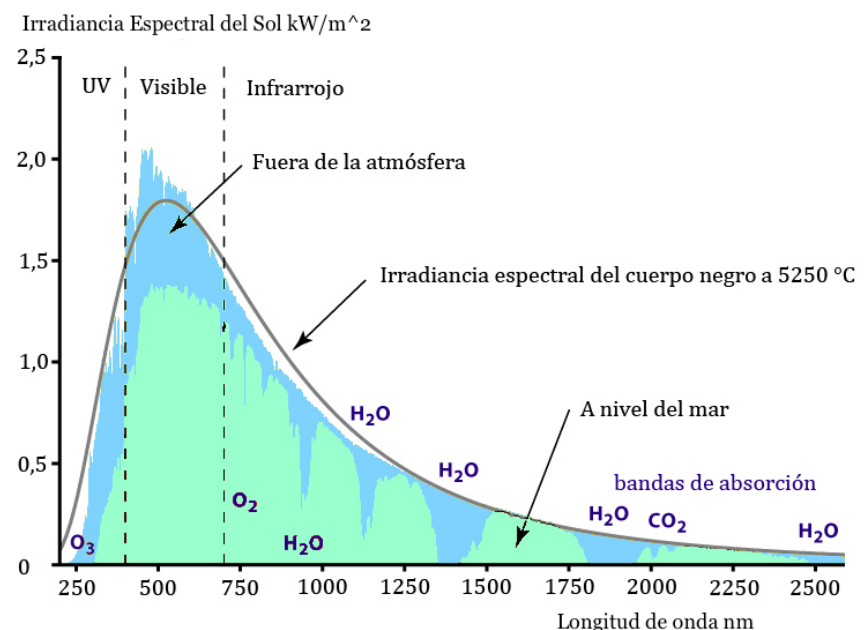


Figura 2.29: Espectro electromagnético de energía incidente. [28]

Del espectro solar que llega a la superficie terrestre, es necesario mencionar que no toda esa energía es útil para producir generación fotovoltaica, esto debido a que los materiales de las células que se utilizan para la creación de módulos fotovoltaicos reaccionan con menor proporción al espectro solar, siendo así, que solo una porción del espectro es realmente útil, la figura 2.30. Muestra que la energía útil abarca un rango aproximadamente de hasta los 750 W/m² en un rango de longitudes de onda de 300 a 1200 (nm), el resto de la energía se disipa en forma de calor y energía no absorbida.

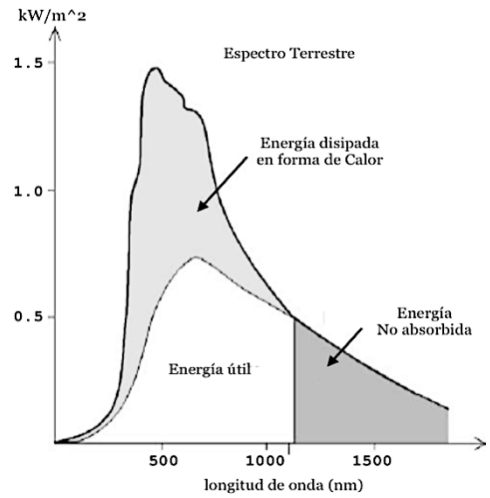


Figura 2.30: Porción del espectro solar útil para producir energía.

Respuesta espectral de células basados en distintos materiales fotovoltaicos.

Si bien el espectro es grande, la respuesta espectral de distintos materiales a la radiación solar, determinará cuales pueden ser útiles para generación de energía fotovoltaica. Ya se vio, que la energía realmente útil varía entre 0 y 750 W/m², por lo que la figura 2.31, muestra la respuesta espectral de varios materiales utilizados en módulos fotovoltaicos. Por ejemplo, la célula mono cristalina-silicio, es un material de los que mejor respuesta espectral tiene, por lo que es normal ver en el mercado muchos paneles basados en este material.

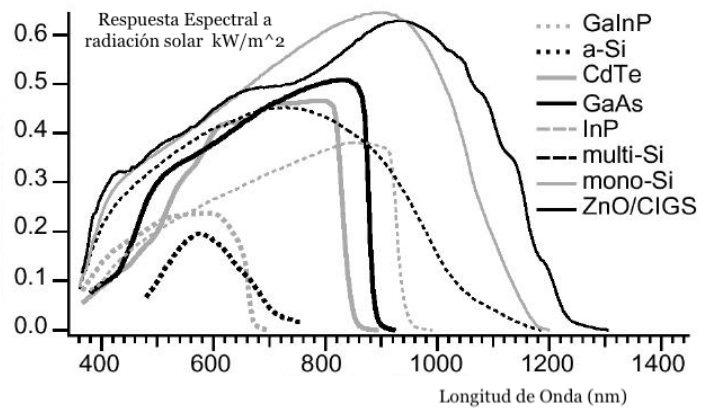


Figura 2.31: Respuesta espectral de células basadas en materiales fotovoltaicos.

2.6.3 Contribuciones de la radiación directa y difusa en superficies horizontales

Como se vio, al principio de este capítulo, la radiación solar que llega a la superficie terrestre es la suma de sus tres componentes: la radiación directa, difusa, y albedo o reflejada.

Para estimar la máxima radiación que puede alcanzarse por separado en un día claro, a diferentes horas sobre superficie horizontal, debemos determinar la elevación solar (α),

Tabla 2.1, muestra los valores de contribución de la radiación directa y difusa en función de la elevación solar (α°) para un día muy claro y atmosfera limpia, ambos medidos sobre una superficie horizontal.

ALTURA SOLAR (α°)	I _D (DIRECTA) W/M ²	I _V (DIFUSA) W/M ²
5	10	15
10	65	48
15	141	71
20	225	85
25	311	96
30	395	103
35	478	108
40	556	112
45	629	116
50	696	118
55	757	120
60	811	122
65	858	123
70	896	124
75	927	125
80	948	125
85	962	125
90	966	126

Tabla 2.1: Contribución de radiación directa y difusa en función de la elevación solar.

2.6.4 Contribución de la radiación reflejada o albedo en superficies inclinadas

En superficies inclinadas, contribuye la irradiación reflejada o albedo. El albedo es el porcentaje (%) de radiación que una superficie refleja, respecto a la radiación que incide sobre la misma. En general puede asumirse un albedo de 0.2 (20%)

SUPERFICIE	ALBEDO (%)
Campos de arroz	0.26
Suelo estéril	0.17
Asfalto	0.15
Desierto	0.24-0.28
Campos, varios tipos	0.03-0.25
Bosque, verde	0.03-0.10
Pasto, varias condiciones	0.14-0.37
Suelo, común	0.07-0.20
Moho negro	0.08-0.14
Arena, seca	0.18-0.40
Arena húmeda	0.09-0.18
Hielo o Nieve	0.46-0.86
Agua (47°)	0.02
Agua (5.5°)	0.71

Tabla 2.2: Contribución de la radiación reflejada en superficies inclinadas.

2.6.5 Cálculo de la masa de aire (AM)

Al principio de este capítulo, se definió la masa de aire (AM) como: el espesor de la atmósfera terrestre que recorre la radiación solar directa expresado como múltiplo del camino que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre.

La masa de aire está determinada por la posición del sol con respecto a la horizontal del lugar. En el Zenit la masa de aire vale 1, en cualquier otra posición del sol la masa de aire se puede calcular mediante el ángulo o distancia cenital (θ_z), o bien con el ángulo de elevación solar (α), así:

$$M = \frac{1}{\cos(\theta_z)} = \frac{1}{\sin(\alpha)} \quad \text{Ecu. 2.21}$$

Masa de aire en función de la elevación solar aparente del sol (α) a 1 atmósfera de presión, atravesada por la radiación.

La Tabla 2.3, muestra el camino recorrido a partir de la fórmula, y el valor de masa real, en donde se toma en cuenta la curvatura de la tierra, y la refracción de los rayos solares al atravesar la atmósfera.

Una masa de aire ($AM = 1.5$), corresponde a una elevación solar de 41.81° .

ÁNGULO DE ELEVACIÓN (α)	MASA DE AIRE: $M = \frac{1}{\sin(\alpha)}$	MASA VERDADERA
90	1	1
80	1.2	1.015
70	1.06	1.064
60	1.16	1.154
50	1.31	1.304
40	1.56	1.553
30	2	1.995
20	2.92	2.904
15	3.86	3.816
12	4.81	4.716
10	5.76	5.6
6	9.57	8.9

Tabla 2.3: Masa de aire en base a la fórmula y en base a Masa verdadera.

2.6.6 Inclinación óptima de módulos fotovoltaicos

En El Salvador con una latitud promedio de 13.50° , para una inclinación óptima de PFV se necesita saber de que lado hay mas radiación solar a lo largo de un día y en el año, por lo que para nuestra región la mejor orientación es viendo hacia el hemisferio Sur. Dicho esto, para determinar la inclinación óptima de PFV, se usan fórmulas basadas en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones (S) y ubicadas en diferentes latitudes (ϕ), expresadas en grados y valor absoluto sin signo, la inclinación óptima para módulos fotovoltaicos es:

$$S_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot \phi \quad \text{Ecu. 2.22}$$

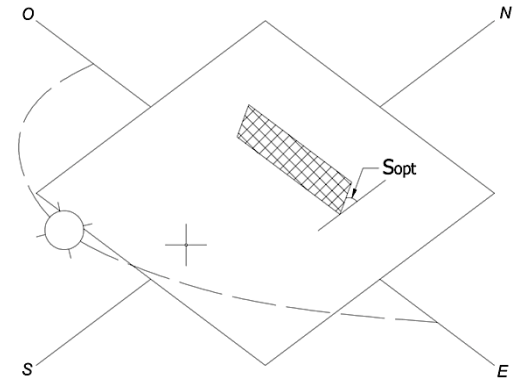


Figura 2.32: Representación de inclinación óptima de módulos fotovoltaicos.

2.6.7 Especificación de la irradiancia global e irradiación global

[20] Para especificar la radiación global mediante sus correspondientes magnitudes, irradiancia global e irradiación global, se utiliza la letra (I), sin subíndice para la **irradiancia global** y con uno o dos subíndices para la **irradiación global**.

En la especificación de la irradiación global, el primer subíndice indica el periodo de tiempo de integración de la irradiación así: horaria (h), diaria (d), mensual (m) o anual (a). El segundo subíndice indica el valor medio de la irradiación: valor medio mensual (m) o valor medio anual (a)

Entre paréntesis, después de la letra (I), se especifica la orientación e inclinación de la superficie donde se recibe la radiación solar, $I(\gamma, S)$, donde γ es el azimut de la superficie y S la inclinación. Si el azimut es 0, solo se indica la inclinación.

Ejemplos:

- $I(0)$: irradiancia global sobre una superficie horizontal.
- $I(30,40)$: irradiancia global sobre una superficie con azimut 30° (Oeste) e inclinada 40° .
- $I_a(0)$: irradiación global anual sobre una superficie horizontal.
- $I_h(30)$: irradiación global horaria sobre una superficie orientada hacia el sur (azimut cero) e inclinada 30° .
- $I_{dm}(-10, 30)$: media mensual de la irradiación global diaria sobre una superficie con azimut 20° (Este) e inclinada 30° .

2.6.8 Radiación en El Salvador

– Antecedentes.

Los estudios de radiación solar, en territorio salvadoreño fueron realizados bajo el proyecto SWERA, el cual muestra el potencial de irradiación solar en promedio diario de un año, así lo dice Consejo Nacional de Energía de El Salvador.

[29] “Una primera fuente de información fueron las tablas de radiación solar y brillo solar (horas de luz solar) publicadas en un documento de septiembre de 1989 como resultado del proyecto “Solarimetría” ejecutado por la UES de 1986 a 1987 con el financiamiento de la OEA. En este documento se tenían registrados datos de radiación solar de 10 estaciones meteorológicas y brillo solar (horas de luz solar) en 21 estaciones. Usando el

modelo de Angstrom les fue posible estimar la radiación solar en estaciones que tenían registros de brillo solar únicamente pero no de radiación solar. De esta forma se obtuvieron datos de radiación solar en 22 estaciones del país (10 con mediciones reales).” La tabla muestra los años de registros corresponden al periodo 1969 a 1983, con variaciones en cada una de las estaciones meteorológicas.

“Uno de los objetivos principales del proyecto SWERA fue la recuperación de información solar y eólica de los años posteriores al estudio de la UES (de 1984 a 2004). Para este periodo, afectado por la guerra civil del país (1980 a 1992), existían registros sin procesar; sin embargo, no se encontraban en formato digital. La división de meteorología se limitó a archivar únicamente la información. Para la recuperación de la información la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA) realizó, en primera instancia, los inventarios de la información disponible.” Y actualizó la tabla de radiación solar que se presenta a continuación:

Datos utilizados para estimación del mapa de radiación solar (kWh/m²/día)

Proyecto Solarimetría + SWERA

Código	Estación	Departamento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
A18	Los Andes	Santa Ana	4.2	4.9	5.4	5.3	4.3	3.9	4.8	4.6	3.7	3.6	3.7	3.6
A31	Los Planes de Montecristo	Santa Ana	4.9	5.2	5	4.5	3.6	4.1	5.2	4.7	3.8	4.4	4.6	4.6
A35	Cerro Verde	Santa Ana	4.4	4.7	4.7	4.4	4	3.7	5.1	5	3.7	3.7	4.2	4.2
B10	Cerrón Grande	Cabañas	4.4	4.8	5.3	5.2	4.9	4.7	5.1	5.1	4.5	4.5	4.3	4.2
G13	Las Pilas	Chalatenango	4.6	5	5.6	5.3	5.1	5	5.5	5.5	4.8	4.7	4.3	4.3
G3	Nueva Concepción	Chalatenango	4.9	5.4	5.7	5.5	5.2	5.2	5.4	5.4	5	4.9	4.7	4.6
H8	Ahuachapán	Ahuachapán	5	5.4	5.7	5.5	5	4.7	5.2	5	4.3	4.5	4.6	4.5
L4	San Andrés	La libertad	4.5	4.9	5.1	5.1	4.8	4.6	5.1	4.9	4.4	4.3	4.3	4.3
L8	Santa Tecla	La libertad	5	5.4	5.7	5.3	4.7	4.4	5.2	5	4.4	4.4	4.7	4.7
M18	Sesori	San Miguel	4.6	5.1	5.4	5.3	4.9	4.8	5.1	5	4.6	4.4	4.4	4.3
M23	Cerro Cacahuatique	San Miguel	4.6	5.2	5.4	4.5	3.7	3.7	4.9	4.7	4	3.9	4.2	4
M6	San Miguel	San Miguel	4.5	5	5.4	5.4	5	4.9	5.2	5.2	4.8	4.6	4.4	4.4
N15	La Unión	La Unión	4.7	5.1	5.4	5.3	4.8	5	5.2	5.2	4.8	4.7	4.5	4.4
S27	Estación Matriz	San Salvador	5.1	5.6	6.2	5.9	5.2	5.3	5.9	5.6	4.9	4.8	5	4.8
S5	Observatorio	San Salvador	4.9	5.4	5.7	5.4	4.9	5.1	5.5	5.2	4.6	4.8	4.8	4.8
T6	Acajutla	Sonsonate	4.9	5.3	5.6	5.5	5.1	4.9	5.3	5.2	4.8	4.7	4.7	4.6
U11	Beneficio La Carrera	Usulután	4.9	5.4	5.5	5.3	4.8	4.8	5.4	5.4	5	4.8	4.8	4.7
U6	Santiago de María	Usulután	5	5.6	5.8	5.4	4.6	4.2	5.2	5.1	4.1	4.2	4.6	4.8
V13	Apastepeque	San Vicente	4.6	5.2	5.3	5.1	4.8	4.7	5.1	5.1	4.6	4.5	4.6	4.4
V6	Sta. Cruz Porrillo	San Vicente	4.8	5.3	5.6	5.5	5.1	4.9	5.3	5.3	4.8	4.7	4.6	4.6
Z2	San Francisco Gótera	Morazán	4.5	5	5.3	5.2	4.8	4.8	5.1	5.1	4.7	4.6	4.4	4.3
Z4	La Galera	Morazán	4.4	4.9	5.1	4.8	4.1	4	4.5	4.3	3.5	3.7	3.7	3.9

Tabla 2.4: Recopilación de datos por el proyecto Solarimetría y SWERA. [29]

Con esta tabla, el proyecto SWERA, paso a la creación del mapa de radiación solar promedio anual en El Salvador (Figura 2.33), y para los diferentes meses¹⁰ del año.

¹⁰ **Nota:** los mapas de radiación solar para los diferentes meses del año, se agregan al final de este documento en el apartado (Anexos-Mapas).

Mapa de Radiación Solar Promedio Anual - El Salvador

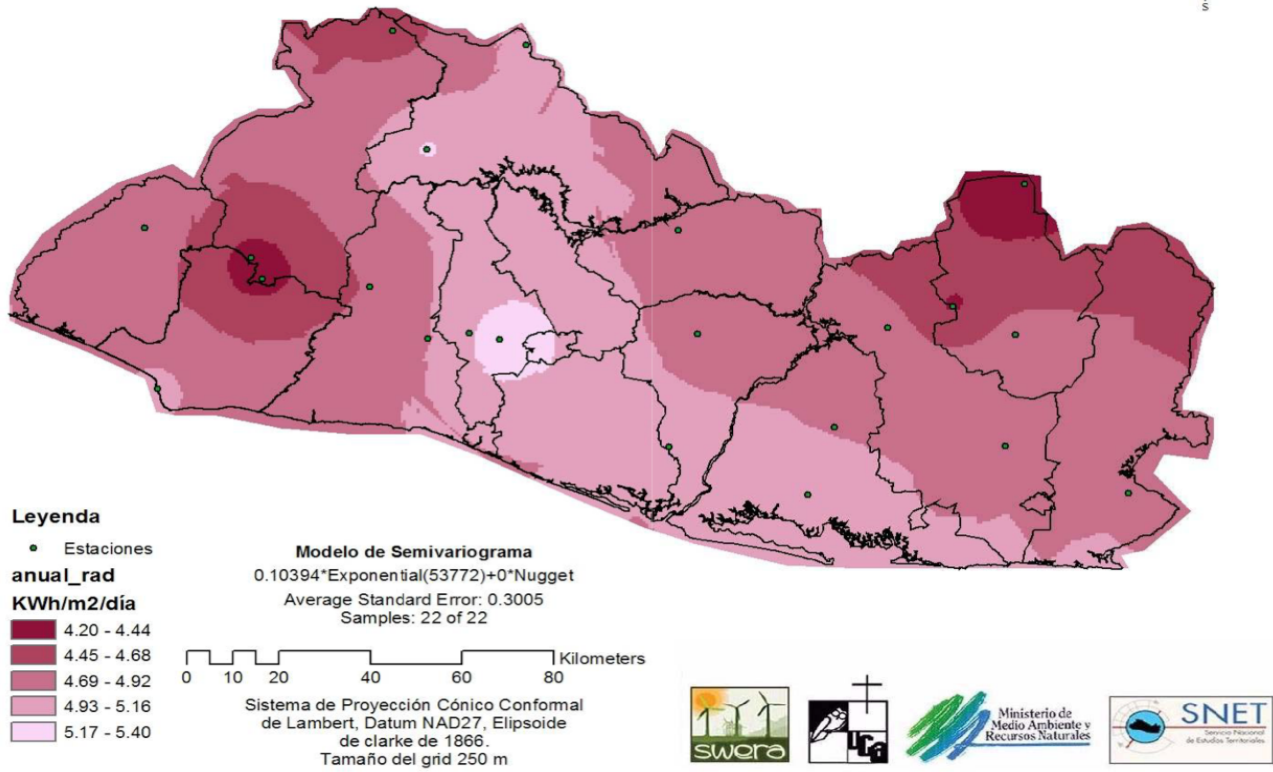


Figura 2.33: Mapa de Radiación Promedio para el Salvador. [29]

- Registros mas Recientes.

Para el año 2014, se cita el trabajo de graduación de los Estudiantes de Ingeniería Eléctrica titulado: “Actualización del Mapa de Radiación Solar de El Salvador”, en el que se continua el análisis de los datos recopilados hasta el año 2004 por el proyecto SWERA, el trabajo de graduación empleó evaluar y determinar el potencial de energía solar disponible en el país, y se concentró en completar la base de datos sobre parámetros climatológicos solares, registrados por las estaciones climatológicas del MARN y otras instituciones. Esta base de datos consta de una serie de registros históricos (del 2005 al 2013) los cuales se agregan a la data histórica proporcionada por los estudios anteriores.

La tabla que se mostrara a continuación, agrega 5 estaciones más con las que no se contaban en el proyecto SWERA, Los resultados obtenidos de la radiación solar promedia hasta el año 2013 se presenta a continuación.

Código	Estación	Departamento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
A18	Los Andes	Santa Ana	4.3	5.1	5.3	4.9	3.8	3.4	4.2	4.2	3.6	3.7	3.9	3.9
A31	Los Planes de Montecristo	Santa Ana	5.2	5.3	5.2	4.6	3.6	3.5	4.2	4	3.7	4.3	5	5.1
A35	Cerro Verde	Santa Ana	4.4	4.7	4.7	4.4	4	3.7	5.1	5	3.7	3.7	4.2	4.2
A37	Santa Ana-UNICAES	Santa Ana	5.5	5.7	5.9	5.4	4.6	4.6	5	5	5.2	5.3	5.5	5.4
B10	Cerrón Grande	Cabañas	5	5.2	5.3	4.9	4.4	4.2	4.5	4.7	4.6	4.8	4.8	4.8
G3	Nueva Concepción	Chalatenango	5.5	5.8	5.8	5.4	4.8	4.5	4.8	5	5	5.2	5.4	5.2
G13	Las Pilas	Chalatenango	4.6	5	5.6	5.3	5.1	5	5.5	5.5	4.8	4.7	4.3	4.3
H8	Ahuachapán	Ahuachapán	5	5.4	5.7	5.5	5	4.7	5.2	5	4.3	4.5	4.6	4.5
H14	La Hachadura	Ahuachapán	4.7	4.8	5	4.6	4	3.8	4	4.2	4.3	4.5	4.8	4.7
L4	San Andrés	La libertad	5.1	5.3	5.2	4.9	4.3	4.1	4.5	4.6	4.4	4.6	4.9	4.9
L8	Santa Tecla	La libertad	5	5.4	5.7	5.3	4.7	4.4	5.2	5	4.4	4.4	4.7	4.7
M6	San Miguel	San Miguel	4.5	5	5.4	5.4	5	4.9	5.2	5.2	4.8	4.6	4.4	4.4
M18	Sesori	San Miguel	4.6	5.1	5.4	5.3	4.9	4.8	5.1	5	4.6	4.4	4.4	4.3
M23	Cerro Cacahuatique	San Miguel	4.6	5.2	5.4	4.5	3.7	3.7	4.9	4.7	4	3.9	4.2	4
M24	San Miguel-UES	San Miguel	4.8	5	5.1	4.8	4.3	4.1	4.3	4.7	4.8	4.7	4.7	4.6
N2	La Unión-CORSAIN	La Unión	5.2	5.5	5.5	5.3	4.8	4.5	4.8	5.1	5.1	5	5.2	5.1
N15	La Unión	La Unión	4.7	5.1	5.4	5.3	4.8	5	5.2	5.2	4.8	4.7	4.5	4.4
S5	Observatorio	San Salvador	4.9	5.4	5.7	5.4	4.9	5.1	5.5	5.2	4.6	4.8	4.8	4.8
S10	Aeropuerto Ilopango	San Salvador	6	6.3	6.3	5.6	4.9	4.6	5.2	5.2	5.3	5.7	6.1	6
S27	Estación Matriz	San Salvador	5.1	5.6	6.2	5.9	5.2	5.3	5.9	5.6	4.9	4.8	5	4.8
T6	Acajutla	Sonsonate	4.9	5.3	5.6	5.5	5.1	4.9	5.3	5.2	4.8	4.7	4.7	4.6
U6	Santiago de María	Usulután	5	5.6	5.8	5.4	4.6	4.2	5.2	5.1	4.1	4.2	4.6	4.8
U11	Beneficio La Carrera	Usulután	4.9	5.4	5.5	5.3	4.8	4.8	5.4	5.4	5	4.8	4.8	4.7
V6	Sta. Cruz Porrillo	San Vicente	4.8	5.3	5.6	5.5	5.1	4.9	5.3	5.3	4.8	4.7	4.6	4.6
V13	Apastepeque	San Vicente	4.6	5.2	5.3	5.1	4.8	4.7	5.1	5.1	4.6	4.5	4.6	4.4
Z2	San Francisco Gótera	Morazán	5	5.3	5.3	4.9	4.3	4.2	4.5	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Z4	La Galera	Morazán	4.4	4.9	5.1	4.8	4.1	4	4.5	4.3	3.5	3.7	3.7	3.9

Tabla 2.5: Actualización del mapa de radiación solar El salvador.[30]

¹¹Con Tabla 2.5, se pasó a la creación del mapa de radiación solar promedio anual en El Salvador (Figura 2.34) hasta el año 2013, y para los diferentes meses¹² del año.

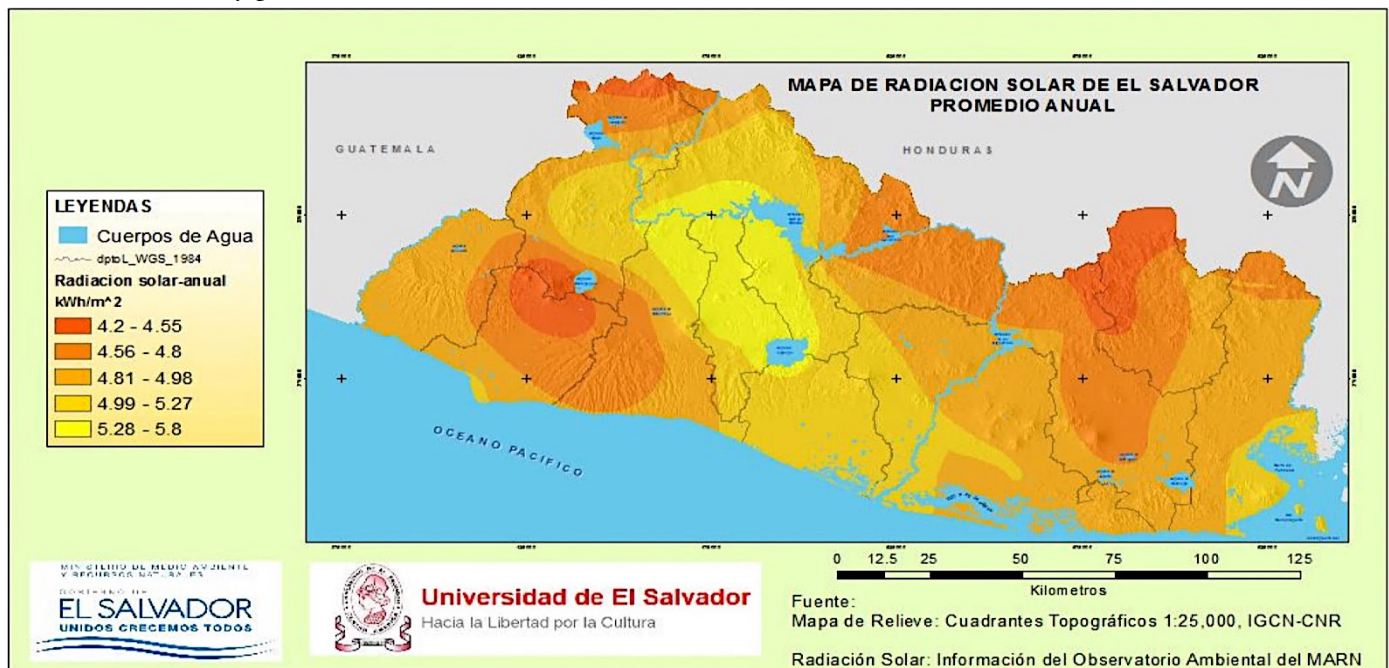


Figura 2.34: Mapa de radiación solar para El salvador. [30]

¹¹ La tabla mostrada corresponde a la tabla 2.5.8 del trabajo de graduación año 2014 “actualización del mapa de radiación solar El Salvador” en la Facultad de ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador.

¹² Los mapas de radiación solar para los obtenidos para los diferentes meses del año en la actualización del mapa de radiación solar El Salvador, se agregan al final de este documento en el apartado (Anexos-Mapas).

– Radiación Global promedio anual para El Salvador (Fuente: SOLARGIS)

Otra fuente que nos brinda información acerca de la radiación promedio global para nuestro país, es THE WORLD BANK, en conjunto con ESMAP y SOLARGIS, donde muestran los diferentes mapas de radiación para diferentes países del mundo. El potencial del recurso solar de esta fuente, se basa en un periodo de 16 años de mediciones que va desde el año 1999 hasta 2015, y el cual se representa el mapa de la Figura 2.35.

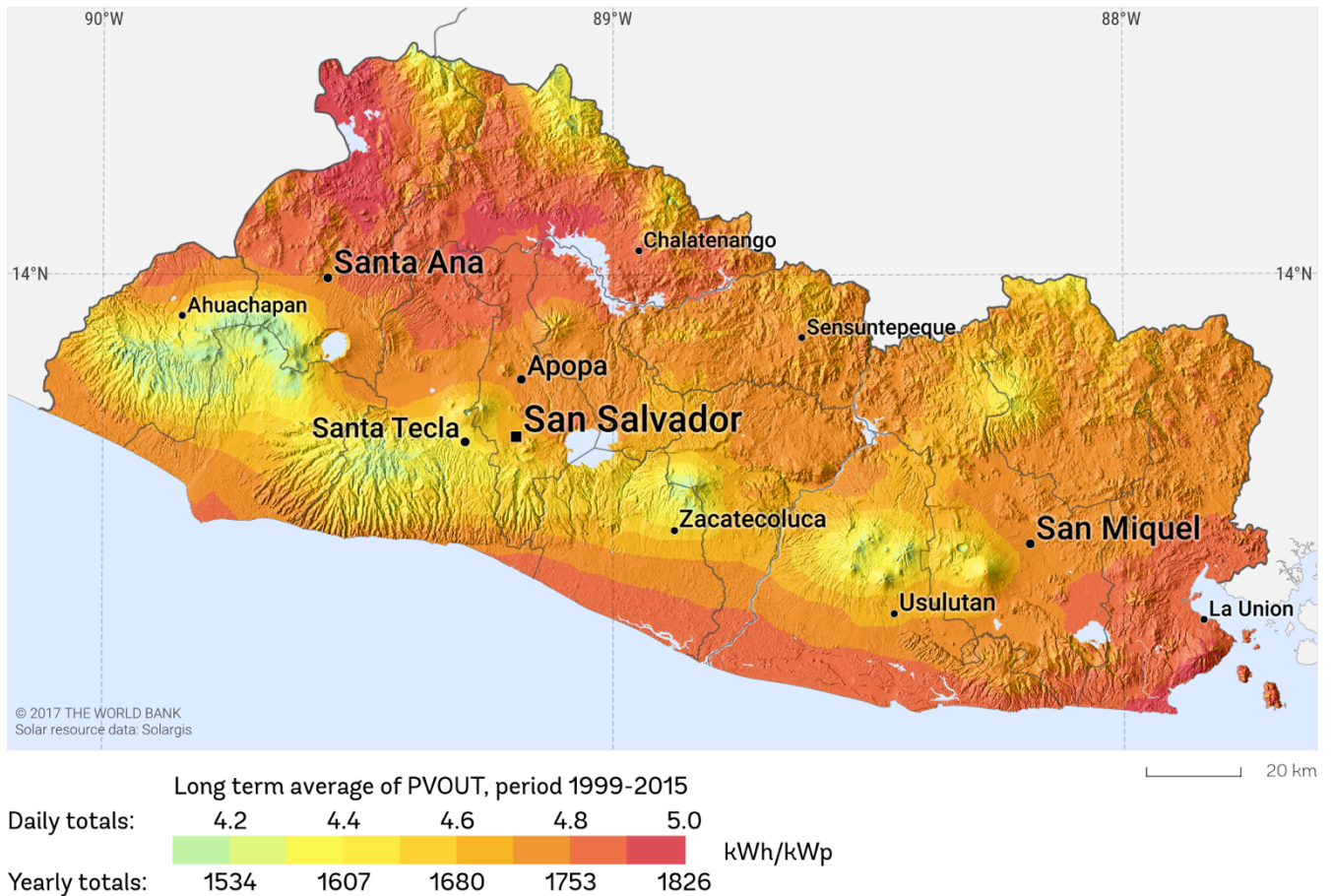


Figura 2.35: Mapa de recurso solar para El Salvador. [31]

Los diferentes esfuerzos que se han realizado para obtener una información fiable con respecto a la radiación promedio global para El Salvador, han demostrado que en su mayoría todos coinciden aproximadamente con los valores de irradiación en los diferentes sectores del país, y que nos encontramos en un rango de entre los (4.2 - 5.8) kWh/m²/día. Por tanto, somos un país, que por encontrarnos en la franja tropical gozamos del recurso solar en cantidades grandes en comparación a otros países. El recurso solar para El Salvador es abundante y se está trabajando en el aprovechamiento de éste, para el avance energético y económico del país.

2.6.9 Hora sol pico

¹³Los módulos fotovoltaicos son normalmente medidos a condiciones estándar de 25 °C de temperatura y a un nivel de irradiación solar de 1,000 Watts/m². **Una hora sol pico** es un índice de la irradiación solar promedio diaria normalizada a este valor, es así que, hora solar pico es igual a Irradiación diaria entre 1000 W/m². Por ejemplo, si la irradiación diaria es 6 kWh/m², implica, 6 horas sol pico. Al multiplicar la potencia del módulo fotovoltaico por este número nos permite hacer una estimación sencilla de la capacidad de producción diaria de energía.

¹³ Las horas sol pico no deben confundirse con horas de insolación, son términos con diferentes significados.

2.6.10 Irradiación global promedio anual sobre superficies inclinadas

Anteriormente, en el subtema 2.5.4 “Factor de corrección K”, se explica como el valor de la irradiancia sobre superficies inclinadas puede ser calculado, a partir de la radiación horizontal, sin embargo, para ello se necesitan las tablas de corrección “K” que ya están dadas para diferentes latitudes e inclinación, para lograr el cálculo.

Una segunda forma de cálculo de la irradiancia global en superficies inclinadas con ángulo óptimo (S_{opt}), es utilizando la irradiancia global horizontal $I_a(0)$, obtenidas en tablas y creadas con la latitud del lugar correspondiente, como se realiza a continuación:

Para superficies orientadas hacia el Sur ($\gamma = 0^\circ$), se tiene:

$$I_a(S_{opt}) = \frac{I_a(0)}{1 - 4.46 \cdot 10^{-4} \cdot S_{opt} - 1.19 \cdot 10^{-4} \cdot S_{opt}^2} \quad \text{Ecua. 2.23}$$

Donde:

$I_a(S_{opt})$: Valor medido anual de la irradiancia global sobre una superficie con inclinación óptima kW. h/m²

$I_a(0)$: Valor medio anual de la irradiancia global horizontal (de tablas) kW. h/m²

- Factor de reducción de la irradiación (FI)

Siempre que sea posible, lo mejor es orientar el MFV al Sur (con azimut $\gamma = 0^\circ$) y con una inclinación óptima (S_{opt}), sin embargo, cuando esto no se puede cumplir en muchos casos las pérdidas debido a las desviaciones no óptimas se calculan aplicando el coeficiente de reducción de energía denominado **factor de irradiación (FI)**, que se calcula aplicando la siguiente expresión:

Donde el ($\gamma \neq 0^\circ$) y ángulos de inclinación: $15^\circ < S < 90^\circ$

$$FI = 1 - \left[1.2 \cdot 10^{-4} (S - S_{opt})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \gamma^2 \right] \quad \text{Ecua. 2.24}$$

Para ángulos de inclinación: $\leq 15^\circ$

$$FI = 1 - \left[1.2 \cdot 10^{-4} (S - S_{opt})^2 \right] \quad \text{Ecua. 2.25}$$

Donde:

FI : Factor de irradiación (sin unidades)

S : Inclinación real de la superficie ($^\circ$)

S_{opt} : Inclinación óptima de la superficie ($^\circ$)

Por tanto, la inclinación de la superficie con inclinación y azimut no óptimos, se calcula aplicando la irradiación de sobre la superficie con inclinación óptima, por el factor de irradiación, así:

$$I_a(\gamma, S) = FI * I_a(S_{opt}) \quad \text{Ecua. 2.26}$$

Donde:

$I_a(\gamma, S)$: Valor medido anual de la irradiación global sobre superficies con inclinación y azimut no óptimos kW. h/m²

2.6.11 Instrumentos de medición solari-métricos

La radiación emitida por el Sol se distribuye en un amplio espectro de longitudes de onda, como se vio en el apartado 1.6.2 espectro electromagnético de la energía incidente, en el que se observó que la mayoría de la radiación emitida por el sol cae en los 200 a 3000 nm longitudes de onda.

[29.1] **La radiación terrestre o global**, se mide generalmente sobre una superficie horizontal con un instrumento de medida denominado **piranómetro**. La mayoría de los piranómetros se basan en la medida de la diferencia de temperaturas entre dos superficies, una blanca y otra negra, encerradas en una cámara semiesférica de vidrio. Figura 2.36.

La radiación difusa se mide también sobre una superficie horizontal con un **piranómetro con banda de sombra**, que incorpora un disco o una banda sombreadora, para evitar la visión del disco solar (lo que elimina la componente directa) en su recorrido diario. Figura 2.37.

La radiación directa se mide sobre una superficie normal a los rayos solares, mediante un instrumento denominado **pirheliómetro** y que consiste básicamente (igual que los piranómetros) en un par termoelectrónico con una de sus uniones situada sobre una superficie receptora ennegrecida, alojada en el interior de un tubo, que se dirige constantemente hacia el Sol. Por lo tanto, el pirheliómetro ha de estar acoplado sobre una montura ecuatorial y provisto de un mecanismo de seguimiento del disco solar. Figura 2.38.

Pirheliómetro con seguidor solar, es un pirheliómetro normal montado sobre una base seguidora de precisión para la captura de la radiación solar directa (incidencia normal). Figura 2.39.



Heliógrafo de Campbell-Stokes. Este aparato es el más utilizado para medir la insolación o "sol eficaz", es decir, contar las horas que ha lucido el sol en determinado lugar durante un día. Este registrador de la luz solar consiste básicamente en una bola de vidrio macizo de unos 10 cm. de diámetro que, a modo de lente, concentra los rayos solares en un foco próximo a ella. A medida que el sol se va moviendo en el cielo, este foco va recorriendo una banda o cartulina fijada en un marco metálico paralelo al vidrio, en semicírculo, detrás de la bola. La concentración del foco luminoso y calorífico va trazando por carbonización una línea oscura más o menos acentuada, según la intensidad de los rayos solares. Esto nos permite obtener un registro de las horas de sol que se tienen en el día. En la banda se encuentran marcadas las horas y medias horas, lo que permite leer las horas y décimos de hora. Figura 2.40.

Sensor de la duración de la luz solar (Heliógrafo moderno). Mide la duración de la insolación, que es definida por la Organización Meteorológica Mundial como el tiempo durante el cual la radiación solar directa es superior a 120 W/m^2 . No tiene piezas móviles y utiliza 3 fotodiodos diseñados especialmente para hacer un cálculo de la presencia solar. La salida de tensión tiene dos valores para indicar presencia de sol. Deben llevar un sistema de absorción de la humedad en el interior y pueden incluir un calefactor para prevenir la formación de rocío o hielo, se instala en una orientación paralela al plano norte-sur, apuntando al polo mas cercano, en un ángulo sobre la horizontal igual a la latitud del lugar. Figura 2.41.

Solarímetro. Se denomina así a los piranómetros portátiles que permiten medidas de radiación solar mediante una célula fotovoltaica que hace de sonda y que se sitúa en la posición de la superficie donde se quiere medir la radiación. La tensión proporcionada por la sonda se convierte en irradiancia y se muestra en la pantalla del instrumento. Permiten una medida rápida de la irradiancia en el plano de los paneles fotovoltaicos, facilitando orientación óptima de los paneles y tareas de comprobación y mantenimiento. Pueden incorporar funciones de almacenamiento de datos, medida de la irradiancia en intervalos de tiempo programados para calcular la irradiancia, y transferencia de datos por software para posterior tratamiento por ordenador. Figura 2.42.



Figura 2.40: Heliógrafo de Capmbell-Stokes



Figura 2.41: Heliógrafo-sensor de duración de insolación.



Figura 2.42: Solarímetro



Figura 2.43: Albedometro

Albedómetro. Para medir la radiación de albedo, se utilizan dos piranómetros iguales contrapuestos, uno orientado hacia arriba (cielo) y el otro hacia abajo (tierra). Al conjunto así se le llama albedómetro. El piranómetro orientado hacia arriba mide la radiación incidente (directa + difusa), mientras que el orientado hacia abajo mide la radiación reflejada por el terreno. Las señales eléctricas de los dos piranómetros, se utilizan para calcular la radiación reflejada o albedo que es el cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente. Figura 2.43.

Clasificación de los piranómetros según la norma ISO 9060:1990 Standard: “Solar energy - Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation”. El Standard es oficialmente aprobado por The World Meteorological Organization (WMO).

El standard especifica 3 clases de piranómetros:

- **Estándar secundario:** calidad científica y máxima precisión.
Aplicaciones: Meteorología (Red BSRN); Pruebas en PV, CPV y CSP.
- **Primera Clase:** Buena calidad
Aplicaciones: Mediciones para redes de hidrología y climatización de invernaderos.
- **Segunda Clase:** Calidad media.
Aplicación: Solución económica para mediciones de rutina en estaciones meteorológicas y pruebas de campo.

Especificaciones del Standard ISO 9060:1990 para piranómetros:

ISO 9060 PYRANOMETER SPECIFICATIONS	SECONDARY STANDARD	FIRST CLASS	SECOND CLASS
Response time: time to reach 95% response	< 15s	< 30s	< 60s
Zero-offset: Offset-A: response to 200 W/m ² net thermal radiation, ventilated Offset-B: response to 5 K/h change in ambient temperature	+ 7 W/m ² ± 2 W/m ²	+ 7 W/m ² ± 2 W/m ²	+ 7 W/m ² ± 2 W/m ²
Non-stability: % change in responsivity per year	± 0.8%	± 1.5%	± 3%
Non-linearity: % deviation from responsivity at 500 W/m ² due to change in irradiance from 100 ... 1000 W/m ²	± 0.5%	± 1%	± 3%
Directional response (for beam irradiance): the range of errors caused by assuming that the normal incidence responsivity is valid for all directions when measuring from any direction, a beam radiation whose normal incidence irradiance is 1000 W/m ²	± 10 W/m ²	± 20 W/m ²	± 20 W/m ²
Spectral selectivity: % deviation of the product of spectral absorbance and transmittance from the corresponding mean, from 0.35 ... 1.5 μm	± 3%	± 5%	± 10%
Temperature response: % deviation due to change in ambient within an interval of 50K, (e.g. -10 ... +40°C typical)	2%	4%	8%
Tilt response: % deviation in responsivity relative to 0 ... 90° tilt at 1000 W/m ² beam irradiance	± 0.5%	± 2%	± 5%
Achievable uncertainty (95% confidence level) Hourly totals Daily totals	3% 2%	8% 5%	20% 10%

Figura 2.44: Especificaciones de los piranómetros según Standard ISO:9060:1990. [33]

La Figura 2.44, se refiere a las especificaciones para la clasificación de piranómetros que es aceptada por la Organización Mundial de Meteorología (WMO) a continuación, se presenta ejemplos de piranómetros según la clasificación ISO 9060:1990 de la empresa Kipp&Zonen, empresa que se dedica a la fabricación de instrumentos de primera categoría para mediciones de radiación solar y mediciones atmosféricas en los sectores de Meteorología, Climatología, Hidrología, Industria, Energía Renovable, Agricultura, y Salud Pública. Cuenta con los productos más punteros del mercado. piranómetros, que, por ejemplo, se utilizan en las redes meteorológicas de todo el mundo en las condiciones climatológicas más diversas.

Especificaciones	CMP 3	CMP 6	CMP10 & CMP 11	CMP 21	CMP 22
Clasificación ISO 9060:1990	Segunda clase	Primera clase	Patrón secundario	Patrón secundario	Patrón secundario
Rango espectral (50 % punto)	300 a 2800 nm	285 a 2800 nm	285 a 2800 nm	285 a 2800 nm	200 a 3600 nm
Sensibilidad	5 a 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	5 a 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	7 a 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	7 a 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	7 a 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Impedancia	20 a 200 Ω	20 a 200 Ω	10 a 100 Ω	10 a 100 Ω	10 a 100 Ω
Rango de salida prevista (0 a 1500 W/m^2)	0 a 30 mV	0 a 30 mV	0 a 20 mV	0 a 20 mV	0 a 20 mV
Radiación máxima	2000 W/m^2	2000 W/m^2	4000 W/m^2	4000 W/m^2	4000 W/m^2
Tiempo de respuesta (63%)	< 6 s	< 6 s	< 1,7 s	< 1,7 s	< 1,7 s
Tiempo de respuesta (95%)	< 18 s	< 18 s	< 5 s	< 5 s	< 5 s
Offset cero					
(a) radiación térmica (200 W/m^2)	< 15 W/m^2	< 12 W/m^2	< 7 W/m^2	< 7 W/m^2	< 3 W/m^2
(b) cambio de temperatura (5 K/h)	< 5 W/m^2	< 4 W/m^2	< 2 W/m^2	< 2 W/m^2	< 1 W/m^2
No estabilidad (cambio/año)	< 1%	< 1%	< 0,5%	< 0,5%	< 0,5%
No linealidad (100 a 1000 W/m^2)	< 1%	< 1%	< 0,2%	< 0,2%	< 0,2%
Respuesta direccional (a 80° a la rayo de 1000 W/m^2)	< 20 W/m^2	< 20 W/m^2	< 10 W/m^2	< 10 W/m^2	< 5 W/m^2
Selectividad espectral (350 a 1500 nm)	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Respuesta temperatura	< 5% (-10°C a +40°C)	< 4% (-10°C a +40°C)	< 1% (-10°C a +40°C)	< 1% (-20°C a +50°C)	< 0,5% (-20°C a +50°C)
Respuesta de inclinación (0° a 90° a 1000 W/m^2)	< 1%	< 1%	< 0,2%	< 0,2%	< 0,2%
Campo de visión	180°	180°	180°	180°	180°
Precisión de nivel de burbuja	< 0,2°	< 0,1°	< 0,1°	< 0,1°	< 0,1°
Salida del sensor de temperatura				Termistor 10 K (opcional Pt-100)	Termistor 10 K (opcional Pt-100)
Tipo de detector	Termopila	Termopila	Termopila	Termopila	Termopila
Temperatura de funcionamiento	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C
Temperatura de almacenamiento	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C	-40°C a +80°C
Rango de humedad	0 a 100% sin condensación	0 a 100% sin condensación	0 a 100% sin condensación	0 a 100% sin condensación	0 a 100% sin condensación
Grado de protección IP	67	67	67	67	67
Aplicaciones recomendadas	Estaciones meteorológicas y medidas en campo	Medida de calidad para redes hidrológicas, y control climático del efecto invernadero	Fotovoltaicas y termosolares, test de materiales	Redes meteorológicas	Investigación y aplicaciones con exigentes requisitos

Nota: Las especificaciones de rendimiento indicadas son para el peor caso y/o valores máximos

Termistor 10 K opcional con CMP10 y CMP 11. Termistor 10 K estándar o Pt-100 opcional con CMP 21 y CMP 22

Los sensores CMP 21 y CMP 22 incluyen tests individuales de respuesta direccional y de dependencia de la temperatura

Figura 2.45: Piranómetros con especificación ISO: 9060:1990, de la empresa Kipp&Zonen. [33]

- 1) Utilizando la expresión de Cooper para la declinación solar, calcule dicho dato para el día 25 de mayo del año 2016.

Solución:

La declinación solar se puede obtener de tablas directamente, pero para este caso se utilizará la expresión de Cooper, la cual se calcula así:

$$\delta^\circ = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \left(\frac{284 + dn}{365}\right)\right)$$

Sin embargo, hay un pequeño detalle a tomar en cuenta y es el año en el que se pide calcular la declinación. El 2016 es año bisiesto, por lo que la fórmula se debe ajustar para un día más del año y contar los días tomando en cuenta el 29 de febrero. Reformulando:

$$\delta^\circ = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \left(\frac{284 + dn}{366}\right)\right)$$

El día 25 de mayo es el número 146, por lo que sustituyendo en la fórmula se tiene que:

$$\delta^\circ = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \left(\frac{284 + 146}{366}\right)\right) = 20.885^\circ \approx 20.89^\circ$$

Respuesta: La declinación solar del día 25 de mayo del 2016 fue de 20.89°.

- 2) Calcule la posición del sol el para la fecha 30 de enero de 2019 a las 14:00 tiempo solar, en un lugar en donde la latitud norte es de 13°. Determine también, la duración del día (en horas). Dibujar un esquema representativo de los resultados.

Solución:

- Cálculo de la elevación solar (α):

$$\sin \alpha = \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta$$

$$\sin \alpha = \cos(13) \cdot \cos(-18.04) \cdot \cos(30) + \sin(13) \cdot \sin \delta(-18.04)$$

$$\sin \alpha = 0.7327$$

$$\alpha = \sin^{-1}(0.7327) = 47.109^\circ \approx 47.11^\circ$$

- Ángulo azimut

$$\sin \gamma = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\sin \alpha}$$

$$\sin \gamma = \frac{\cos(-18.04) \cdot \sin(30)}{\sin(47.11)}$$

$$\sin \gamma = 0.706118$$

$$\gamma = \sin^{-1}(0.706118) = 40.4578^\circ \approx 40.46^\circ$$

- Duración del día:

$$\cos \omega = -\tan \phi \cdot \tan \delta$$

$$\cos \omega = -\tan(13) \cdot \tan(-18.04)$$

$$\cos \omega = 0.07519$$

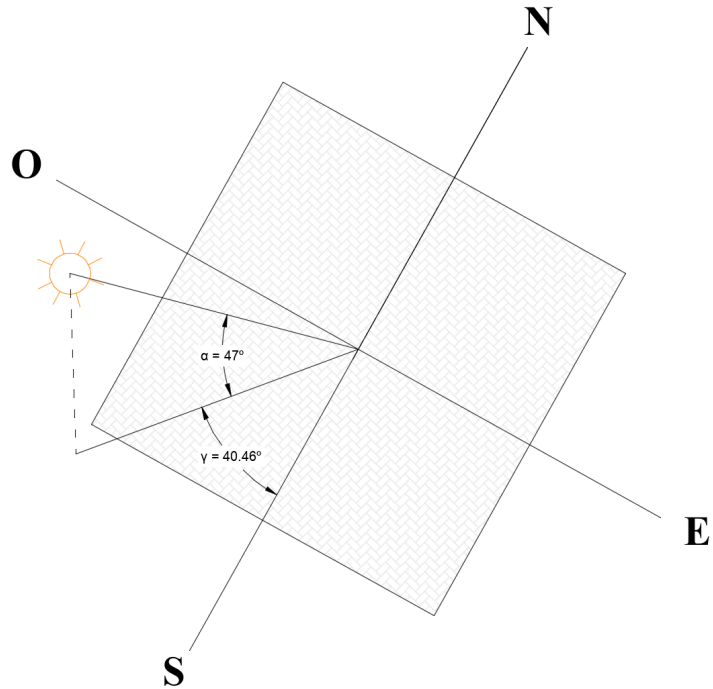
Duración de la mitad de un día

$$\omega = \cos^{-1}(0.07519) = 85.688^\circ \approx 85.69^\circ$$

Numero de horas del día

$$N = \frac{2}{15^\circ} * \omega$$

$$N = \frac{2}{15^\circ} * 85.69^\circ = 11.425 \text{ horas}$$



- 3) Determine la hora solar local en una ciudad situada en una longitud de $58^\circ 30'$ oeste, huso horario 4 al oeste, en el día 16 de octubre del año 2014 cuando el tiempo medio local es de 10 en punto.

Solución:

Se nos pide calcular la hora solar local, por lo cual se necesitará la siguiente ecuación:

$$LAT = LMT + Et + 4(L_{st} - L_{loc}) - C$$

- LMT (Hora civil o tiempo medio local): 10 h 00'00".
- Fecha: 16 de octubre del año 2014.
- Longitud del lugar: $58^\circ 30'$ oeste.
- Huso horario: 4 oeste.

La información brindada se debe interpretar, debido a que la orientación y coordenadas otorgadas pueden tener diferente significado.

La hora civil (LMT) ya la tenemos, es importante destacar que se encuentra en horas, minutos y segundos, ya que en estas unidades se deberá trabajar la ecuación, por lo que no necesita ningún tipo de conversión extra.

El valor de la ecuación del tiempo (Et) se obtiene directamente de la tabla 3 anexada (Ecuación del tiempo anual, por Spencer), para el día 16 de octubre de 2014, el valor correspondiente es:

$$Et = 14' 14''$$

El valor de L_{st} (meridiano estándar para la zona local), se calcula utilizando el huso horario local multiplicado por 15° por cada zona recorrida. El signo se asigna dependiendo del movimiento del huso en las zonas repartidas; hacia el este es positivo y al oeste es negativo (positivo significa que la hora se adelanta con respecto al meridiano, y negativo la hora se retrasa con respecto al meridiano)

$$L_{st} = \text{Huso horario} * 15^\circ = (-4)(15^\circ) = -60^\circ$$

El parámetro de L_{loc} es la longitud en grados del lugar, pero para poder aplicarla, debemos transformar los minutos a grados y después realizar la operación con el L_{st} , que se encuentra en grados.

$$L_{loc} = 58^{\circ} 30'$$

convirtiendo los 30' a grados ($^{\circ}$)

$$(^{\circ}) = (30') \times \left(\frac{1^{\circ}}{60'}\right) = \frac{1^{\circ}}{2} = 0.5^{\circ}$$

$$L_{loc} = 58^{\circ} 30' = 58^{\circ} + 0.5^{\circ} = 58.5^{\circ} \text{ Oeste. (negativo).}$$

Realizando la operación de $4(L_{st} - L_{loc})$:

$$4(L_{st} - L_{loc}) = 4(-60^{\circ} - (-58.5^{\circ})) = -6.0'$$

Entonces, reescribiendo la ecuación original:

$$LAT = 10h 00'00'' + 14'4'' + (-6.0') - C = 10h 8'4''$$

Respuesta: La hora solar local es de 10 horas, 8 minutos y 4 segundos.

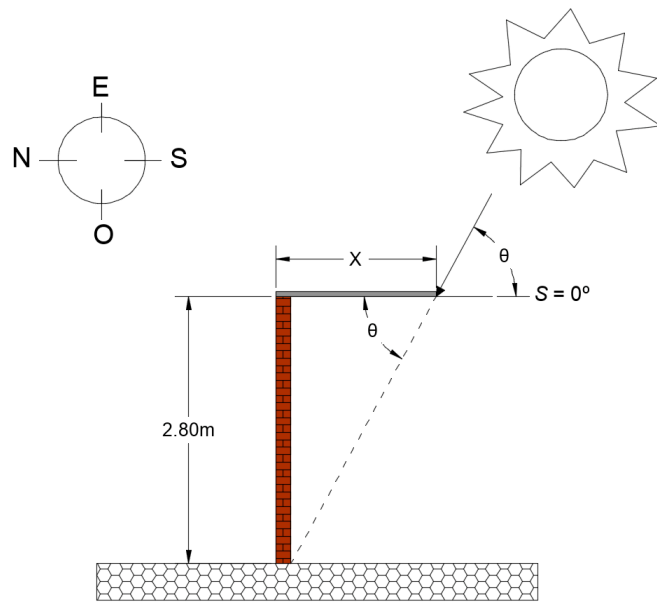
- 4) Considere una pared vertical de 2.80 metros de alto, orientada hacia el sur. Determine la longitud necesaria de un alero horizontal a instalar en la parte superior de la pared, para que esta no reciba radiación directa, entre las 10:00 am y las 14:00 horas, el día 10 de mayo, en un lugar de latitud 26° N.

Solución:

Se realiza una recopilación de datos para obtener el ángulo de incidencia sobre la superficie orientada hacia el sur, con una inclinación (S) de 90° (La superficie a tratar es la pared, es una superficie inclinada 90° , no se esta analizando como superficie el alero horizontal).

- Altura de la pared: 2.80 metros.
- Orientación de la pared: hacia el sur.
- Hora crítica: 10:00 A.M
- Día crítico: 10 de mayo.
- Latitud: 26° N.

Para obtener el valor del largo del alero, necesitamos saber el ángulo de incidencia a las 10:00 A.M. para obtener la distancia indicada en la figura (X).



El ángulo de inclinación (S) de la superficie (pared) es 90° con respecto al plano horizontal, y el ángulo de azimut (γ_s) es 0° por el hecho de estar orientado hacia el hemisferio Sur. Por lo tanto, el ángulo de incidencia se puede obtener de la siguiente manera:

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(\delta)\text{Cos}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Cos}(\omega)$$

- Para el día 10 de mayo, el valor de la declinación solar es: $\delta = 17.52^{\circ}$, obtenida de la tabla 3 anexa al final del documento.
- La latitud del lugar es 26° norte, por lo que es positiva.

- finalmente, se obtiene el ángulo horario calculándolo a partir del mediodía. A las 10:00 A.M. faltan 2 horas para alcanzar el punto donde $\omega=0$ y cada hora cuenta 15° hasta dicha posición, por lo tanto:

$$\omega = (12 - 10) * 15^\circ = 30^\circ \text{ durante la salida del sol.}$$

$$\omega = -30^\circ \text{ (negativo, debido a que es durante la mañana o salida del sol)}$$

La ecuación se resolvería de la siguiente manera:

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(17.52^\circ) \cdot \text{Cos}(26^\circ) + \text{Cos}(17.52^\circ) \cdot \text{Sen}(26^\circ) \cdot \text{Cos}(-30^\circ)$$

$$\text{Cos}(\theta) = 0.0914$$

$$\theta = \text{Cos}^{-1}(0.09145)$$

$$\theta = 84.758^\circ \approx 84.76^\circ$$

Utilizando la función trigonométrica tangente para obtener el valor del alero:

$$\tan(84.76^\circ) = \frac{2.80 \text{ m}}{X}$$

$$X = 0.256 \text{ m} \approx 0.26 \text{ m} = 26 \text{ cm.}$$

Respuesta: El alero debe poseer una longitud de 25 cm.

5) Calcule la irradiación global anual que recibe una superficie con inclinación óptima y azimut cero instalada en una ciudad donde la latitud es de 42.58° y posee un valor de medio anual de irradiancia global diaria horizontal de $4.02 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$.

- Superficie con inclinación óptima (S_{opt}) y azimut = 0.
- Latitud = 42.58° .
- $I_{diaria}(0) = 4.02 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$.

Se obtiene la inclinación óptima para dicho lugar utilizando la latitud:

$$S_{opt} = 3.7 + 0.69 (\Phi) = 3.7 + 0.69 (42.58^\circ) = 33.08^\circ$$

Antes de calcular la irradiancia global anual en una superficie inclinada, se necesita el parámetro normalizado a una superficie horizontal en un año, por lo que se calcula de la siguiente manera:

$$I_{anual}(0) = I_{diaria}(0) * 365 = 4.02 * 365 = 1467.3 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2}$$

Ahora calculamos la irradiancia global anual para la superficie inclinada.

$$I_a(S_{opt}) = \frac{I_a(0)}{1 - 4.46 \cdot 10^{-4} \cdot S_{opt} - 1.19 \cdot 10^{-4} \cdot S_{opt}^2}$$

$$I_a(S_{opt}) = \frac{1,467.3}{1 - 4.46 \cdot 10^{-4} \cdot 33.08 - 1.19 \cdot 10^{-4} \cdot 33.08^2} = 1,716.09 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2}$$

Respuesta: La irradiancia global anual para la superficie inclinada será de $1,716.09 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2}$

Problemas propuestos

Problema #1

Determine la declinación del sol, el día 02 de diciembre 2019.

Respuesta: -22.23°

Problema #2

Calcule la posición del sol el día 21 de mayo año 2019 a las 10 am tiempo solar, en un lugar en donde la latitud norte es de 24° . Determine también, la duración del día (en horas).

Respuesta: Elevación solar: 61.98° , azimut: -32.12 , duración del día: 13.25 horas.

Problema #3

Determine el tiempo solar a las 12:00 horas, el día 22 de enero, en un lugar ubicado en $:25^\circ 40' N, 100^\circ 18' W$.

Respuesta: 11 horas, 7 min, 20 seg.

Problema #4

Calcule la duración del día para San Salvador 21 de diciembre 2019 (asumir latitud promedio 13.5°) ¿A qué hora se oculta el sol?

Respuesta: duración del día: 11.2030 horas, hora del ocaso: 5 horas, 36 minutos, 54 segundos de la tarde (17:36:54)

Problema #5

Determine los meses y horas en que la pared vertical orientada hacia el norte, de una edificación, recibe radiación directa del sol, en un lugar de latitud $14^\circ N$ y en otro de latitud $24^\circ N$.

Respuesta: para $14^\circ N$: recibe radiación directa del sol desde 28 abril hasta 14 agosto. Para $24^\circ N$: nunca recibirá radiación directa del sol.

Problema #6

Calcule el máximo número de horas de asoleamiento que puede tener un lugar en que la latitud es $40^\circ N$.

Respuesta: 14.85 horas.

Problema #7

En un lugar de latitud $20^\circ N$, se registró experimentalmente que la radiación directa I_b era igual a 800 W/m^2 , el día 10 de junio a las 11 am tiempo solar. Determine la cantidad de radiación solar directa, que recibía un colector plano, orientado al sur con un ángulo de 20° .

Respuesta: 711.7 W/m^2 .

Problema #8

Si un panel recibe un promedio de irradiancia solar diario de 450 W/m^2 a lo largo de 14 horas, ¿cuál es el valor de HSP para ese día?

Problema #9

Considere una pared vertical de 2 metros de alto, orientada hacia el este. Determine la longitud necesaria de un alero horizontal a instalar en la parte superior de la pared, para que esta no reciba radiación directa, entre las 10:00 am y las 14:00 horas, el día 10 de mayo, en un lugar de latitud $26^\circ N$.

Problema #10

Calcule el valor medio anual de la irradiación sobre una superficie situada en El Salvador, Santa Ana y un valor medio anual de irradiación global diaria horizontal de 6.63 kW-h/m^2 , inclinada un ángulo de 15° y orientada 20° al Oeste. Hágalo de nuevo para una superficie con inclinación óptima.

3. EFECTO FOTOVOLTAICO, MÓDULOS Y ARREGLOS

3.1 Historia de la energía solar fotovoltaica

Inicios del efecto fotovoltaico por Alexandre Becquerel (1839).

Nacido en París, Francia, Alexandre Edmond Becquerel (1820 – 1891), fue un físico francés famoso por sus estudios sobre espectro solar, magnetismo, óptica y electricidad. Su popularidad se debe a su descubrimiento más impactante hasta la actualidad: **El efecto fotovoltaico**, el cual es la clave para la producción de energía a partir de las celdas solares. Él estuvo interesado especialmente en la fosforescencia, luminancia y reacciones químicas causadas por exponer ciertas sustancias a la luz.

En el año 1840, mediante pruebas en líquidos y metales, encontró que algunas de las reacciones producían una corriente eléctrica. Este hecho se estudiaría bastante en los años siguientes por científicos en diferentes partes del mundo, los cuales desarrollarían más este efecto fotovoltaico.

Heinrich Hertz, Philipp Lenard y sus observaciones (1887).

De la ciudad de Hamburg, nacido el 22 de febrero de 1857, Heinrich Rudolf Hertz fue un físico alemán que realizó experimentos con metales bajo el efecto de la luz. Ayudó a establecer el efecto fotovoltaico.

Hertz observó durante un experimento con dos electrodos conectados a alta tensión, que el arco producido entre ellos alcanzaba distancias mayores (es decir, se producía a mayor distancia entre los electrodos), cuando se iluminaba con luz ultravioleta.

Otro de los científicos que ayudaron a desarrollar el efecto fotovoltaico fue Philipp Eduard Anton Von Lenard, un hombre de origen alemán, nacido el 7 de junio de 1862. También físico, Lenard amplió los trabajos de Hertz sobre el efecto fotovoltaico, demostrando que el número de electrones extraídos (intensidad de corriente eléctrica) es proporcional a la intensidad (o número de fotones) de luz incidente.

Max Planck, hipótesis de los fotones (1900).

Nacido el 23 de abril de 1858, Max Karl Ernst Ludwig Planck era un físico matemático alemán, considerado fundador de la teoría cuántica.

En 1900, descubrió una constante fundamental, la denominada constante de Planck, usada para calcular la energía de un fotón. Esto significa que la radiación no puede ser emitida ni absorbida de forma continua, sino solo en determinados momentos y pequeñas cantidades denominadas cuantos o fotones. La energía de un cuanto o fotón depende de la frecuencia de la radiación:

$$E = h \nu$$

Donde h es la constante de Planck y su valor es $6,626 \times 10^{-34} \text{ J*s}$ y ν es la frecuencia de radiación en Hertz.

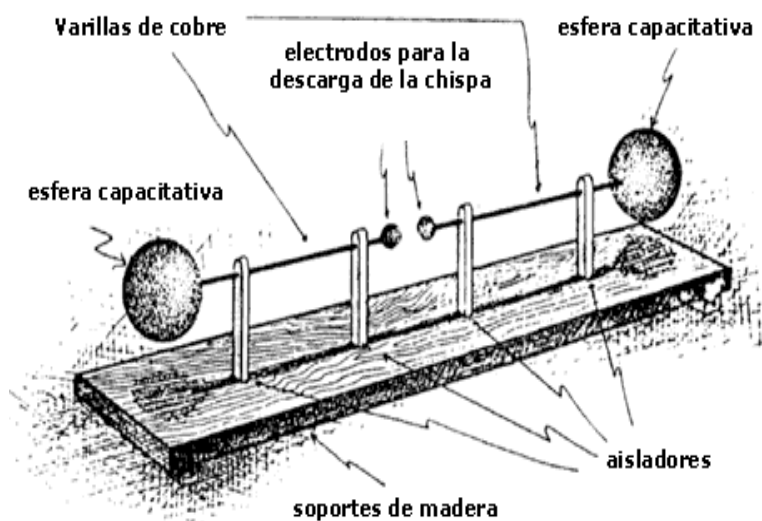


Figura 3.1 Experimento realizado por Hertz.

Albert Einstein interpreta la teoría de los fotones (1905).

En 1905 A. Einstein pudo explicar el efecto fotoeléctrico basándose en la hipótesis de Planck. Para esto Einstein suponía que la radiación electromagnética está formada de paquetes de energía, y que dicha energía depende de la frecuencia de la luz según la ecuación anteriormente descrita por el físico alemán.

A estos paquetes de energía los denominó “fotones”. No todos los fotones tienen la misma energía ya que algunos se emiten desde sitios más profundos y el trabajo que hay que realizar para arrancarlos del metal (función de trabajo) es mayor.

Desarrollando la primera célula solar (1954).

Pronto se fue desarrollando cada vez más la tecnología, con la invención del diodo por parte de Schottky y Mott en 1940, este funcionaría para llevar a cabo la fabricación de la primera célula solar.

Desde 1883, se habían hecho diferentes células solares, pero todas con baja eficiencia (igual o menor a 1% de eficiencia). Fue hasta el año 1954, donde la compañía Bell Telephone y los científicos Daryl Chapin, Gerald Pearson y Calvin Fuller, trabajaron con boro y silicio para capturar la energía del sol y transformarla en corriente eléctrica. Esta célula creada era más eficiente que las anteriores y dio pie a la creación de dispositivos más avanzados para aprovechar el efecto fotovoltaico.

Actualidad (2019).

La tecnología concerniente al efecto fotovoltaico se ha desarrollado en múltiples zonas del mundo, siendo una de las fuentes de energía más rentables en algunas zonas en particular.

Las eficiencias de los paneles han llegado a ser de hasta 40% utilizando seguidores y tecnología de espejos (los paneles de concentración). Los paneles con los que se realizan proyectos de inyección o sistemas residenciales poseen un 14% a 16% de aprovechamiento de la irradiancia, y se busca que, con el tiempo, este porcentaje incremente gradualmente.

3.2 Principios fundamentales

3.2.1 El átomo

El átomo es la unidad más pequeña de la materia. Su núcleo lo conforman los neutrones (sin carga) y los protones (carga positiva). Alrededor de él, girando en diferentes órbitas, se encuentran los electrones, cuya cantidad iguala al número de protones del átomo.

En los átomos existen órbitas que contienen los electrones, cuyo número depende del elemento y su estado. Los átomos cuya carga

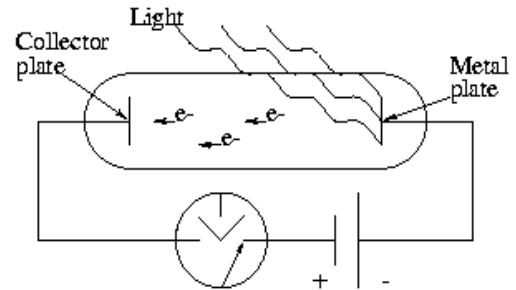


Figura 3.2. Dispositivo experimental para el efecto fotoeléctrico.



Figura 3.3. Científicos de derecha a izquierda. Calvin Souther Fuller, Daryl Chapin y Gerald Pearson.

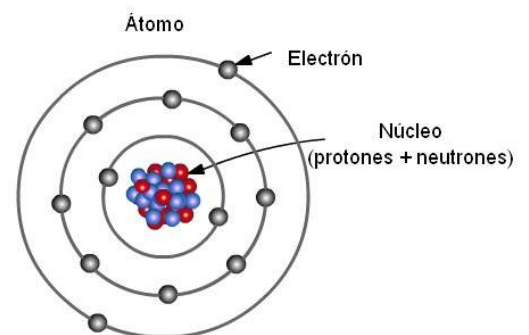


Figura 3.4. Ilustración 2D del átomo.

es neutra es porque poseen igual número de electrones y protones. Los electrones que están en la última órbita del átomo (la más lejana del núcleo), poseen menos fuerza de atracción hacia el centro del átomo, por lo que son propensos a trasladarse a otra órbita de otro átomo. Estas órbitas son llamadas capas de valencia. Los átomos que han adquirido carga negativa o que han quedado con carga positiva se les conoce como iones.

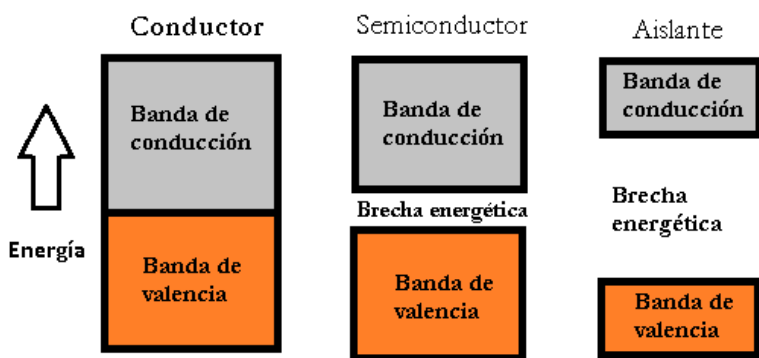
3.2.2 Átomos estables e inestables

Un átomo es estable cuando posee todos sus electrones en la última capa de valencia, mientras que un inestable no llenan su última órbita. Al no poseer su última capa llena de electrones, estos tienden a volverse estables ya sea liberando sus electrones o absorbiendo electrones de otros átomos.

3.2.3 Átomos conductores, aislantes y semiconductores

A continuación, se presentan las diferentes naturalezas que poseen los átomos al momento de poder producir corriente eléctrica o flujo de electrones:

- **Átomos conductores.** Son los que permiten fácilmente el paso de electrones debido a su inestabilidad. Por ejemplo, el cobre es un excelente conductor debido a que en su capa de valencia solo existe un electrón, el cual tiende a ser cedido a otro átomo.
- **Átomos aislantes.** o malos conductores, son átomos que poseen pocos o ningún electrón libre, lo que provoca una elevada resistencia a la conducción de cargas.
- **Semiconductores.** Un semiconductor es un material que transporta corriente, pero solamente de manera parcial. La conductividad de este se encuentra entre los metales, que son conductores por excelencia, y los aislantes. Los materiales semiconductores se componen en redes o estructuras cristalinas, las cuales son formas sólidas de cómo se ordenan y empaquetan los átomos, moléculas o iones.



Los comportamientos de estos tipos de átomos se resumen en la figura siguiente:

En las estructuras cristalinas existen brechas energéticas que evitan la circulación de electrones a lo largo de la red, debido a que las condiciones no presentan ningún aumento de energía sobre los electrones para que estos se desplacen a un intersticio o hueco.

Figura 3.5. Comportamiento de átomos conductores, semiconductores y aislantes.

Según la teoría de bandas energéticas en un sólido:

Tipo de material	Energía de salto (E_{GAP}) requerida.
Conductor	$E_{GAP} = 0 \text{ eV}$
Semiconductor	$0 < E_{GAP} < 3 \text{ eV}$
Aislante	$E_{GAP} > 4 \text{ eV}$

Tabla 3.1: Energías de salto para conductores, aislantes y semiconductores.

3.3 Teoría de los semiconductores

3.3.1 Energía de salto de brecha energética

En los semiconductores, el espacio correspondiente a la brecha energética es mucho más estrecho en comparación con los materiales aislantes.

Por ejemplo, si la temperatura de una red cristalina de un elemento semiconductor aumenta, algunos enlaces covalentes de este se romperán, dejando en libertad de movimiento a algunos electrones que han adquirido energía a partir del aumento de temperatura. La brecha energética es sobrepasada por la energía de salto (E_{GAP}) del electrón, por lo cual, este se traslada hacia la banda de conducción. La energía de salto se mide en electronvoltios (eV); la cual es una unidad que representa el cambio de energía cinética que experimenta un electrón al moverse de un punto de potencial V_a hasta un punto de potencial V_b , al ser esta diferencia de potencial igual a uno, es decir, $V_b - V_a = 1 \text{ V}$.

Es importante saber que, para obtener suficiente energía para un salto de brecha prohibida o energética, la multiplicación de las variables de la ecuación de Planck “ h ” y “ ν ”, debe ser mayor que la energía del salto de brecha, es decir:

$$h\nu > E_{GAP}$$

La mayor o menor eficiencia de un semiconductor depende del grado de ajuste de su energía de salto al espectro solar.

3.3.2 El silicio y su respuesta espectral

La mayoría de las celdas solares están hechas de silicio, debido a que es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre con un 28% de su masa conformada por él (solo superado por el oxígeno). La respuesta en frecuencia del silicio es aceptable para su utilización en las celdas, ya que posee una banda de longitud de onda y eficiencia considerablemente alta. Este material tiene usos múltiples en la actualidad, por ejemplo: tiene presencia en paneles solares, chips de computadoras, elementos de electrónica, etc. El espectro electromagnético solar está compuesto por fotones que se encuentran en diferentes rangos de longitudes de onda. La ecuación planteada por Planck que nos otorga la energía de dichos fotones y al reescribirla, nos propone lo siguiente:

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda}$$

Donde:

c = Velocidad de la luz ($3 \times 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$).

λ = Longitud de onda del espectro electromagnético.

h = Constante de Planck ($6.63 \times 10^{-34} \text{ J} \cdot \text{s}$).

En la ecuación se describe que la energía del fotón es inversamente proporcional a la longitud de onda del espectro electromagnético de la radiación solar, en otras palabras, a menor longitud de onda, mayor energía del fotón para provocar que el electrón de saltos desde la banda de valencia a la banda de conducción. La siguiente tabla muestra algunos rangos del espectro electromagnético.

Radiación	Subcategoría	Longitud de onda	Energía en electrones voltio
Ultravioleta (100-400 nm)	Ultravioleta C	100 nm - 280 nm	12.39 eV - 3.10 eV
	Ultravioleta B	280 nm - 315 nm	
	Ultravioleta A	315 nm - 400 nm	
Visible (400 - 780 nm)	Violeta	400 nm - 455 nm	3.10 eV - 1.58 eV
	Azul	455 nm - 490 nm	
	Verde	490 nm - 570 nm	
	Amarillo	570 nm - 590 nm	
	Anaranjado	590 nm - 620 nm	
	Rojo	620 nm - 780 nm	
Infrarroja (780 nm - 1 mm)	Infrarroja A	780 nm - 1400 nm	1.58 eV - 0.0012 eV
	Infrarroja B	1400 nm - 3000 nm	
	Infrarroja C	3000 nm - 1 mm	

Tabla 3.2: Espectro electromagnético, sus rangos de longitud de onda y energía en electronvoltio.

La respuesta espectral del silicio comprende desde los 300 nm hasta los 1100 nm de longitud de onda aproximadamente, siendo estos valores los extremos con los cuales se puede producir un salto a la brecha energética desde la banda de valencia hasta la banda conductora. Los valores de energía en electronvoltios mínimos y máximos en el silicio para superar la energía de salto son desde 1.14 eV hasta 3.67 eV. Dependiendo del material y la tecnología utilizada en las celdas solares, estas serán mejores o peores al convertir diferentes espectros electromagnéticos solares en electricidad. El silicio posee una mejor respuesta en el rango de longitudes de onda visible. Mientras que celdas solares cristalinas son particularmente más sensibles a largas longitudes de onda de radiación solar, las celdas tipo capa delgada absorben la energía de los fotones de mejor manera en rangos de longitudes de onda media (espectro electromagnético visible, que va desde los 400 a 800 nm). [34]

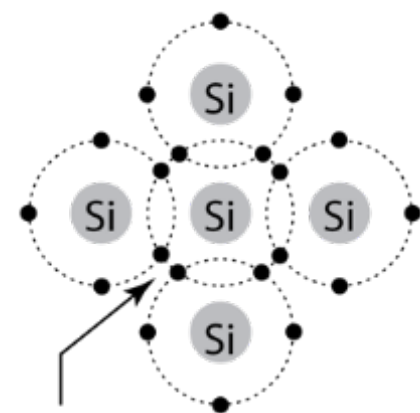
3.3.3 Tipos de semiconductores

- **Semiconductores intrínsecos:**

Es un semiconductor puro, es decir, que solo posee un elemento en toda su estructura cristalina. Este está conformado por varios enlaces covalentes, los cuales conforman una unión de electrones entre dos átomos iguales.

En un semiconductor intrínseco también hay flujos de electrones y huecos, aunque la corriente total resultante sea cero. Esto se debe a que por acción de la energía térmica se producen liberaciones de electrones y producción de huecos por pares, por lo tanto, hay tantos electrones libres como huecos con lo que la corriente total es nula.

Por lo general, todos estos elementos poseen 4 electrones de valencia y representan un estado neutral o intermedio, como son el silicio y el germanio. Estas estructuras son inestables, por lo que, al convertirse en estable, se presenta una particularidad, y es que el desprendimiento de los 4 electrones de valencia como la adquisición de otros 4 electrones a la última capa requieren la misma energía.



Electrones compartidos de un enlace covalente.

Figura 3.6: Cristal de silicio.

Este tipo de semiconductores no producen valores de corriente útiles para la producción fotovoltaica, ya que a temperatura ambiente no poseen portadores libres (electrones sueltos). **La producción de corriente únicamente se puede trabajar (con baja eficiencia) con temperaturas por encima de los 300 K.** A una

temperatura de 0 K un semiconductor intrínseco no conduce, es decir, su naturaleza de conducción es la de un aislante.

- **Semiconductores extrínsecos:**

Para aumentar la conductividad de un semiconductor intrínseco, se suele dopar o añadir átomos de impureza. Estos llevan el nombre de semiconductores extrínsecos.

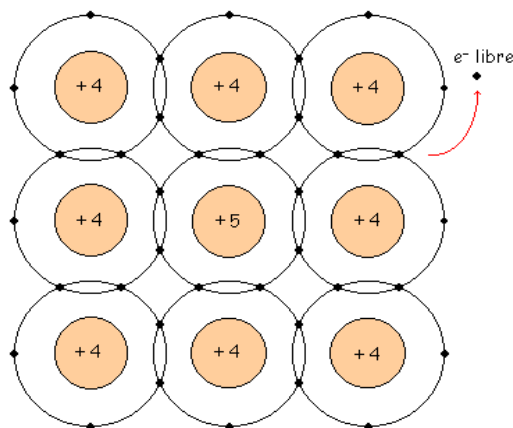
Existen dos tipos de dopaje para semiconductores intrínsecos: **dopaje tipo N y dopaje tipo P**. En ambos procesos, el semiconductor es inyectado con átomos con diferente número de electrones en su capa de valencia, esto con el objetivo de facilitar la conducción de electrones por medio de cristales dopados, es decir, liberación de electrones o generación de huecos.

Ambos tipos de semiconductor (tipo N y tipo P) no tienen utilidad al estar separados, ya que **de ellos no se obtiene ninguna corriente**.

3.3.3.1 Semiconductor tipo N

Es el semiconductor intrínseco que está dopado con impurezas "donadoras", que son pentavalentes, es decir, que poseen 5 electrones en la capa de valencia. Como los electrones superan a los huecos en un semiconductor tipo n, reciben el nombre de "portadores mayoritarios", mientras que a los huecos se les denomina "portadores minoritarios".

Por ejemplo: se puede dopar un cristal de silicio con cualquier átomo pentavalente, como pueden ser el Arsénico (Ar), Antimonio (Sb), Fósforo (P), etc. Y un electrón de estos quedará libre como se muestra en la figura siguiente.



De esta manera, el arreglo queda con un electrón de sobra. El electrón puede adquirir energía fácilmente, ya que el compuesto de Silicio con cualquier otro átomo con valencia 5, al unirse obtienen los 8 electrones para su estabilización y, por ende, no necesita el electrón libre, el cual puede moverse sin gran dificultad al ganar energía de la temperatura ambiente. [35]

Es importante recalcar que **el desplazamiento de los electrones libres es aleatorio, por lo que un semiconductor tipo N no puede abastecer ningún tipo de carga, ya que no se direcciona la trayectoria que recorren los electrones**.

Figura 3.7. Semiconductor tipo N. [35]

3.3.3.2 Semiconductor tipo P

Es el semiconductor que está dopado con impurezas "Aceptoras", que son trivalentes, que como su nombre lo indica, son átomos que tienen tres electrones en su última órbita.

Como el número de huecos supera el número de electrones libres en este caso, los huecos son los portadores mayoritarios y los electrones libres son los minoritarios. Por ejemplo: Se puede dopar de impurezas con los átomos de Aluminio (Al), Boro (B), Galio (Ga), etc.

El arreglo quedará con un hueco, el cual también puede desplazarse a lo largo del semiconductor dopado, pero de manera aleatoria.

Se aclara también para este tipo de semiconductor que **el movimiento del hueco al ser sin una trayectoria indefinida, no podrá producir corriente alguna. Se recuerda también que ambos tipos de semiconductores son neutros, es decir, la carga neta es cero.**

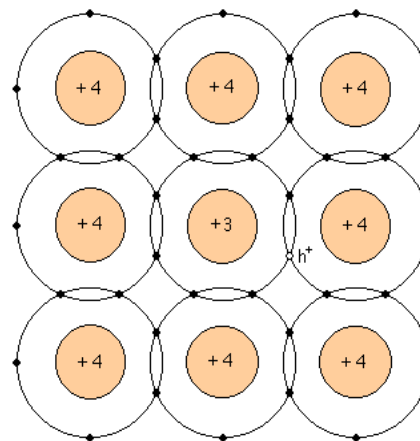


Figura 3.8. Semiconductor tipo P. [35]

3.4 El efecto fotovoltaico

La palabra “fotovoltaico” proviene de la unión de “foto” que significa luz, y “voltaico”, que significa electricidad proveniente de una batería. Esta palabra también se puede describir de la siguiente manera:

“Perteneiente o relativo a la conversión directa de energía luminosa en energía eléctrica.” Definición de la Real Academia Española.

Pues bien, este efecto es fotoeléctrico, caracterizado por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente que están en contacto y expuestas a la luz o, en general, a una radiación electromagnética, como puede ser la solar, por ejemplo.

Este fenómeno es aplicado más que todo a la conversión de la luz solar en energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas, los cuales están hechos a base de semiconductores, la mayoría de casos de silicio con impurezas.

3.4.1 Los fotones: la fuerza motriz del efecto fotovoltaico

Los fotones son quantums (cuantos o cuantios) de energía en forma de radiación electromagnética, emitidos o absorbidos por la materia. La energía de cada una de estas partículas es dependiente de una variable en particular, la cual es la longitud de onda.

Cada material semiconductor tiene una energía mínima que permite liberar electrones de sus átomos. Esta energía corresponderá a fotones de una determinada banda de frecuencias que irá desde los asociados a la ultravioleta, los colores visibles y hasta una parte pequeña de la infrarroja, ya que la mayoría de este último rango no llega a producir energía suficiente de electronvolts, debido a su valor alto de longitud de onda.

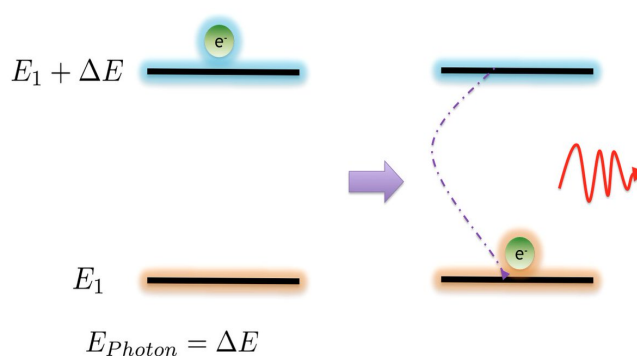


Figura 3.9. Fotón otorgando energía a un electrón para cruzar la brecha energética.

Estas partículas pueden generar pares electrón-hueco, que es cuando un electrón se libera al absorber energía de los fotones que pasan por una red cristalina o cerca del elemento en cuestión. No todos los fotones logran excitar lo suficiente a los electrones, debido a que su energía está limitada a su longitud de onda, como se dijo anteriormente. También depende del átomo afectado, su naturaleza y la brecha energética a sobrepasar. Si el fotón posee la suficiente cantidad de energía para sobrepasar la brecha energética entre átomos o red cristalina, el electrón pasará desde la banda de valencia (última órbita del átomo) hasta la banda de conducción, y formará parte de un compuesto o elemento puro cristalino, mientras deja un hueco que será rellenado por otro electrón muy posiblemente.

En conclusión, el efecto fotovoltaico es aquel fenómeno que consiste en la producción de energía eléctrica utilizando dos materiales diferentes, la luz y su energía fotónica, independientemente sea solar o de cualquier otra naturaleza.

3.5 La celda solar

Las celdas solares, también llamadas células solares, son dispositivos que convierten la energía solar en energía eléctrica, por medio del efecto fotovoltaico. Esta parte es la parte más importante de la producción de energía fotovoltaica. En estas celdas, la luz incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas que produce una diferencia de potencial entre ellas, el cual es capaz de conducir la corriente a través de un circuito externo o carga.

La cantidad de energía que entrega cada celda solar está determinada por el tipo y el área del material, la irradiancia del sol y por la longitud de la onda del espectro electromagnético solar que impacta en la celda.



Figura 3.10. Celda solar.

3.5.1 Partes de una celda solar

La fabricación de la celda es realizada con dos objetivos: protección mecánica y componentes eléctricos.

3.5.1.1 Protección mecánica

La celda posee una **cubierta de vidrio** para protegerla de ambientes agresivos, obstáculos u otros agentes invasores como el polvo, agua, etc. Además, cada celda posee una **cubierta anti-reflectiva**, esto con el objetivo de aprovechar al máximo la irradiancia proveniente del sol, disminuyendo pérdidas de energía en luz reflejada.

También posee un **adhesivo transparente** para que todo sea una sola unidad, que posea más rigidez y estabilidad al momento de desplazar las piezas.

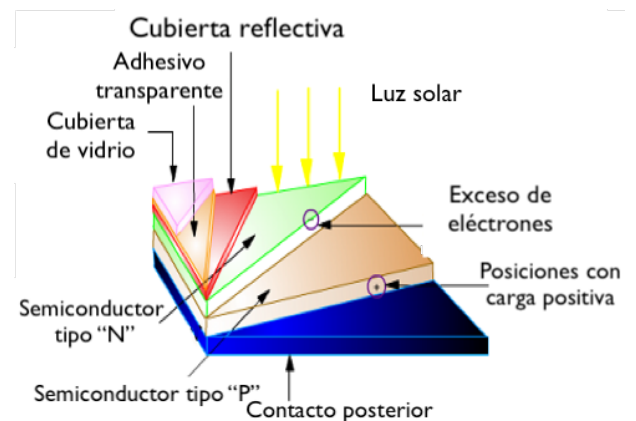


Figura 3.11. Protecciones de la celda solar.

3.5.1.2 Componentes eléctricos de la celda solar

Son 5 partes las principales de los componentes eléctricos de la celda. Estos son:

- **Electrodos negativos.** Se trata de que estos electrodos sean lo menos perjudiciales para la celda, ya que producen un poco de sombra. Estos poseen carga negativa, ya que están en contacto con el semiconductor N.
- **Electrodo positivo.** Es la parte trasera de la celda solar. Posee carga positiva ya que está en contacto con el semiconductor P.
- **Material semiconductor tipo N.** Este material es normalmente hecho a base de silicio y dopado con algún elemento pentavalente. Este suele ser una capa más delgada que el material semiconductor tipo P y más dopada.

- **Material semiconductor tipo P.** Es un material igual que el semiconductor tipo N, con la diferencia de que es dopado con elementos trivalentes. Esta capa suele ser más gruesa y poco inyectada con la impureza.
- **Región de agotamiento.** También llamada región de carga espacial. En esta parte de la celda, los elementos son estables y funciona como un generador de pares electrón-hueco al momento de que la luz incide en la celda.

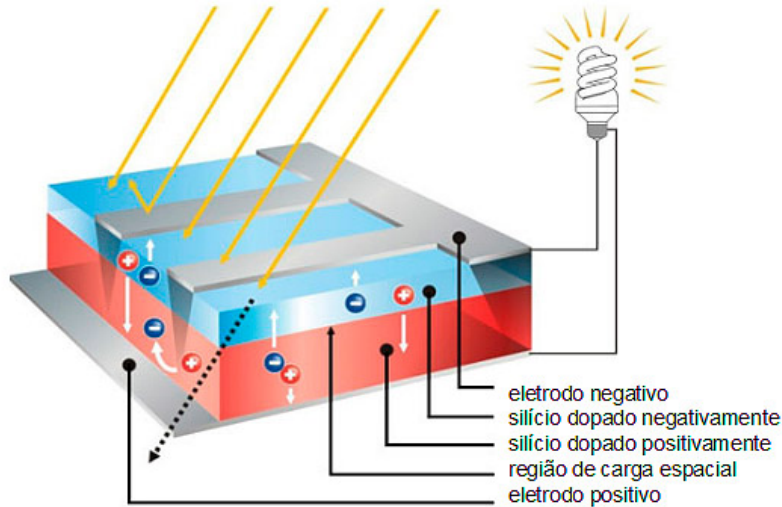


Figura 3.12: Componentes de la célula solar.

3.5.2 Funcionamiento de la celda solar

La celda solar está compuesta por dos capas. La primera capa es una semiconductor tipo N y la segunda es una semiconductor tipo P.

La capa tipo N funciona al dopar el silicio con átomos con 5 electrones en la capa de valencia. Al combinarse, esta nueva red cristalina deja libres electrones, los cuales pueden moverse a través de todo el cristal. Estos electrones no se mueven de manera direccional, es decir, sus desplazamientos no son orientados hacia ninguna trayectoria en particular, por lo que no se puede conectar carga a esta capa.

Lo que se realiza es juntar esta capa con otro tipo P, el cual es un cristal de silicio dopado con átomos con 3 electrones en la capa de valencia, dejando un hueco disponible al inyectar este átomo, el cual será rellenado por un electrón de otra parte del cristal. **Esta forma de conducción lleva el nombre de conducción extrínseca.**

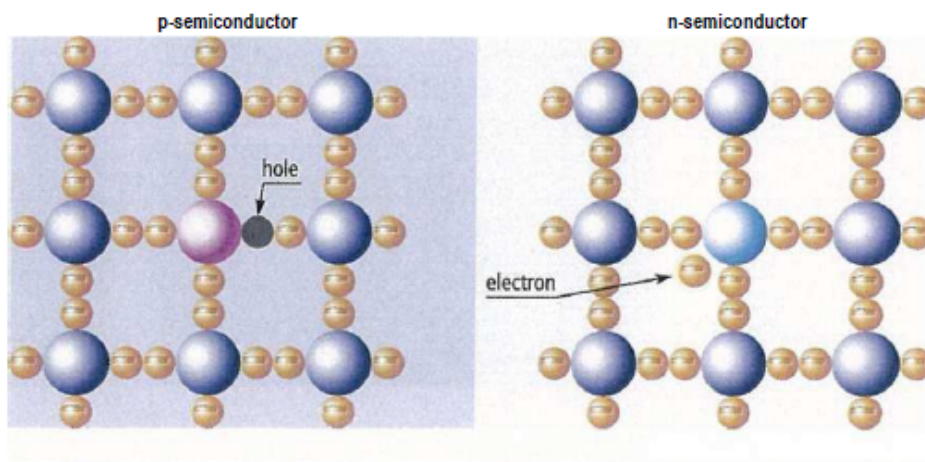


Figura 3.13: Materiales semiconductores P y N con su hueco y electrón libre respectivamente. [34]

La combinación P-N se realiza y se crea una unión entre ellas, moviéndose electrones de la capa N a huecos de la capa P, pero solamente en la zona de enlace entre estas dos. A esta área se le llama **región de agotamiento**.

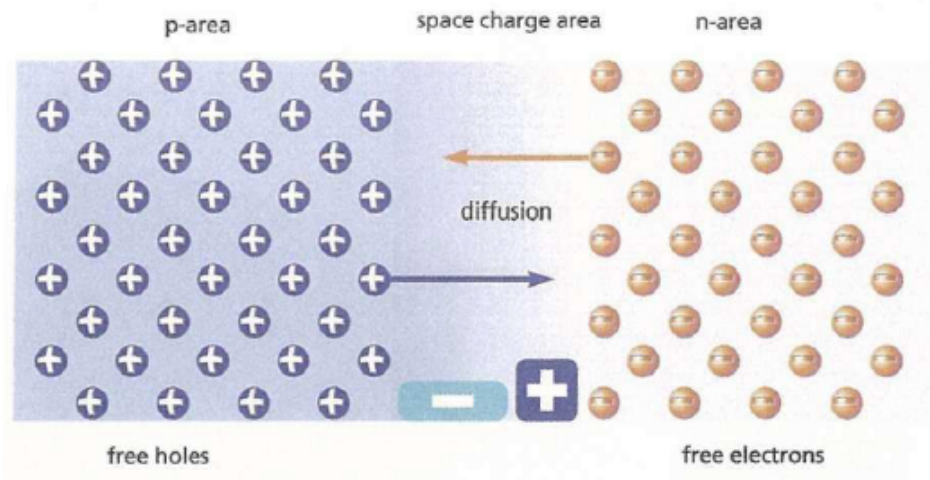


Figura 3.14: Capa P-N con su región de agotamiento. [34]

En esta región de agotamiento surge una pequeña diferencia de potencial entre sus fronteras, creando así un campo eléctrico. Sin embargo, esto no es suficiente para que se produzca una corriente, ya que no hay una fuerza motriz que dirija el flujo de electrones.

En este momento, la celda está lista para recibir la energía de los fotones que viajan a través del espectro electromagnético solar. Una vez la irradiancia consigue penetrar la región de agotamiento, los electrones de las capas de valencia ganan energía y comienzan a formar pares electrón-hueco dentro del material, sin embargo, estos electrones son dirigidos hacia el semiconductor tipo N y los huecos hacia el tipo P debido al campo eléctrico.

La diferencia de potencial en este momento ya es apreciable y posee direccionamiento debido a la concentración de huecos y electrones en zonas distintas, lo que hace posible la conexión de cargas en los electrodos positivos y negativos de la celda.

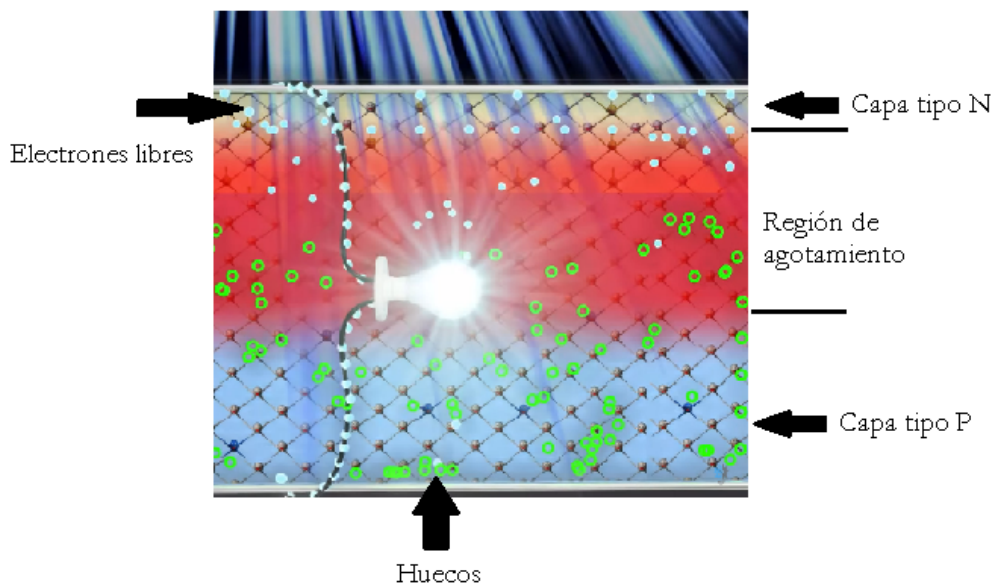


Figura 3.15: Región de agotamiento y producción de pares electrón-hueco.

A menudo suele doparse más la capa N y al mismo tiempo disminuir su área, debido que la energía de la luz solar puede alcanzar de mejor manera la región de agotamiento, la cual es ahora más ancha y puede generar más pares electrón-hueco, aumentando la eficiencia de la celda.

3.6 Tecnología y proceso de fabricación de celdas

En la actualidad, existe una variedad de paneles fotovoltaicos fabricados a base de celdas con diferentes materiales. Se han desarrollado nuevos métodos de producción con el fin de tener un abanico de opciones para todas las aplicaciones necesarias, desde celdas con sustancias orgánicas hasta los más comunes, que son los de silicio.

3.6.1 Celdas cristalinas de silicio

Son celdas fabricadas de bloques de silicio, que son popularmente llamadas como lingotes o “ingots” y son los más comunes a nivel mundial. A lo largo de los años, su uso ha demostrado que su vida útil comprende entre 25 hasta los 30 años en el mejor de los casos, cayendo su eficiencia hasta un 80% en los primeros 25 años. El silicio se puede encontrar en la arena principalmente, pero éste debe tener una pureza de alrededor de 99.99% para que se pueda utilizar en el proceso de fabricación.

Dentro de esta categoría se distinguen dos grandes grupos, que son las celdas monocristalinas y las celdas policristalinas.

3.6.1.1 Celdas monocristalinas

Este tipo de celda se fabrican sin impurezas al momento de su fundición, es decir, se constituyen los bloques de silicio puro en forma cilíndrica, que luego se recortan de forma cuadrada o circular, solo siendo dopada para su operación. Durante su proceso, se realizan varias etapas de cristalización para purificar el cristal.

Estos paneles poseen un **rendimiento que ronda el 24% en condiciones de laboratorio y del 15 al 18% en condiciones de operación y escala comercial**. Que el rendimiento sea mayor beneficia de manera significativa cuando el área de instalación disponible es poca, ya que, con este tipo de celda, se puede obtener mayor potencia por menor área a comparación de los policristalinos y amorfos. [36]

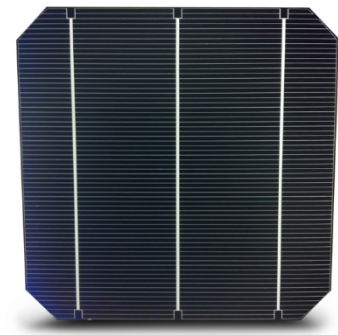


Figura 3.16. Celda fotovoltaica monocristalina.

Su utilización ha demostrado que su vida útil es más prolongada, además de que su producción no se ve tan afectada por radiación difusa, es decir, tiene una mejor respuesta que otras celdas a este inconveniente.

El mayor problema con este tipo de panel es **su costo**, el cual es alto debido a sus propiedades. Su elección se puede basar en un problema de reducida área para instalar una planta o parque solar.

En su aspecto físico, usualmente son de apariencia uniforme y poseen unos cortes en las esquinas, son de color azul oscuro o a veces gris sin el anti reflectante y su grosor de celda ronda los 0.2 – 0.3 mm.

3.6.1.2 Celdas policristalinas

Las celdas policristalinas son fabricadas de manera similar a las monocristalinas, con la diferencia de que se omite el proceso de Czochralski, por lo que el cristal no posee tanta pureza como la esperada. Más adelante se explicará este proceso.

Estas celdas tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 19%, y su rendimiento comercial oscila entre 13 y el 15%. A pesar de tener un rendimiento menor, los paneles policristalinos tienen un menor precio que los monocristalinos y un peor

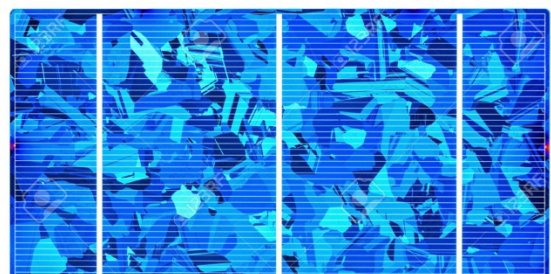


Figura 3.17. Celda policristalina.

comportamiento a altas temperaturas [37], con lo que bajo estas condiciones pueden generar menos energía que los monocristalinos. Por supuesto, si se necesita cubrir cierto régimen de producción con ciertos kilowatt pico instalados, se necesitarán más paneles policristalinos que monocristalinos, al tener menor eficiencia.

En su aspecto físico, tienen forma cuadrada, con un espesor que ronda entre 0.24 – 0.3 mm, sus cristales pueden ser apreciados por la luz reflejada debido a que tienen diferentes orientaciones y son de color azul la mayoría de los casos.

3.6.2 Celdas de capa fina

Las celdas de capa fina (thin film) generalmente tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 13%, y su rendimiento comercial y de operación oscila entre 7 y 10%. La creación de estas celdas se realizó para básicamente reducir costos de producción y salir de la posible escasez de silicio en estado puro. Esto desembocó investigaciones con diversos materiales.

Como es deducible, las bajas eficiencias de estas celdas requieren mayor área para poder abastecer las potencias demandadas; si bien se necesitan más paneles, también poseen la ventaja de que, gracias a sus costos de fabricación, estos poseen un precio menor que los policristalinos.

Debido a sus materiales, estas celdas poseen una alta absorción de la luz, por lo que no es necesario recurrir a un grosor de material relativamente grande. Basta con un grueso de 0.001 mm para poder construir la celda. Además, en los procesos de manufactura del silicio se trabaja hasta temperaturas de 1500 °C para crear celdas cristalinas, mientras que, con las celdas de capa delgada, las temperaturas se manejan en el orden de los cientos de grados centígrados (desde 200° hasta 600°).

El color de los paneles puede cambiar, pueden encontrarse verde oscuro, negros, café rojizo, azul, azul violeta y gris oscuro; esto los hace atractivos para poder integrarse a la arquitectura de un edificio, sus fachadas o alguna otra aplicación doméstica.

Las células de capa fina más importantes son los de silicio amorfo, los de cobre, indio y selenio (**CIS**), los paneles de capa fina a base de cadmio y telurio (**CdTe**) y las células sensibilizadas por colorante o Graetzel.

- **Silicio amorfo:** Su composición está formada por sustrato de vidrio (sólido), de metal o de plástico (flexibles). Posee tres capas de silicio amorfo; éste, ya dopado, se deposita sobre el sustrato a alta temperatura en una cámara de vacío mediante inyección de gas y luego se le agrega una película de conductor transparente que recupera los electrones (Cd_2SnO_4 , ZnO o ITO). Es de recalcar que este es una de las pocas celdas que mejor responde a la iluminación artificial, aunque su eficiencia no es muy alta al no pasar del 11% a nivel comercial.
- **CIS.** Son celdas de capa fina, las cuales poseen mayor rendimiento comparada con las demás de su tipo. Están compuestas por una cubierta de vidrio o plástico, dos electrodos en la parte delantera y trasera y una capa muy delgada y flexible compuesto por cobre, indio y selenio. En algunos casos también contiene Galio (CIGS). Este material posee un coeficiente de absorción de energía luminosa alto. Sus eficiencias en valores comerciales rondan del 13 al 15 por ciento.
- **CdTe.** Son celdas cuya materia prima puede conseguirse fácilmente y pueden alcanzar eficiencias muy altas en laboratorios, pero bajas en valores comerciales. A diferencia del silicio, el telurio de cadmio es más barato, más eficiente y dúctil. Además, es un semiconductor con una brecha de energía de 1.5 electrón-voltio, que es el rango de brecha de energía adecuada para aprovechar el espectro solar. Junto con la capa de sulfuro de cadmio, se logra una brecha de energía de 2.42 eV. Su eficiencia comercial está en un rango del 9 al 11 por ciento.

- **Células sensibilizadas por colorante o Graetzel.** Son células de bajo costo y película delgada que están hechas en base a un semiconductor formado entre un ánodo foto sensibilizado y un electrolito. Se fabrican usando técnicas de impresión de rollo convencionales y son semi-flexibles y a pesar de tener una eficiencia muy baja a nivel comercial (7%), a nivel estético son muy apreciadas debido a la banda de colores que pueden adquirir.

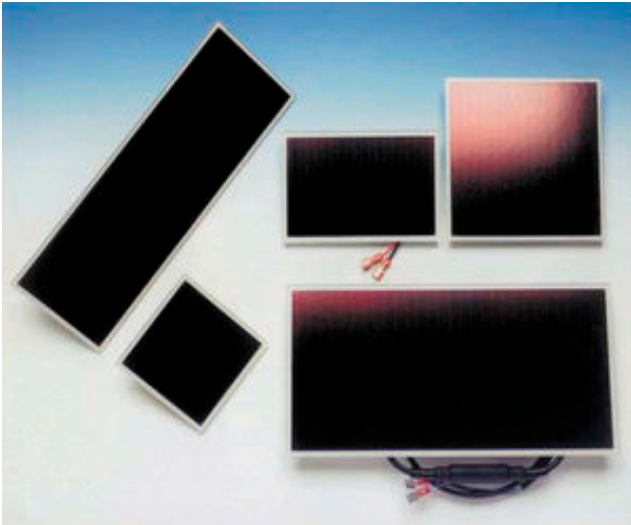


Figura 3.18. Celda de silicio amorfo.

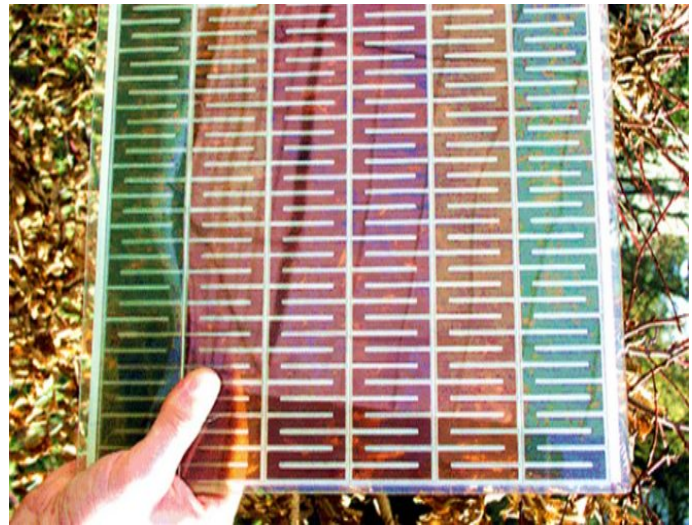


Figura 3.19. Celda sensibilizada por colorante.

3.6.3 Celdas de concentración

Concentran la luz solar directa en la celda, se les conoce también como III-V semiconductores, ya que están compuestos de galio, arsénico e indio (InGaAs), o indio, galio y fósforo (Indio, Galio o Fósforo) o germanio; todos estos elementos son del grupo III y V de la tabla periódica y por eso la causa del nombre.

Estos componentes permiten a la celda obtener altos porcentajes de eficiencia. Esta tecnología se basa en colocar múltiples celdas juntas, cada una optimizada para obtener la máxima energía de la banda espectral electromagnética.

Dado que estas celdas son extremadamente caras, se usan lentes de bajo costo para recolectar luz solar de un área receptora más grande y concentrarlo en células pequeñas de solo unos pocos milímetros cuadrados con eficiencias de más del 30% con luz concentrada, incluso se han alcanzado valores de hasta 39%. [34]

Produciendo células solares que comprenden cuatro o cinco capas, esto podría aumentar la eficiencia acercarse al 50 por ciento en el futuro.

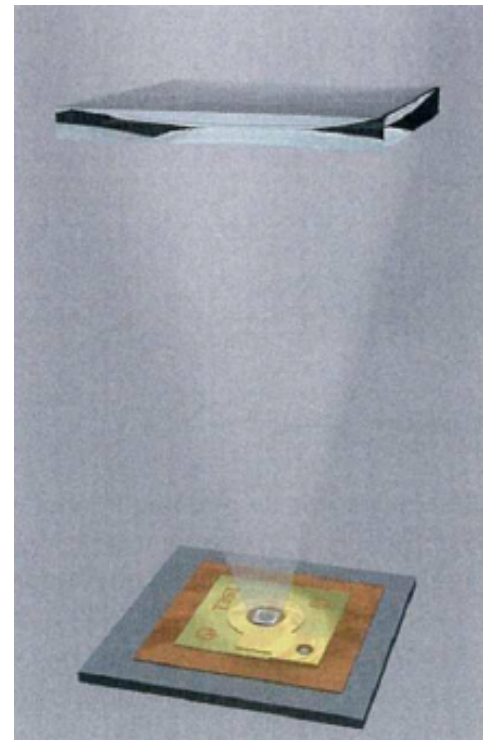


Figura 3.20. Celda de concentración.

Las celdas de concentración se clasifican en:

- **Baja concentración:** razón de amplificación menor de 10x.
- **Media concentración:** entre 10x y 100x.
- **Alta concentración:** mayor de 100x, pero generalmente menor que 1000x.

Existen 2 tipos de sistemas ópticos empleados hoy en día, cuyo objetivo es concentrar la luz solar en la celda para producir más energía y disminuir el material fotovoltaico de la celda, reduciendo costos.

- **Sistemas Refractivos.**

Emplean lentes de FRESNEL. En estos sistemas se utiliza una lente para concentrar la energía solar sobre la célula fotovoltaica. El panel fotovoltaico tiene la forma de un colector térmico y se divide en compartimientos cada uno con su célula fotovoltaica. Dentro de cada compartimiento se encuentra una gran lente compuesta por pequeñas lupas, las cuales concentran la luz en la célula.



Figura 3.21: Sistema de concentracion pro refracción.

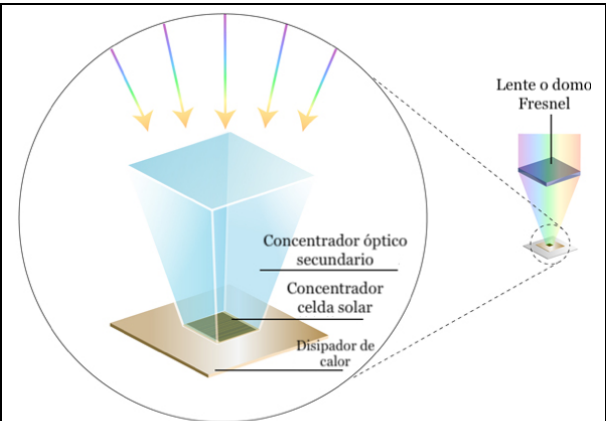


Figura 3.22: Componentes de un sistema de refracción.

- **Sistemas Reflectivos.**

Emplean uno o mas espejos los cuales se utilizan para concentrar la luz en la célula fotovoltaica. El efecto se genera al impactar los rayos solares en un espejo y haciéndolo reflejar esa cantidad de energía en un segundo espejo el cual la hará concentrar en la célula fotovoltaica.



Figura 3.23: Sistema de concentracion reflectivo.

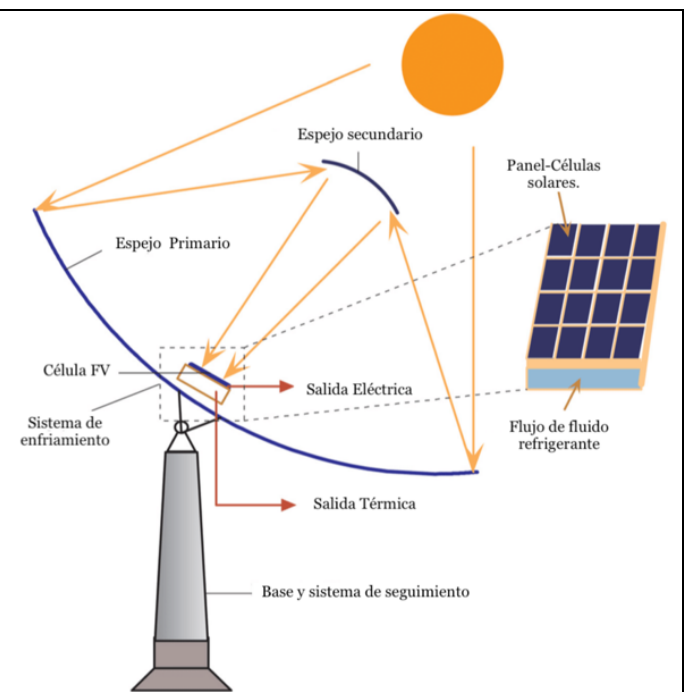


Figura 3.24: Componentes de un sistema reflectivo.

COMPARATIVA ENTRE LOS DIFERENTES TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.							
TIPO DE CELDA	EFICIENCIA EN LABORATORIO (%)	EFICIENCIA COMERCIAL (%)	EFICIENCIA EN SERIE (%)	FORMA	GROSOR (MM)	COLOR	RESPUESTA A ALTA TEMPERATURA.
Monocristalinas	24.7	20	16.9	Rectangular con bordes cortados	0.2 - 0.3	Azul oscuro o negro	Excelente
Policristalinas	20.3	16.5	14.2	Rectangular	0.24 - 0.3	Azul oscuro	Buena
Silicio amorfo	13.1	10.5	7.5	Rectangular y uniforme	1 - 3	Café rojizo, azul o azul violeta	Regular
CIS	19.5	14.2	11.1	Rectangular y uniforme	2- 4	Gris oscuro o negro	Regular
CdTe	16.5	10.1	9	Rectangular y uniforme	3	Verde oscuro o negro	Regular
Graetzel	12	7	5	Rectangular alargado	0.00001 - 0.00003	Variiedad de colores	Regular
De concentración	39	27.4	27	Diferentes formas	-	-	Excelente
Híbridos	21	18.5	16.8	Cuadrada con esquinas redondas	0.2	Azul oscuro o negro	Regular

Tabla 3.3: Comparativa de diferentes células fotovoltaicas.

3.7 Técnicas de fabricación

El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio), de la que, por el método de reducción, se extrae el silicio llamado de grado metalúrgico, que dispone de una pureza del 98%. Que, al no ser suficiente, ha de volverse a purificar hasta el extremo de llegar a un valor del 99.9999%. Este silicio puro, al que se le da el nombre de silicio de grado electrónico, es el comúnmente utilizado para la fabricación de células.



Figura 3.25: Proceso general de un módulo fotovoltaico.

El método de reducción consta de un reactor de lecho fluido donde ingresa el silicio metalúrgico a una temperatura de 300 °C, donde sale una mezcla de hidróclorato con silicio. Este pasa a unas columnas de destilación y luego a otro reactor a 1200 °C, donde ya se obtiene el silicio grado electrónico.

1. Obtención del lingote.

- Proceso Czochralski para paneles monocristalinos.

Este método para la obtención de silicio monocristalino obedece su nombre a J. Czochralski, que determinó en 1918 la velocidad de cristalización de metales al estirar monocristales y policristales, venciendo la gravedad desde un crisol que contiene el material fundido.

El método consiste en tener un crisol (generalmente de cuarzo) que contiene el semiconductor fundido. La temperatura se controla para que esté justamente por encima del punto de fusión y no empiece a solidificarse. En el crisol se introduce una varilla que gira lentamente y tiene en su extremo un pequeño monocristal del mismo semiconductor que actúa como semilla. Al contacto con la superficie del semiconductor fundido, éste se agrega a la semilla, solidificándose con su red cristalina orientada de la misma forma que aquella, con lo que el monocristal crece. La varilla se va elevando y, colgando de ella, se va formando un monocristal cilíndrico. Finalmente se separa el lingote de la varilla y pasa a la fusión por zonas para purificarlo.

Al controlar con precisión los gradientes de temperatura, velocidad de tracción y de rotación, es posible extraer un solo cristal en forma de lingotes cilíndricos. Con el control de esas propiedades se puede regular el grosor de los lingotes.

- Fundición del semiconductor y dopaje
- Introducción de semilla o germen cristal
- Crecimiento del grano cristalino.
- Ascenso y rotación del monocristal.
- Cristal formado.

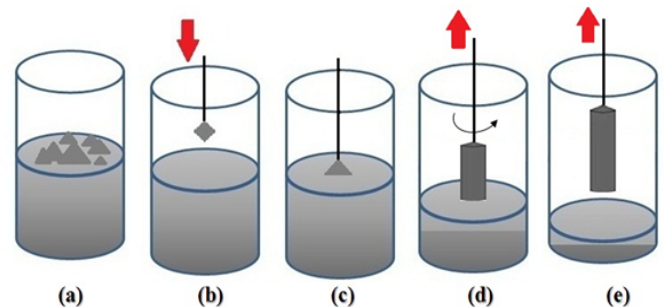


Figura 3.26. Proceso Czochralski.

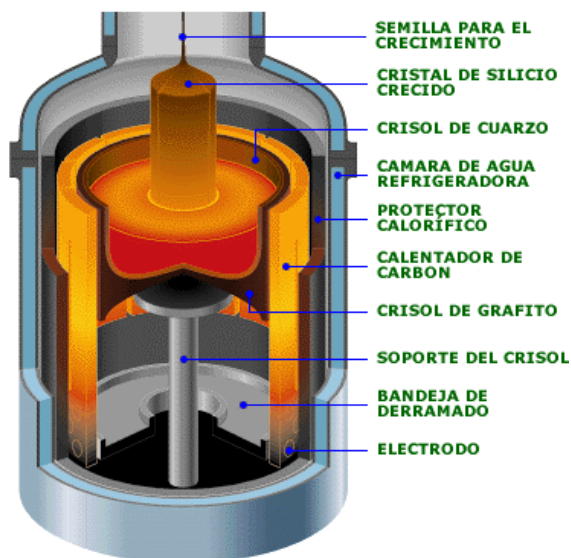


Figura 3.27. Partes del proceso Czochralski.

Cabe resaltar que este proceso se realiza normalmente en una atmósfera inerte, como argón, y en una cámara inerte, como el cuarzo.

En el proceso se disuelve el crisol de cuarzo, resultando en la producción de partículas de oxígeno en la mezcla difundida. Esto presenta ventajas y desventajas. La desventaja es que la relativa alta concentración del oxígeno puede ocasionar defectos activos eléctricos; mientras que la ventaja es que estos átomos capturan impurezas metálicas en el cristal y contribuyen a fijar dislocaciones, lo que contribuye al refuerzo mecánico del material en general.

Este proceso es uno de los más conocidos para producir módulos de silicio monocristalino, sin embargo, hay otros procesos para el mismo fin.

- Proceso de zona flotante.

Es el segundo método para obtener silicio monocristalino y fue creado por Theuerer en 1962. Este se basa en hacer pasar por una zona de fundición una barra de silicio policristalino en forma vertical, cuyas dimensiones sean similares a las del lingote final, todo esto encerrado en una zona con gas inerte. La parte inferior se derrite con un anillo de radiofrecuencia y se pone en contacto con un germen o semilla orientado en la dirección requerida.

Este anillo se desplaza hacia arriba, de manera que la zona de fundición también lo haga para que el lingote se recristalice en forma de monocristal. Nótese que mientras el lingote pasa por “la zona flotante” (la zona de fundición), éste no tiene contacto con ninguna sustancia que no sea el gas inerte, por lo que se obtienen mayores valores de pureza a comparación del proceso Czochralski, donde el oxígeno invade la mezcla, al igual que el carbono, boro y otras impurezas metálicas presentes en las paredes de crisol. Ambos métodos son utilizados en la actualidad.

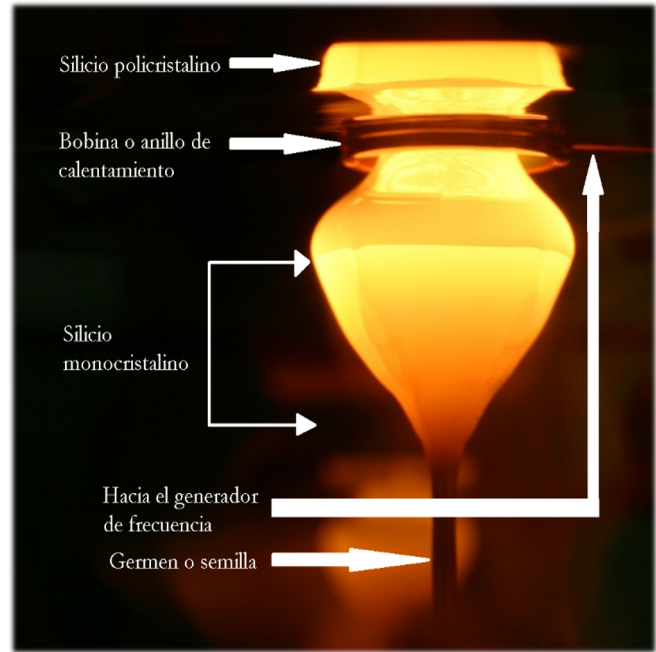


Figura 3.28. Proceso de zona flotante.

- Métodos de cristalización del silicio policristalino.

Este proceso se comenzó debido a que se requería reducir el coste de producción de paneles para aumentar la producción de energía fotovoltaica.

La obtención del silicio policristalino se realiza mediante la fundición del material a una temperatura de enfriamiento controlada, permitiendo que se solidifique en la dirección del molde que lo contiene, el cual es normalmente grafito/cuarzo de sección cuadrada.

Este tipo de cristalización más sencillo conlleva a una mezcla menos pura y de menor calidad, por lo que se introduce normalmente un paso intermedio en el cual se extraen impurezas mediante una capa de óxido formada por Fósforo u otro material en la parte trasera de la oblea, para que cree un campo eléctrico repulsivo de impurezas. Las demás fases de cristalización se omiten y es ésta la diferencia fundamental entre un módulo policristalino y un monocristalino.

2. Corte del lingote en obleas.

El lingote se corta en obleas, también llamados “waffers”, las cuales son finas (250 – 400 micrómetros) con hilos de acero de 150 hasta 500 μm , siendo rociados con un abrasivo que les hace perder casi el 50% del grueso de la oblea, por lo que se pierde ese porcentaje de silicio de alta calidad.

El proceso de corte de las obleas es una de las etapas más costosas de todo el proceso de fabricación, puesto que en él se desperdicia aproximadamente la mitad del silicio de los lingotes, aunque luego pueda reciclarse de alguna forma el material sobrante.



Figura 3.29. Lingotes listos para cortarse.

En la actualidad se han desarrollado las sierras multihoja o multihilo, que permiten cortar simultáneamente centenares de obleas, al ser el hilo más fino pueden cortarse más delgadas y desperdiciar menos material. El corte de los monocristalinos deja en las esquinas una diagonal. Esto es pérdida de área productiva del módulo.

Se estima que el porcentaje perdido en área por el recorte de la esquina es de 0.56% de toda la oblea. Si se produjeran celdas cuadradas, de acuerdo con las eficiencias de conversión de las células, el valor por eliminar este corte sería de 1.8 watts adicionales en un módulo de 60 celdas.

Actualmente, muchos módulos fotovoltaicos monocristalinos están tratando de eliminar este corte, haciendo celdas cuadradas. Aunque el coste de producción es mayor, la energía producida es mayor, lo que lo hace más atractivo en el mercado. Esta producción de 1.8 watts puede parecer poco, pero el tiempo y todo el espectro solar aprovechado de esta manera “extra” lo hace rentable.

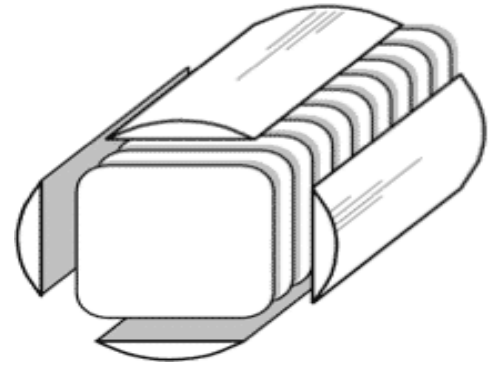


Figura 3.30. Corte y desperdicio de silicio.

3. Consecuencias del corte y tratamiento químico.

El corte mediante una sierra de multi-hilo a los lingotes en obleas, provoca una presencia de restos metálicos principalmente en sus superficies.

Las pulidoras usadas para eliminar estos restos son con adición de ácidos con gran capacidad de disolver los metales, como ácido clorhídrico (HCl), ácido nítrico (HNO₃) o combinaciones de químicos similares.

Luego de pulir estos restos, se procede a eliminar irregularidades en las obleas, defectos superficiales o tensiones no provistas. El proceso consiste en un decapado mediante inmersión de las obleas en una disolución acuosa de hidróxido de sodio (NaOH) en caliente. El resultado es una mejora en los tiempos de vida de los portadores en la región del emisor próximo a la superficie, además de una ayuda en los tratamientos posteriores, ya que se necesita que la superficie sea lo más lisa posible.

4. Texturizado

El texturizado consiste en otorgar una rugosidad a las obleas con el fin de aprovechar la multi-reflexión del espectro electromagnético incidente sobre él, para que la absorción de energía de los fotones sea mayor en el material.

“Para incrementar la eficiencia de las celdas solares, se han investigado varias técnicas con el objetivo de maximizar la absorción de los fotones incidentes. Una propuesta aplicable a diferentes tipos de celdas solares basadas en silicio (c-Si, polisilicio, silicio multicristalino) es el texturizado de la superficie de la oblea de silicio para reducir las pérdidas ópticas en la superficie, puesto que esta última tiene una reflectancia mayor al 20 % en el rango de radiación electromagnética de 200 - 900 nm”. [50]

Silicio monocristalino.

En este caso, consiste en crear una superficie con unas formas de pirámides a escala micro, con el fin de reducir las pérdidas por reflexión de un 30% a un 10%, haciendo que se produzca una segunda absorción de la irradiancia reflejada. Estas formas también se realizan utilizando disoluciones acuosas en las superficies de las obleas cristalizadas en una orientación.

Silicio policristalino.

Debido a las múltiples orientaciones que posee el silicio policristalino, el texturizado no surge el mismo efecto en él que en el monocristalino. Este proceso es limitado en este tipo de celdas, debido a la gran cantidad de materiales, agua y productos químicos que se utilizan.

Otra alternativa que se puede realizar es el tratamiento de texturizado utilizando plasma.

5. Adición de dopante.

Antes del dopaje, se realiza una limpieza por posibles óxidos sobrantes de manera superficial debido a las etapas anteriores, mediante inmersión en fluoruro de hidrógeno (HF) diluido y luego, se aclara con agua y se realiza un secado rápido.

Se procede entonces proyectar un dopante tipo n (el más comúnmente utilizado es el Fósforo) ya que las obleas suelen ser normalmente de tipo p debido a la introducción de Bromo antes de la etapa de cristalización. Existen diferentes procedimientos de dopaje, pero los más comunes son por serigrafía, fuerza centrífuga y por fuentes sólidas, líquidas y gaseosas.

6. Formación de la unión P-N.

Pre-depositado el dopante sobre la superficie de la oblea, se debe inducir la sustitución de los átomos de silicio por los del dopante n en la red cristalina. Para ello, se introducen las obleas en hornos a altas temperaturas (900-1000 °C), añadiendo durante el proceso productos químicos como fuente adicional de fósforo: Oxícloruro de Fósforo, Pentaóxido de Fósforo y Fosfina.

Al final del proceso también se realiza normalmente una limpieza mediante baños ácidos con HF, HCl, para así eliminar posibles restos introducidos en el proceso de difusión en los hornos, los cuales pueden ser de cuarzo o de cinta.

7. Adición de capa anti reflejante.

Este proceso consiste en depositar una capa fina de material transparente con índice de refracción óptimo $n = 2$ ó 3, para adaptarse a la refracción del silicio y el vidrio.

El espesor de la capa se elige igual a un cuarto de longitud de onda para producir reflexión de 0% a esa longitud en específico. De esta manera se maximiza la absorción de energía de fotones. Se toma en cuenta sobre todo las longitudes de onda que maneja el sol (entre 0.4 y 0.6 micrómetros).

El silicio pulido tiene coeficientes de reflexión entre el 33% y el 54% en el intervalo espectral de interés (0.3 hasta 1.1 micrómetros). Una capa anti reflectiva disminuye esta reflexión en promedio al 10%.

8. Inserción de los contactos frontal y posterior.

En la colocación de los contactos, primero se fijan los frontales de la oblea, cuyo requisito para una óptima utilización es:

- Baja resistencia al contacto con el silicio.
- Baja resistividad en general.
- Baja relación ancho-largo de los contactos.
- Buena adhesión mecánica.
- Facilidad de soldadura y compatibilidad con el encapsulado de celdas.

El material más utilizado para este procedimiento es la plata debido a su relación resistividad-precio-disponibilidad. El cobre provoca problemas en los procesos de serigrafía, los cuales permiten “pegarlo” sobre la superficie frontal de la célula.

El proceso es similar para los contactos posteriores, salvo por el patrón de serigrafía y la pasta de contacto para fijarlos que contiene tanto plata como aluminio. Esto debido a que la plata no es capaz de formar un contacto lo suficientemente eléctrico con el silicio dopado tipo P, pero tampoco puede usarse solo aluminio por su dificultad para ser soldado.

9. Fabricación del panel fotovoltaico.

Es necesario que todas las celdas sean iguales en características eléctricas, ya que así se optimiza el módulo al no tener desequilibrios en tensiones o corrientes. Una vez confirmadas estas similitudes, las celdas se ordenan en paralelo para aumentar su corriente y en serie para aumentar su tensión, otorgando así la potencia necesaria.

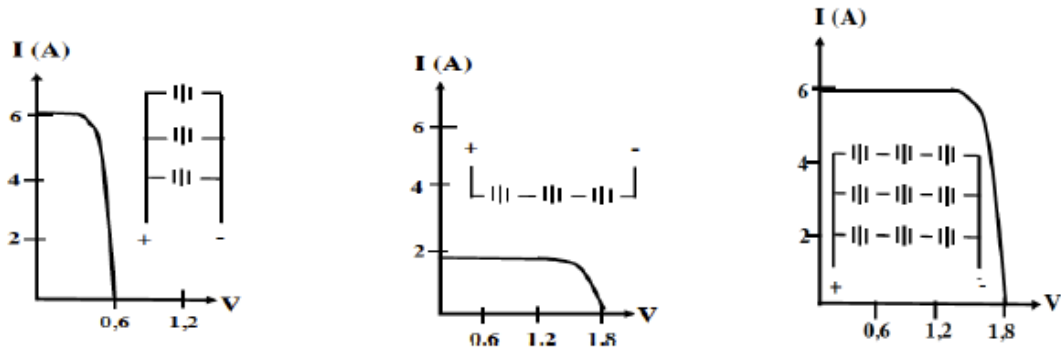


Figura 3.31. Celdas solares en combinación paralelo y serie para otorgar la potencia requerida.

– **Colocación del laminado y curado del encapsulante.**

Este encapsulado es el encargado de proteger las celdas y los contactos de interconexión. Los materiales utilizados pueden ser varios, entre los cuales destacan:

- Siliconas.
- Etil-vinilo-acetileno o también llamado “EVA”.
- Polivinilo butiral (PVB).

Estos, deben destacar por su excelente transmisión a la radiación solar y tener una degradación baja a los rayos ultravioleta. De no tener estas características, la eficiencia del módulo baja considerablemente. Estos materiales también deben cumplir con la protección y amortiguamiento frente a posibles vibraciones e impactos que se puedan producir y poseer el adhesivo suficiente para las siguientes cubiertas.

– **Instalación de la cubierta exterior.**

La función más evidente de esta cubierta es la de protección, ya que es la que está expuesta a todos los agentes atmosféricos; por tal motivo, se suele utilizar vidrio en vez de siliconas, ya que estos últimos presentan problemas de durabilidad.

El vidrio templado presenta cualidades ventajosas respecto a otros materiales, ya que presentan una buena protección contra impactos a la vez que una buena transmisión de radiación solar.

– **Instalación de la protección posterior.**

Su misión consiste en proteger contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera férrea contra la humedad. Algunos fabricantes utilizan cristal, pero normalmente suelen emplearse materiales acrílicos, siliconas, TEDLAR o EVA. Estos últimos materiales son hasta 2300 veces más absorbentes frente a la humedad, por lo que se prefiere su utilización.

Habitualmente son de color blanco, debido a la reflexión del espectro solar, lo que aumenta la eficiencia del módulo fotovoltaico.

– **Enmarcado del módulo fotovoltaico.**

Es la parte que presta rigidez mecánica al conjunto y permite su inserción en estructuras que agruparán a más módulos. El marco suele ser de aluminio anodizado o acero inoxidable, y a veces puede aplicarse un tratamiento especial para hacerlo aún más resistente al ambiente marino.

Un marco no debe ser taladrado bajo ningún concepto, ya que las vibraciones producidas pueden hacer estallar al cristal.

- **Inserción de contactos eléctricos.**

Estos contactos nos permiten acceder a la energía producida por el arreglo de celdas. Existen muchas formas para esto, pero normalmente se dispone de una caja de conexión para intemperie, con los contactos hechos mediante conectores MC4, clemas, tornillos u otra forma de contacto eléctrico fiable.

La mejor opción siempre es la caja de conexión para intemperie, ya que se incorporan en él elementos de protección como diodos de by-pass, diodos de bloqueo, etc. En dado caso existan sombras parciales que perjudiquen el funcionamiento de una sección de celdas.

- **Funciones de los diodos.**

Los diodos de bloqueo evitan que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24 voltios o menos.

Los diodos más efectivos para tensiones bajas son los Schottky, debido a los voltajes de umbral que utilizan (0.2 hasta 0.4 voltios). Esta tensión es baja a comparación de los diodos de silicio, por lo que la respuesta es más rápida y la pérdida de tensión es menor, con lo cual, la potencia de salida es mayor que con diodos convencionales.

3.8 Tecnologías futuras

¿Qué otras opciones existen para construir paneles más eficientes? Esta pregunta, sin lugar a dudas, posee un afán por descubrir algo nuevo, que presente una mejora sustancial en los sistemas fotovoltaicos para poder potenciarlos aún más.

Por lo mencionado anteriormente, el silicio parece ser el acierto mejor planteado. Sin embargo, diferentes universidades alrededor del mundo (incluyendo la Universidad de El Salvador), han realizado proyectos e investigaciones para descubrir opciones viables de sustitución del silicio. La alternativa que más se ha popularizado entre científicos hasta el momento es **el uso del grafeno.**



Figura 3.32. Aspecto físico del grafeno.

El grafeno es un cristal de carbono, cuyo origen es el grafito. Surge cuando las partículas de carbono se agrupan en forma densa en láminas (cristales) con forma hexagonal. Este material es el segundo más fuerte, mecánicamente hablando, solo superado por el carbino¹⁴. Debido a que el grafeno es una sustancia que se puede obtener abundantemente en la naturaleza y forma parte de nuestra vida cotidiana, este puede entrar en competencia con el silicio fácilmente en ese aspecto.

¹⁴ Este dato ha sido confirmado por muchos científicos de la Universidad de Columbia, y se han publicado también dichas características en la revista "Science". Otra fuente es la que se cita en la referencia.[38]

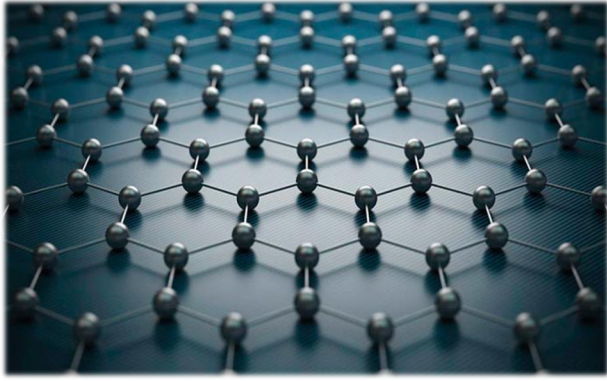


Figura 3.33. Forma hexagonal de la agrupación de partículas de carbono.

Las características de este material están siendo estudiadas actualmente para aplicar de mejor manera su uso a las diferentes áreas de la ingeniería, sin embargo, uno de los obstáculos con los que se han enfrentado diversas instituciones es su tratamiento.

Si bien es cierto que el grafeno tiene grandes propiedades, este debe moldearse y tratarse debidamente para aplicarlo eficientemente a su uso. Los procesos por lo que pasa el material son complicados, largos y costosos, por lo que es un gran obstáculo a superar para su producción en masa

Propiedades del grafeno.

Algunas interesantes características del grafeno son las siguientes:

- Es muy flexible y transparente.
- Su conductividad térmica y eléctrica son altas.
- Su elasticidad y dureza son elevadas.
- Sirve de soporte para radiaciones ionizantes.
- Es tan ligero como la fibra de carbono, pero más flexible.
- Tiene menor efecto Joule, es decir, se calienta menos al conducir los electrones.

El grafeno es mucho más fuerte que el acero, más duro que un diamante y también es un superconductor, aproximadamente 100 veces más rápido que el silicio. **Algo importantísimo es que posee bajo impacto ambiental, por no decir que es nulo.**

Aplicación fotovoltaica.

¿Qué debilidad poseen los sistemas de este tipo hoy en día? La producción no es constante durante temporadas de lluvia; el invierno afecta directamente la generación fotovoltaica ya que decae la irradiancia que viaja hacia los paneles.

“Debido a que las gotas de lluvia no están compuestas de agua pura y contienen varias sales que se dividen en iones positivos y negativos, un equipo de la Universidad del Océano de China en Qingdao cree que se puede aprovechar esto mediante una simple reacción química. Específicamente, quieren usar hojas de grafeno para separar los iones cargados positivamente en la lluvia (incluidos el sodio, el calcio y el amonio) y a su vez generar electricidad.” [39]

Las pruebas se realizaron utilizando agua con un poco de concentración de sal para simular la lluvia y estas han dado resultados prometedores: un 6.53% de eficiencia presentó el panel solar modificado, generando cientos de micro voltios. El equipo de la Universidad utilizó una célula solar de película fina y de bajo costo. A la célula se le agregó una capa de grafeno para luego colocarla en un soporte transparente de óxido de indio y plástico. Esta celda tenía por objetivo ser la opción principal para cualquier clima que combinara la lluvia junto con la riqueza solar de un lugar en particular.

Esta aplicación tiene por objetivo disminuir las pérdidas de potencia por lluvia al obtener energía de las gotas de agua ionizadas que caen sobre el grafeno, el cual separa iones para generar electricidad.

3.9 Módulos y arreglos fotovoltaicos

Partimos de la definición de una **célula fotovoltaica** que, ya mencionada antes, el cual es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, el resultado es la circulación de una corriente eléctrica, que puede ser aprovechada como electricidad, y como comúnmente llamamos energía solar fotovoltaica.

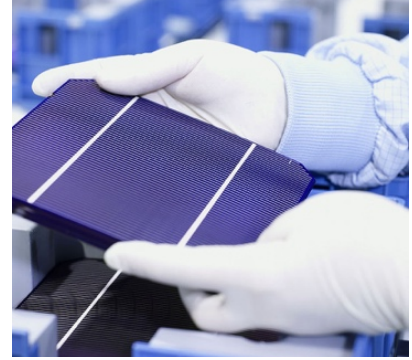


Figura 3.34: Célula fotovoltaica



Figura 3.35: Módulo fotovoltaico.

¿Que es un módulo fotovoltaico?

llamados comúnmente **paneles solares**, aunque esta denominación abarca además otros dispositivos, están formados por un conjunto de células fotovoltaicas iguales conectadas entre si, en serie y/o paralelo que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

Los módulos fotovoltaicos proporcionan una tensión en corriente continua. El resto de los elementos del sistema fotovoltaico se encargarán de gestionar y transformar esta tensión en corriente alterna, si fuera necesario. También es de mencionar que los módulos fotovoltaicos los hay de diferentes tipos de tecnología de construcción, material, y tamaños.

¿Qué son los Arreglos fotovoltaico?

Esta constituido por un conjunto de módulos fotovoltaicos interconectados entre si, que funcionan como una unidad independiente de producción de electricidad. Los módulos pueden conectarse tanto en serie como en paralelo con el objetivo de incrementar la potencia de trabajo del sistema que se desea formar.

Los módulos o paneles solares se instalan en estructuras con monturas y apoyos comunes, para formar los arreglos fotovoltaicos, como se observa en la Figura 3.36.



Figura 3.36: Arreglos fotovoltaicos.

3.10 Elementos de un modulo fotovoltaico

Un módulo solar, esta constituido por varias células iguales, tal cual que cada una genera aproximadamente 0.5 Voltios y 1, 1.5 o 2 Watts de potencia, se conectan en serie o paralelo para obtener una corriente y el voltaje requerido por cada aplicación, por ejemplo: 6, 12, 24 o mas voltios de salida.

Elementos que constituyen un modulo fotovoltaico:

- **Marco metálico.** De Aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- **Cubierta exterior de cara al Sol o Capa de vidrio especial.** facilita al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- **Encapsulante EVA.** De silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- **Células fotovoltaicas.** Conjunto de células fotovoltaicas agrupadas uniformemente para llevar a cabo el proceso de generación de energía.
- **Protección posterior o Back Sheet.** Igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- **Caja de conexión y cableado** Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas. Incluye el cableado y diodos de protección para proteger contra sobre-cargas u alteraciones de las condiciones de funcionamiento del panel, como lo son sombreado parcial en un panel, o módulos en serie dañados. Los diodos de protección o bypass se conectan en paralelo con los terminales del panel y opuesto.

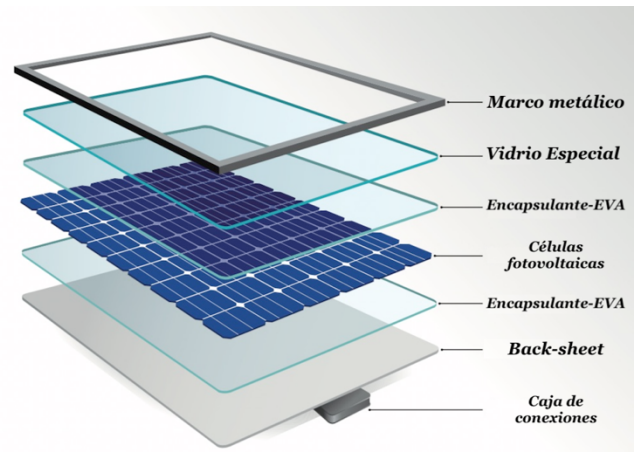


Figura 3.37: Elementos de un Módulo fotovoltaico.

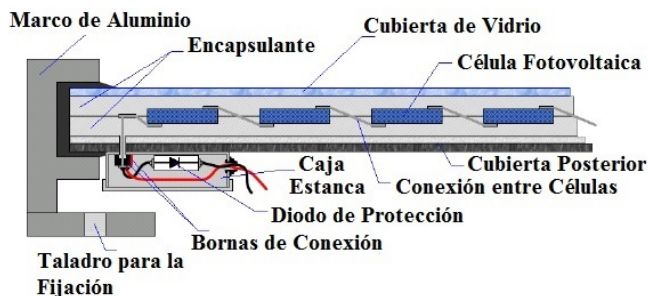


Figura 3.38: Vista lateral de los elementos de un panel solar.

Los Panel solares tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36. La superficie del panel o modulo puede variar entre 0.1 y 0.5 m² y presenta dos bornas de salida, positiva y negativa, a veces tienen alguna intermedia para colocar los diodos de protección.

Normalmente, los paneles utilizados, están diseñados para trabajar en combinación con baterías de tensiones múltiplo de 12V, como veremos en la sección dedicada al acumulador.

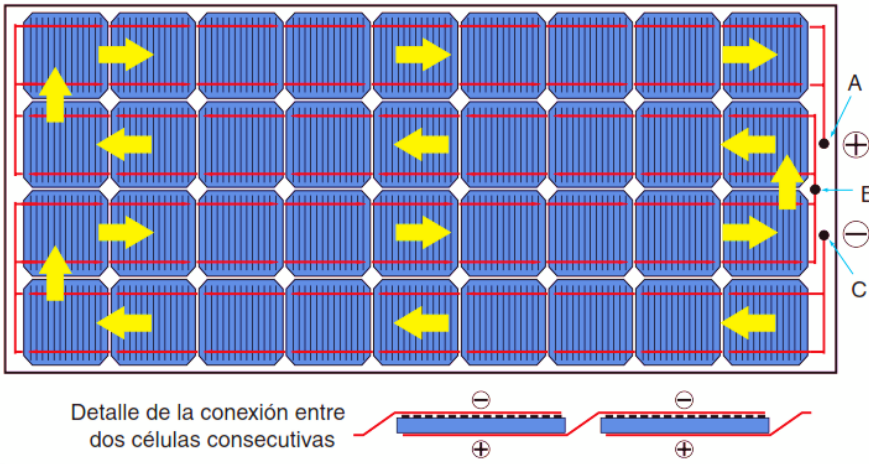


Figura 3.39: Detalle de conexión de células fotovoltaicas.

Detalle de conexión de células fotovoltaicas de un panel solar.

Como se mencionó antes, cada célula solar, genera aproximadamente 0.5 V y (1, 1.5 o 2) W de potencia, que esto dependerá de la eficiencia de los materiales con que se construyó el módulo. La conexión entre células puede ser serie o paralelo para obtener una corriente y el voltaje requerido por cada aplicación. La Figura 3.39, muestra un panel solar de 36 células fotovoltaicas, con una sola conexión serie, obteniendo aproximadamente 12V a la salida del módulo.

3.11 Circuito eléctrico equivalente de una célula solar

Comenzaremos afirmando que una célula solar, se comporta como un diodo de silicio. La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

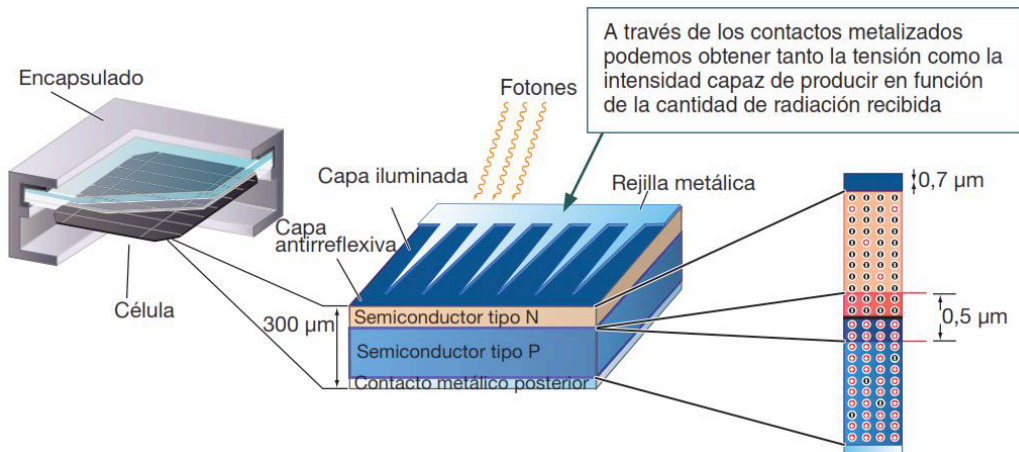


Figura 3.40: Célula solar- unión de semiconductores P-N.

La curva característica de un diodo BAY45 se muestra en la Figura 3.41, las similitudes de las propiedades eléctricas con una célula solar son idénticas como se recoge en la Figura 3.42.

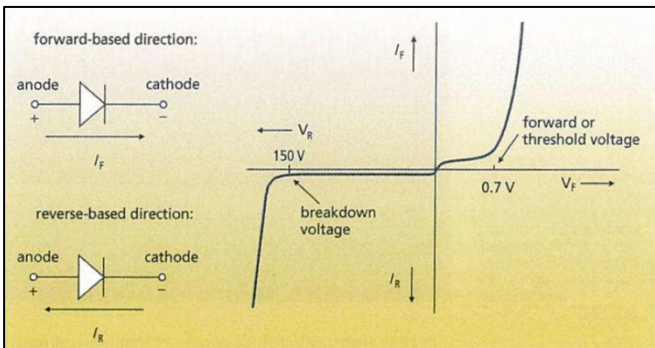


Figura 3.41: Curva característica I-V para un diodo BAY45.

[34]

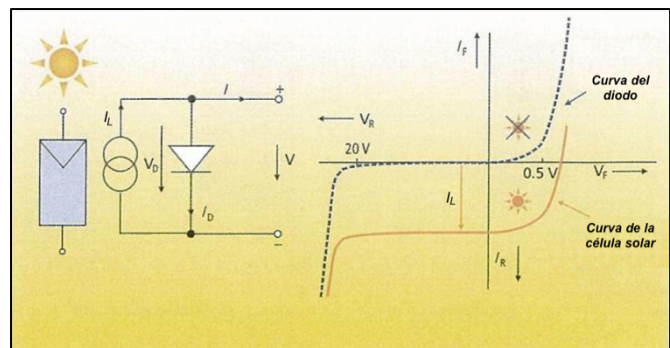


Figura 3.42: Curva I-V del comportamiento de la célula solar.

[34]

[40] Para analizar el comportamiento de una célula solar en un circuito es conveniente emplear modelos equivalentes. La corriente foto-generada puede ser modelada con un generador de corriente, mientras que la corriente de oscuridad puede ser representada con un diodo, tal que como se recoge en la Figura 3.43. en esta figura se incluyen una resistencia serie y una resistencia paralela que son apreciables en las células reales. La resistencia serie representa la resistencia debida a los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización. Esta resistencia reduce principalmente el factor de forma (FF) que veremos mas adelante, y en menor medida, la corriente de corto circuito. La resistencia paralela por su parte representa las fugas de corriente en los bordes de la célula, los posibles cortocircuitos metálicos y la recombinación favorecida en las fronteras de grano del cristal. Esta resistencia reduce el factor de forma y la tensión de circuito abierto.

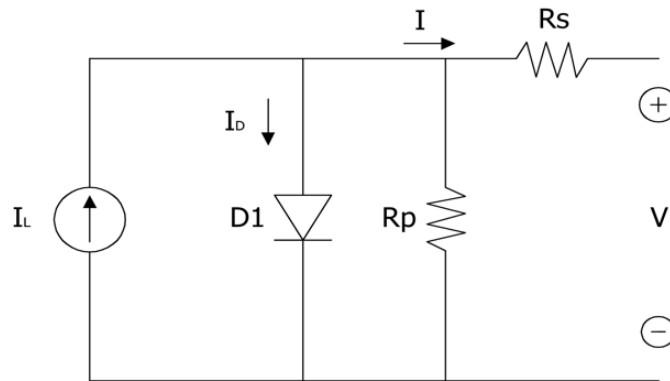


Figura 3.43: Modelo de circuito equivalente de una célula solar.

3.11.1 Principio de funcionamiento de célula solar

[27] Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico).

La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

Corriente de iluminación (I_L): debida a la generación de portadores que produce la iluminación. Es la corriente inducida por la luz.

Corriente de oscuridad (I_D): debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga. Y se calcula así:

$$I_D(V) = I_o \left[\exp \frac{eV}{kT_c} - 1 \right] \quad \text{Ecu. 3.1}$$

Los fotones serán los que formaran, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

Parámetros eléctricos.
e: carga electrón 1.6021×10^{19} C.
K: es la constante de Boltzman.
T_c: Temperatura en °K de la
I_o: Corriente inversa de saturación del diodo.

La corriente inversa de saturación (I_o), puede encontrarse aplicando Voc a la celda en la oscuridad y midiendo la corriente en la celda. Entonces: Voc= V.

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de energía eléctrica por diferentes razones:

- Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.
- Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.
- Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

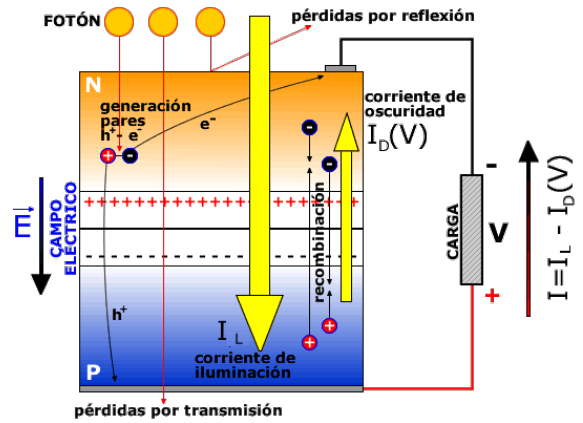


Figura 3.44: funcionamiento de la célula solar.

3.12 Curva IV-PV característica y parámetros de la célula solar

La curva I-V: representa pares de valores de V e I en los que puede encontrarse funcionando la célula. se obtiene de la resta de la corriente de iluminación (I_L) y la corriente de oscuridad (I_o), por lo que matemáticamente la corriente (I) es:

$$I = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{eV}{KT_c}\right) - 1 \right] \quad \text{Ecu. 3.2}$$

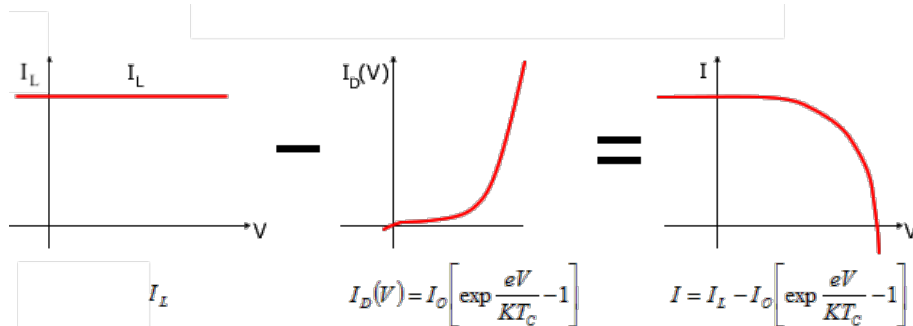


Figura 3.45: Curva I.V característica de la célula solar.

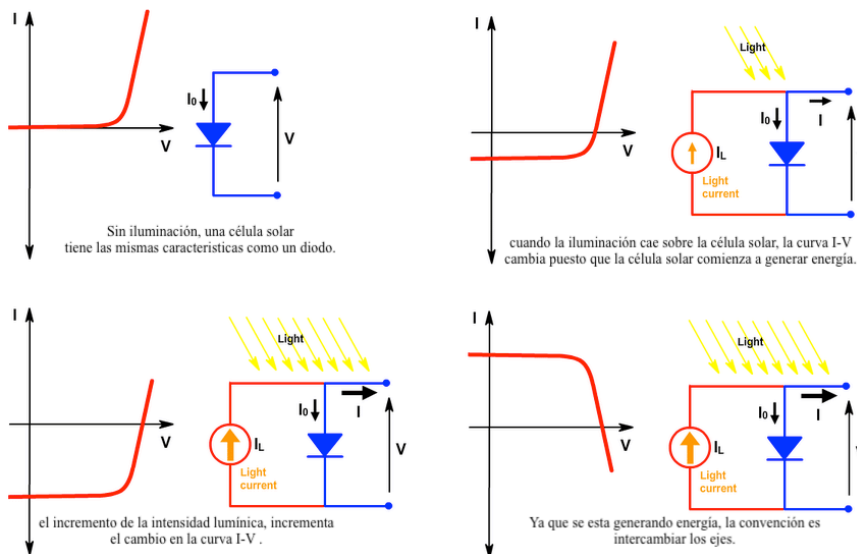


Figura 3.46: Proceso de efecto fotovoltaico para obtención de curva I-V. [41]

Si nos valemos del modelo de circuito equivalente de una célula solar real, como se mostró en la Figura 3.43, considerando la R_s y R_p . La ecuación 3.2 se expresa de la siguiente manera:

$$I = I_L - I_o \left[\exp \frac{e(V+R_s)}{KT_c} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad \text{Ecu. 3.3}$$

El último término de la ecuación (3.3) representa la corriente por R_p . Pero además esta ecuación también puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación:

$$I = I_{sc} \cdot \left(1 - \exp \left(\frac{e-(V_{oc}-V)}{m.k.Tc} \right) \right) \quad \text{Ecu. 3.4}$$

Parámetros eléctricos.
e: carga electrón 1.6021×10^{19} C.
K: es la constante de Boltzman.
Tc: Temperatura en °K de la
m: parámetro constructivo de la célula, normalmente es igual a 1.

La curva característica I-V de la célula solar real:

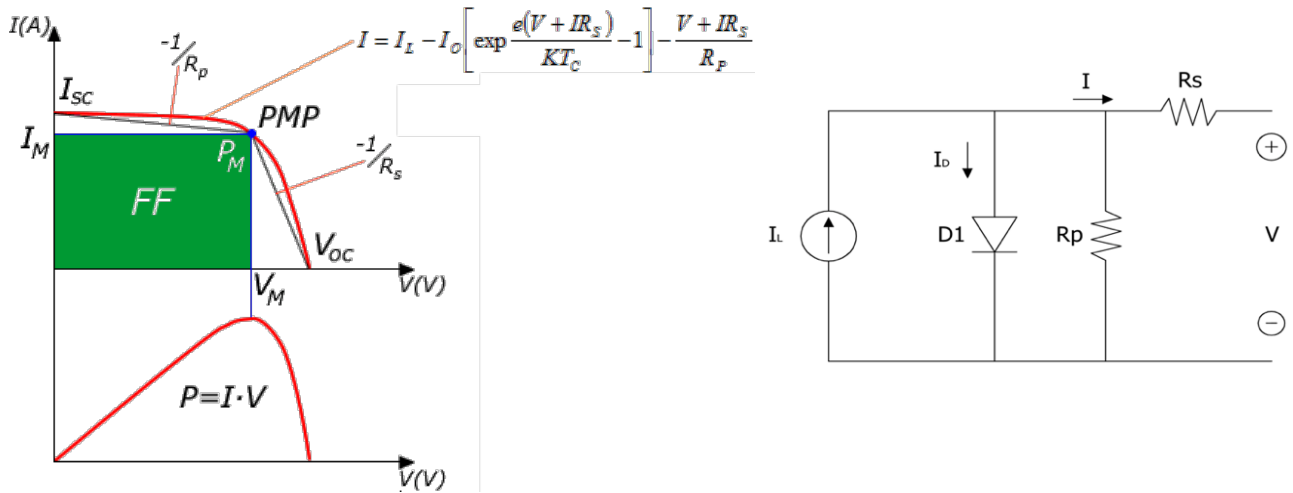


Figura 3.47: Curva I-V característica de una célula solar real.

A partir de la curva característica, se definen los siguientes parámetros de la célula solar:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto
- I_M : Corriente de máxima potencia
- V_M : Voltaje de máxima potencia
- P_M : Punto de máxima potencia "PMP" = $I_M V_M$
- FF : Factor de forma o factor de llenado = $\frac{P_M}{I_{sc} V_{oc}}$

- **Corriente de corto circuito (I_{sc}).**

[41]La corriente de cortocircuito es la corriente a través de la célula solar cuando el voltaje a través de la célula solar es cero (es decir, cuando la célula solar está en cortocircuito). Por lo general, escrita como I_{sc} , la corriente de cortocircuito se muestra en la curva IV de la Figura 3.41.

La corriente de cortocircuito es debida a la generación y recogida de los portadores inducidos por luz. Para una célula solar ideal, con los mecanismos de pérdidas resistivas más moderados, la corriente de corto circuito y la corriente inducida por luz son idénticas. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito es la corriente más grande que puede extraerse de la célula solar. La corriente de cortocircuito depende de una serie de factores que se describen a continuación:

El área de la célula solar. Para eliminar la dependencia del área de la célula solar, es común usar la **densidad** de corriente de cortocircuito (J_{sc} en mA/cm²) en lugar de la corriente de cortocircuito.

El número de fotones (es decir, la potencia de la fuente de luz incidente). La I_{sc} de una célula solar es directamente dependiente a la intensidad de la luz como se discute en Efecto de la Intensidad de Luz.

El espectro de la luz incidente. Durante la mayor de medidas de la célula solar, el espectro ha sido estandarizada al espectro AM1.5 spectrum.

Las propiedades ópticas (absorción y reflexión) de la célula solar (discutido en pérdidas ópticas).

La probabilidad de colección de la célula solar, que depende principalmente de la pasivación de la superficie y la vida útil de portadores minoritarios en la base.

- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}).**

La tensión en circuito abierto, V_{oc} , es la tensión máxima disponible de una célula solar, y esto se produce a corriente cero ($I=0$). La tensión en circuito abierto corresponde a la cantidad de polarización directa sobre la célula solar debido a la polarización de la unión de células solares con la corriente generada por la luz. La tensión en circuito abierto se muestra en la curva IV de la figura 3.14.

- **Corriente de máxima potencia (I_M).**

Corriente cuando la potencia es máxima o corriente en el punto e máxima potencia.

- **Voltaje de máxima potencia (V_M).**

Voltaje cuando la potencia también es máxima o voltaje en el punto de máxima potencia.

- **Punto de máxima potencia "PMP" (P_M).**

Es el producto del valor de tensión máxima (V_M) e intensidad máxima (I_M) para los que la potencia entregada a una carga es máxima. $P_M = I_M \cdot V_M$.

- **Factor de Forma (FF) o Factor de llenado.**

[41] La corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto son la máxima corriente y tensión, respectivamente, de una célula solar. Sin embargo, en ambos de estos puntos de funcionamiento, la potencia de la célula solar es cero. El "factor de llenado", más conocido por su abreviatura "FF", **es un parámetro que, en conjunto con V_{oc} y I_{sc} , determina la potencia máxima de una célula solar.** El FF se define como la relación de la potencia máxima de la célula solar para el producto de V_{oc} y I_{sc} .

Gráficamente, el FF es una medida de la "cuadratura" de la célula solar y también es el área del rectángulo más grande que se ajuste en la curva IV. El FF se ilustra a continuación en la Figura 3.48.

El factor de forma indica lo cuadrada que es la curva característica de las células solares. Se define como el cociente entre la máxima potencia en condiciones estándar y el producto de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto en condiciones estándar (STC). Valores típicos de FF entre 0.7 y 0.85.

¿Por que se utiliza la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y no la Corriente de iluminación (I_L)?

I_L es la corriente generada por luz dentro de la célula solar y es el término correcto para utilizar en la ecuación de la célula solar. En condiciones de cortocircuito la corriente medida externamente es el I_{sc} . Ya que I_{sc} es generalmente igual a I_L , los dos se utilizan indistintamente y por simplicidad y la ecuación de la célula solar está escrita con I_{sc} en lugar de I_L . En el caso de resistencia en series muy alta ($>10 \Omega\text{cm}^2$) I_{sc} es inferior a I_L y escribir la ecuación de células solares con I_{sc} es incorrecto.

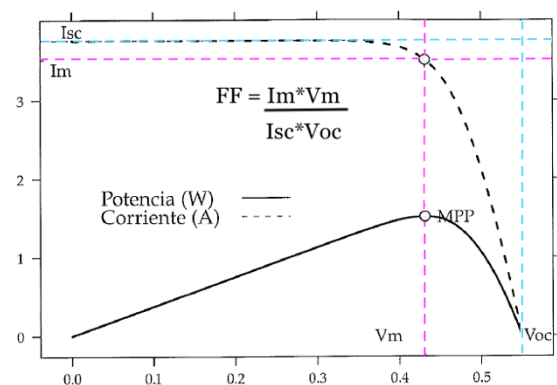


Figura 3.48: Curva I-V, Factor de Forma.

3.12.1 Eficiencia de conversión energética o rendimiento

Se define como el cociente entre la potencia máxima (P_M) de producción de la célula y la irradiancia incidente (P_L) energía entrante del sol sobre la célula que es el producto de la irradiancia incidente (G) por el área de la célula (S) así:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \cdot V_M}{G \cdot S} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{G \cdot S} \quad \text{Ecu. 3.5}$$

En los datos suministrados por los fabricantes de módulos fotovoltaicos, el rendimiento viene siempre referido a las condiciones estándar (STC). Así la ecuación (3.5) se convierte en:

$$\eta_{STC} = \frac{P_M (STC)}{S \cdot 1000 \frac{W}{m^2}} \quad \text{Ecu. 3.6}$$

Irradiancia incidente.
“Anteriormente, en el capítulo 2, generalizamos la Irradiancia Incidente con la nomenclatura (I), indistintamente podemos encontrar en otras lecturas refiriéndonos a lo mismo con la nomenclatura (G), por lo que: I=G= Irradiancia incidente.”

Células solares terrestres se miden en condiciones AM 1.5 y a una temperatura de 25 °C.

El rendimiento de las células depende de la irradiancia y de la temperatura de la célula. Al aumentar la temperatura el rendimiento de las células disminuye, con lo que las células trabajan mejor a baja temperatura.

En la actualidad las celdas fotovoltaicas alcanzan eficiencias que van entre 12% y 20%, dependiendo de la tecnología utilizada para su construcción.

3.12.2 Condiciones estándares de medida (STC)

[40] Se definen unas condiciones de funcionamiento, denominadas estándar de medida (STC, *standard test conditions* en sus siglas inglesas), válidas para caracterizar una célula o un módulo fotovoltaico en un laboratorio de medida. Estas condiciones vienen determinadas por:

Según la norma EN61215:

- Irradiancia: $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$ con incidencia normal.
- Temperatura de célula: $T_c = 25^\circ\text{C}$.
- Masa de aire: AM = 1.5.

3.12.3 Temperatura de operación nominal de la célula (TONC o NOCT)

Se define como la temperatura que alcanzan las celdas cuando se someten a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia: $G = 800 \text{ W/m}^2$ con incidencia normal.
- Temperatura ambiente: $T_a = 20^\circ\text{C}$.
- Masa de aire: AM = 1.5.
- Velocidad del viento: $v_p = 1 \text{ m/s}$

[40] La temperatura de operación de la célula depende de la **temperatura ambiente (T_a)** y la **irradiancia incidente (G)**. La ecuación (3.6) expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de un módulo:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad \text{Ecu. 3.7}$$

El valor de la TONC suele estar incluido dentro de la información que el fabricante recoge en su ficha técnica. No obstante, un valor de 47°C es aceptable para un amplio rango de módulos fotovoltaicos.

3.12.4 Influencia de la temperatura y la radiación en la curva característica I-V

Como se vio en el apartado 3.12.1, el rendimiento de una célula solar depende la temperatura y la irradiancia sobre ella. La variación del rendimiento con la temperatura depende muchos factores entre ellos el material de la célula y de la propia irradiancia. La temperatura influye directamente sobre los parámetros básicos que describen la célula. Al aumentar la temperatura de una célula empeora el funcionamiento de la misma, de tal forma que podemos listar los siguientes efectos negativos:

- Aumenta ligeramente la corriente de cortocircuito.
- Disminuye el voltaje de circuito abierto.
- El factor de forma disminuye.
- El rendimiento decrece.

[40] El efecto de la temperatura en la curva queda recogido en la Figura 3.49 y el efecto de la irradiancia en la Figura 3.50. Es fácil comprobar que la corriente y la potencia aumentan con el nivel irradiancia incidente, y que la tensión y la potencia disminuyen con la temperatura ambiente.

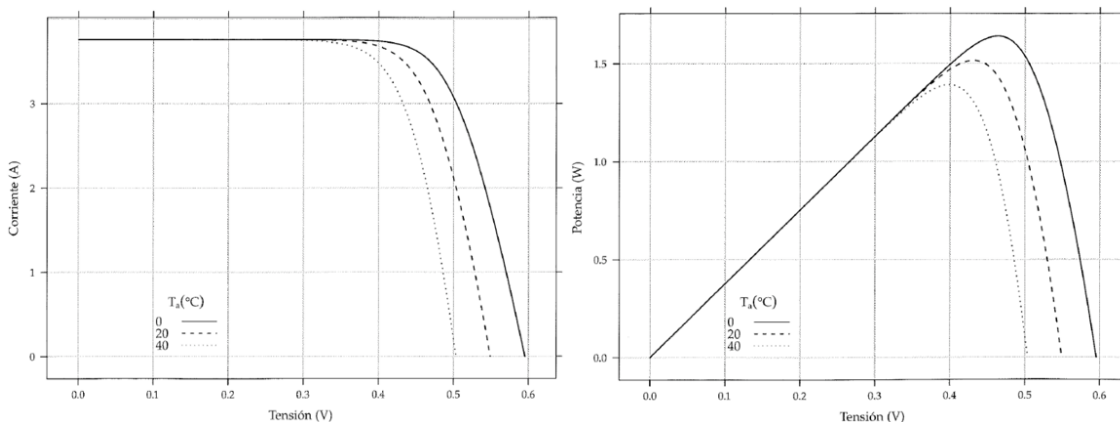


Figura 3.49: Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar ($G=800 \text{ W/m}^2$) curva I-V (izquierda) y curva P-V (derecha) [40]

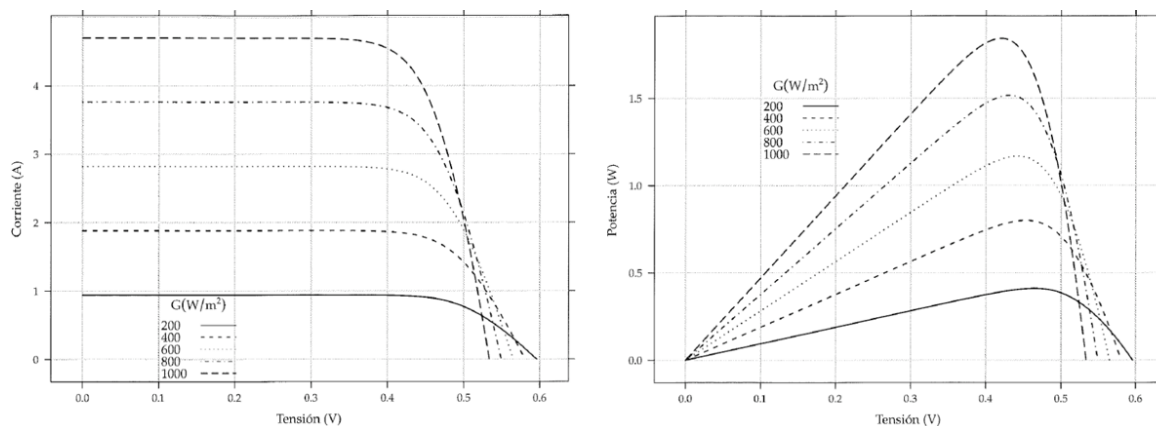


Figura 3.50 Efecto de la irradiancia en la curva característica de una célula solar ($G=800 \text{ W/m}^2$) curva I-V (izquierda) y curva P-V (derecha) [40]

3.13 Módulos fotovoltaicos bifaciales

Un panel bifacial es un arreglo de módulos cuya particularidad es que la irradiancia puede penetrar en la parte frontal y en el reverso. Esto aumenta la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos.

A lo largo de estos últimos años, los paneles bifaciales han ganado la atención de varias empresas, ya que su tecnología en generación de energía por ambas caras del panel, abre un abanico de posibilidades para los diseñadores. Con las celdas solares impresas con serigrafía y las reducciones significativas en el costo del vidrio, hacen que el uso de la encapsulación de doble vidrio sea viable, con lo que los módulos bifaciales ganan resistencia mecánica para ser empleados.



Figura 3.51: Ejemplo de un módulo fotovoltaico bifacial.

Al captar más energía solar en el panel, se pueden proyectar unas ganancias extras de potencia de hasta 30%, según factores de reflexión de la superficie sobre la que estén ubicados. También influye el ángulo de inclinación, la altura con respecto al suelo, etc.

En los paneles bifaciales, se reciben dos componentes principalmente:

- Dispersión de campo cercano: irradiancia directa y difusa reflejada.
- Irradiación difusa: Irradiancia no reflejada de fuentes difusas.

Las diferentes superficies reflejan la luz a diferentes velocidades y las propiedades reflectantes están descritas por el factor albedo. El albedo describe la reflexión de una superficie no luminosa, la cual, está determinada por la relación entre la luz reflejada desde la superficie y la irradiancia incidente.

A continuación, se presentan algunos porcentajes de albedo en superficies particulares.

Tipo de superficie	Albedo (%)
Campo verde (hierba)	10-25
Hormigón	20-40
Hormigón pintado de blanco	60-80
Grava blanca	27
Material de techo blanco	56
Membrana de techo gris	62
Membrana de techo blanca	80
Arena	20-40
Arena blanca	60
Nieve	45-95
Agua	8

3.13.1 Funcionamiento de la célula solar bifacial

Normalmente, los paneles fotovoltaicos monofaciales poseen una capa reflectante en la parte posterior de la celda, que permite aumentar su eficiencia al absorber los fotones que no se absorben en la capa frontal. Para permitir el paso a los fotones a través del panel directamente a la celda por la parte trasera, es necesario eliminar esta capa reflectante. La parte negativa es que, dicha capa es conductora, por lo que aumenta la resistencia y se requieren más conductores en el posterior del panel que en la parte delantera para compensar este efecto.

El área de la parte posterior se reduce, por lo que la irradiancia incidente disminuye. Es por esto que los paneles bifaciales poseen la cara frontal con mayor eficiencia con respecto a la cara trasera, como se muestra en la tabla siguiente:

Producto	% eficiencia frontal	% eficiencia trasera
Jinko Solar	21.5	16.7
Instituto de investigación de energía solar	20.7	13.9
Longi Solar	21.6	17.3
Energía Solar Grande	20.7	13.9

Como se necesita un material de lámina posterior transparente resistente a los rayos ultravioleta o una capa adicional de vidrio fotovoltaico para otorgar más resistencia mecánica y eliminar el encapsulante opaco. La mayoría de las veces se opta por doble capa de vidrio fotovoltaico por sus ventajas:

- Reducción de microcracks, que son pequeñas quebraduras a nivel de la celda.
- Disminución de deslaminación y corrosión por humedad.
- Baja temperatura de celda.
- No hay degradación inducida por potencial ya que se eliminan los marcos metálicos.
- Mayor resistencia mecánica y menos flexión.

Los paneles bifaciales pueden ser montados de diferente forma. Sin embargo, la opción que más generación ha favorecido es la inclinación a 90°, es decir, verticalmente. Sus curvas de generación fueron tomadas y comparadas con la instalación típica de paneles:

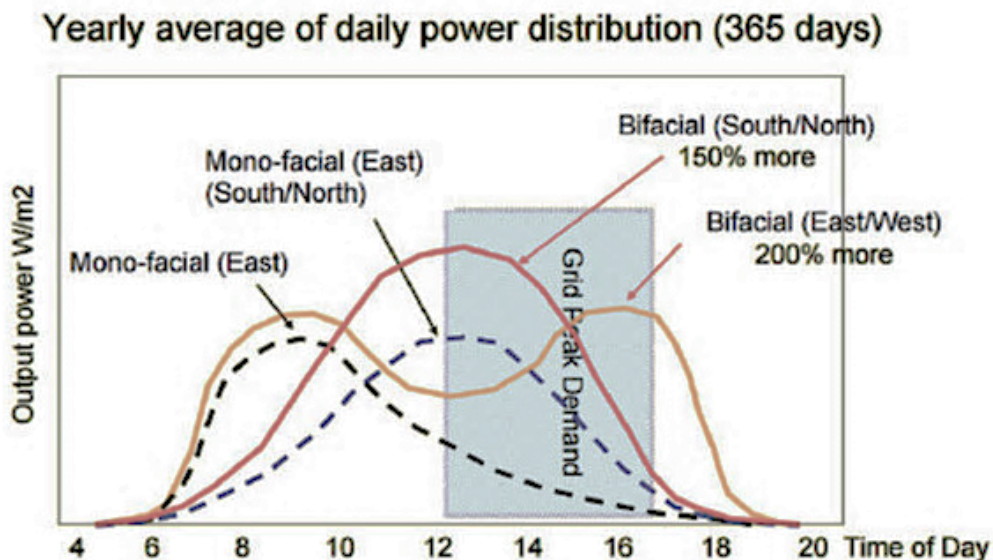


Figura 3.52: Comparación de curvas de producción anuales entre módulos fotovoltaicos monofaciales y bifaciales. [42]

3.14 Especificaciones técnicas de módulos fotovoltaicos comerciales

Los módulos fotovoltaicos los hay de diferentes tipos de tamaño, materiales de construcción, especificaciones eléctricas, tecnología de fabricación, etc. Los fabricantes de módulos detallan en una ficha técnica las características del módulo que ofrecen. Algunos ejemplos de fichas se muestran a continuación:

- Fabricante: **SUNPOWER.**

Ficha técnica.

20% EFFICIENCY
SunPower E20 panels are the highest efficiency panels on the market today, providing more power in the same amount of space

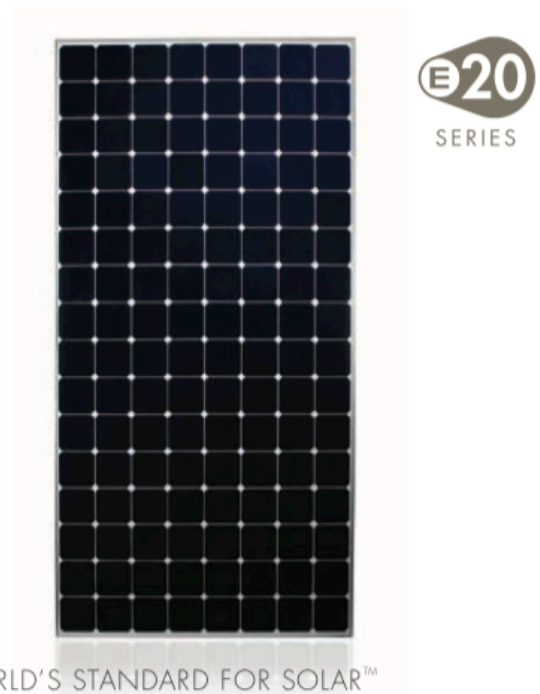
MAXIMUM SYSTEM OUTPUT
Comprehensive inverter compatibility ensures that customers can pair the highest-efficiency panels with the highest-efficiency inverters, maximizing system output

REDUCED INSTALLATION COST
More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

RELIABLE AND ROBUST DESIGN
SunPower's unique Maxeon™ cell technology and advanced module design ensure industry-leading reliability



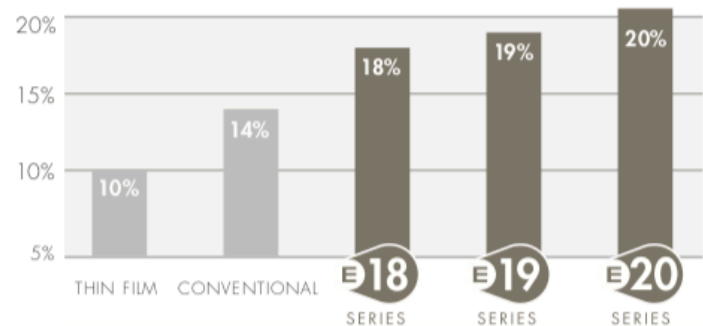
MAXEON™ CELL TECHNOLOGY



THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR™

SunPower™ E20 Solar Panels provide today's highest efficiency and performance. Powered by SunPower Maxeon™ cell technology, the E20 series provides panel conversion efficiencies of up to 20.1%. The E20's low voltage temperature coefficient, anti-reflective glass and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

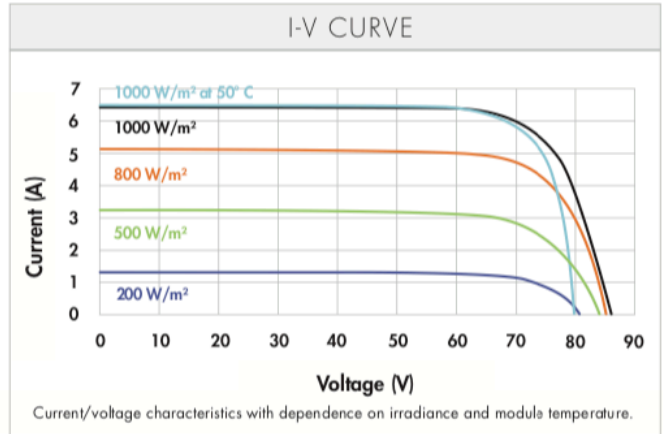
SUNPOWER'S HIGH EFFICIENCY ADVANTAGE



MODEL: SPR-435NE-WHT-D

ELECTRICAL DATA		
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C		
Nominal Power (+/-5%)	P _{nom}	435 W
Cell Efficiency	η	22.4%
Panel Efficiency	η	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	72.9 V
Rated Current	I _{mpp}	5.97 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	85.6 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	6.43 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38%/K
	Voltage (V _{oc})	-235.5mV/K
	Current (I _{sc})	3.5mA /K
NOCT		45°C +/- 2°C
Series Fuse Rating		20 A
Limiting Reverse Current (3 strings)	I _r	16.1 A
Grounding		Positive grounding not required

ELECTRICAL DATA		
Measured at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800W/m ² , 20° C, wind 1 m/s		
Nominal Power	P _{nom}	323 W
Rated Voltage	V _{mpp}	67.2 V
Rated Current	I _{mpp}	4.81 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	80.1 V
Short-Circuit Voltage	I _{sc}	5.20 A



TESTED OPERATING CONDITIONS	
Temperature	- 40° C to +85° C
Max load	550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w/specified mounting configurations
	245 kg/m ² (2400 Pa) front and back (e.g. wind)
Impact Resistance	Hail: 25 mm at 23 m/s

WARRANTIES AND CERTIFICATIONS	
Warranties	25-year limited power warranty
	10-year limited product warranty
Certifications	IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII)

MECHANICAL DATA			
Cells	128 SunPower Maxeon™ cells	Output Cables	700 mm cables / Multi-Contact (MC4) connectors
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating	Frame	Anodised aluminium alloy type 6063 (silver)
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes 32 x 155 x 128 mm	Weight	28.6 kg

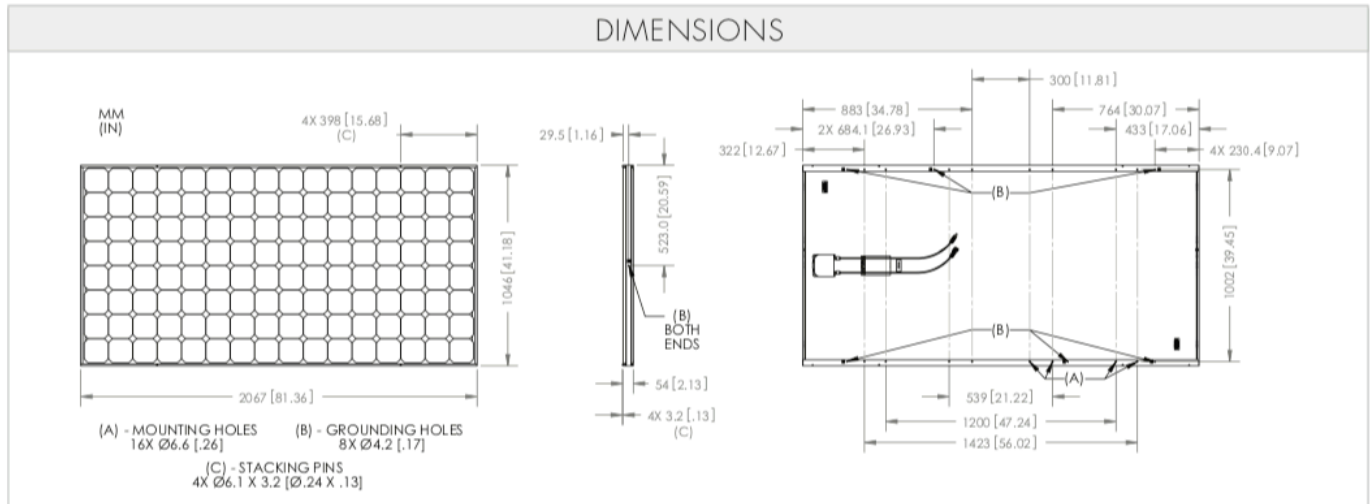


Figura 3.53: Ejemplo de ficha técnica de Módulo fotovoltaico por fabricante SUNPOWER. [43]

- Fabricante: **JINKOSOLAR.**

Ficha técnica.

www.jinkosolar.com

JinKO Solar
Building Your Trust in Solar

Eagle PERC 72M

360-380 vatios

MÓDULO MONO CRISTALINO

Tolerancia de alimentación positiva del 0~+3%

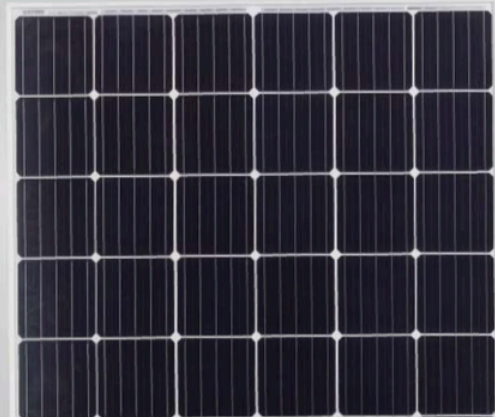
Certificación de fábrica ISO9001:2008,
ISO14001:2004, OHSAS18001.

Productos con certificación IEC61215, IEC61730.



PERC

(5BB)



CARACTERÍSTICAS CLAVE



Celda solar 5 Busbar:

La celda solar 5 busbar adopta tecnología nueva para mejorar la eficiencia de los módulos y posee un mejor aspecto estético, convirtiéndose en una opción perfecta para instalaciones en techos.



Alta eficiencia:

Mayor eficiencia de conversión del módulo (hasta 19,58%), un beneficio de la tecnología de contacto emisor trasero pasivado (PERC).



RESISTENCIA A PID:

Los módulos Eagle superan la prueba de PID. La prueba de degradación de energía limitada de PID está garantizada para la producción masiva.



Rendimiento con poca luz:

La textura avanzada de la superficie del vidrio y de la celda solar permite alcanzar un excelente rendimiento en entornos de poca luz.



Resistencia a condiciones climáticas adversas:

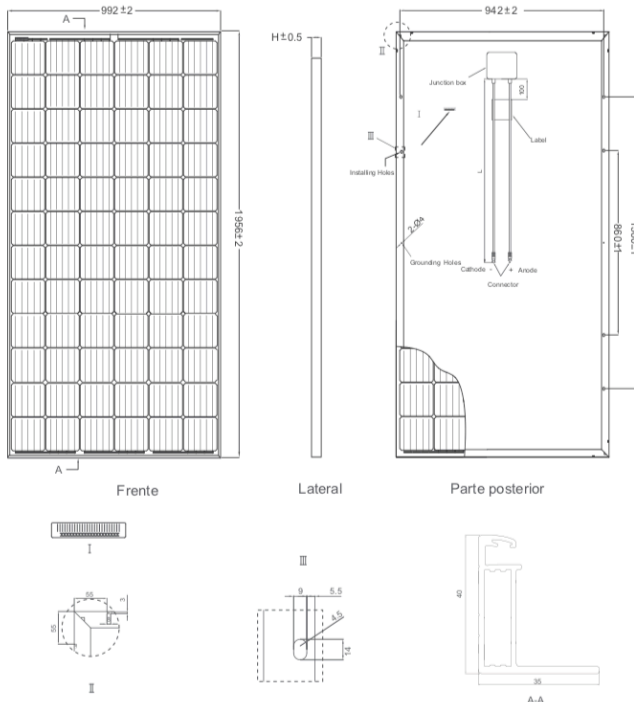
Certificado para soportar cargas de viento (2400 pascales) y cargas de nieve (5400 pascales).



Durabilidad contra condiciones ambientales extremas:

Alta resistencia contra niebla salina y amoníaco con la certificación de TÜV NORD

Planos de ingeniería



Configuración del embalaje

(Dos pallets = Una pila)

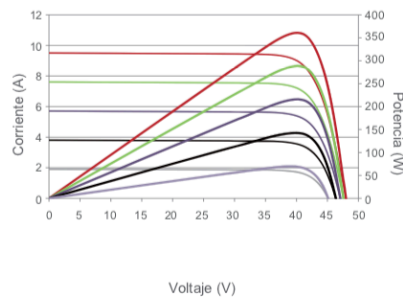
26 piezas/pallet , 52 piezas/pila, 624 piezas/contenedor de HQ de 40'

ESPECIFICACIONES

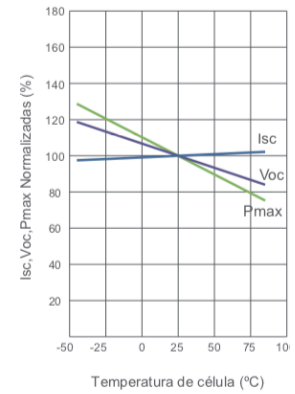
Tipo de módulo	JKM360M-72		JKM365M-72		JKM370M-72		JKM375M-72		JKM380M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia Nominal (Pmax)	360Wp	270Wp	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp
Tensión en el punto Pmax-VMPP (V)	39.5V	37.7V	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V
Corriente en el punto Pmax-IMPP (A)	9.12A	7.17A	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A
Tensión en circuito abierto-VOC (V)	48.0V	46.5V	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V
Corriente de cortocircuito-ISC (A)	9.51A	7.61A	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A
Eficiencia del modulo (%)	18.55%		18.81%		19.07%		19.33%		19.58%	
Temperatura de funcionamiento (°C)	-40°C~+85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
Valores máximos recomendados de los fusibles	20A									
Tolerancia de potencia nominal (%)	0~+3%									
Coefficiente de temperatura de PMAX	-0.37%/°C									
Coefficiente de temperatura de VOC	-0.28%/°C									
Coefficiente de temperatura de ISC	0.048%/°C									
Temperatura operacional nominal de célula	45±2°C									

Rendimiento eléctrico y dependencia de temperatura

Curvas de corriente-voltaje y alimentación/voltaje (370W)



Dependencia de temperatura de Isc, Voc, Pmaxce



Características mecánicas

Tipo de celda	PERC monocristalino 156×156 mm (6 pulgadas)
Cant. de celdas	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40 mm (77,01×39,05×1,57 pulgadas)
Peso	22,5 kg (49,6 libras)
Vidrio frontal	Vidrio templado de 3,2 mm, con revestimiento antirreflejo, alta transmisión, bajo contenido de hierro
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clasificación IP67
Cables de salida	TÜV 1×4,0 mm ² , longitud: 900 mm o longitud personalizada

Figura 3.54: Ejemplo de ficha técnica de Módulo fotovoltaico por fabricante JINKOSOLAR [44]

LG NeON[®] 2 BiFacial

LG395N2T-A5 | LG390N2T-A5

Electrical Properties (STC*)

	LG395N2T - A5	Bifaical Gain**				LG390N2T - A5	Bifaical Gain**			
		5%	10%	20%	30%		5%	10%	20%	30%
Maximum Power (Pmax) [W]	395	415	435	474	514	390	410	429	468	507
MPP Voltage (Vmpp) [V]	41.8	41.8	41.8	41.9	41.9	41.4	41.4	41.4	41.5	41.5
MPP Current (Impp) [A]	9.46	9.92	10.39	11.31	12.26	9.43	9.90	10.36	11.28	12.22
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	49.3	49.3	49.3	49.4	49.4	49.2	49.2	49.2	49.3	49.3
Short Circuit Current (Isc) [A]	10.19	10.70	11.21	12.23	13.25	10.15	10.15	11.17	12.18	13.20
Module Efficiency [%]	18.7	19.6	20.6	22.4	24.3	18.5	19.4	20.3	22.1	24.0
Operating Temperature [°C]	-40 ~ +90									
Maximum System Voltage [V]	1,500(UL) / 1,000(IEC)									
Maximum Series Fuse Rating [A]	20									
Pmax Bifaciality Coefficient*** [%]	76									
Power Tolerance [%]	0 ~ +3									

The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m², cell temperature 25 °C, AM 1.5 (Measurement Tolerance : ±3%, Electrical Parameter Tolerance : ±5%)

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on installation condition.

*** Pmax Bifaciality Coefficient 25years warranty based on front output warranty, tolerance±7%

Mechanical Properties

Cells	6 x 12
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm / 6 inches
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	2,064 x 1,024 x 40 mm 81.26 x 40.31 x 1.57 in
Front Load	5,400 Pa / 113 psf*
Rear Load	4,300 Pa / 90 psf*
Weight	22.0 kg / 48.72 lb
Connector Type	MC4 (MC), PV-JM601A (JMTHY)
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	1,200 mm x 2 ea / 47.24 in x 2 ea
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium

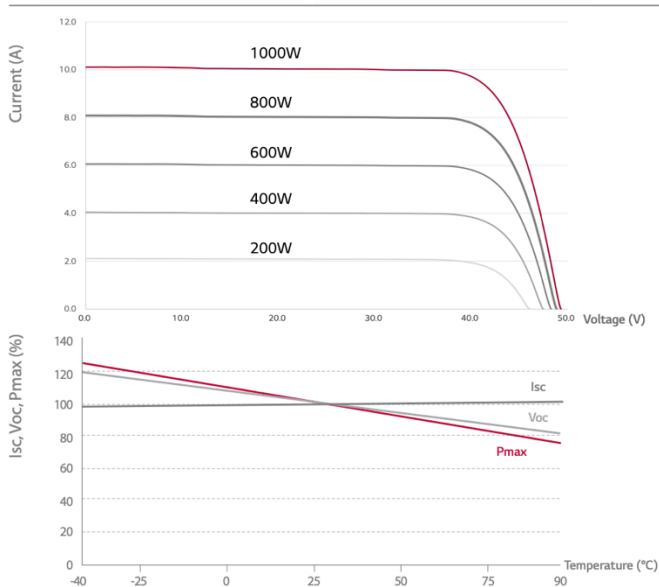
* Please refer to the installation manual for the details

Electrical Properties (NOCT*)

Model	LG395N2T-A5	LG390N2T-A5
Maximum Power (Pmax) [W]	292	289
MPP Voltage (Vmpp) [V]	38.7	38.3
MPP Current (Impp) [A]	7.55	7.54
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	46.0	45.9
Short Circuit Current (Isc) [A]	8.20	8.17

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Characteristic Curves



Certifications and Warranty

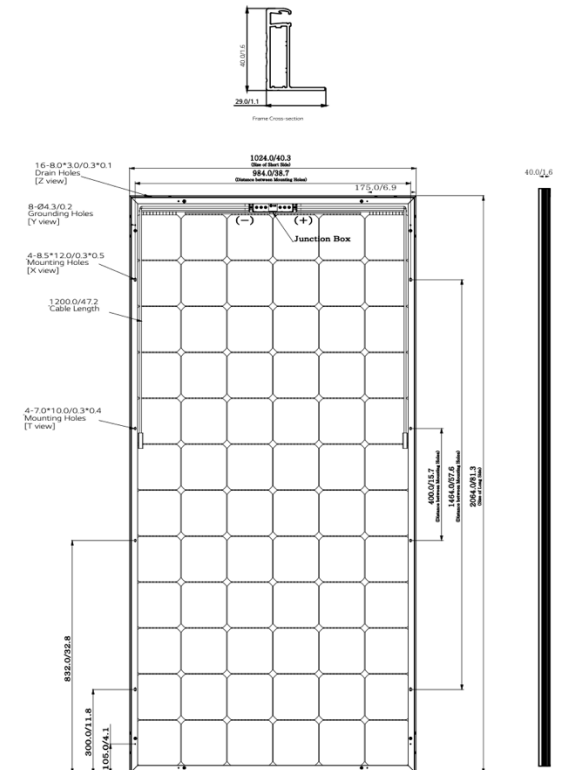
Certifications	UL 1703
	IEC 61215, IEC 61730-1/-2
	IEC 61701 (Salt mist corrosion test)
	IEC 62716 (Ammonia corrosion test)
Module Fire Performance	ISO 9001
	Type 1 (UL 1703)
Fire Resistance Class	Class C (ULC/ORD C1703, IEC 61730)
Product Warranty	25 Years
Output Warranty of Pmax	Linear Warranty*

* 1) 1st year: 98%, 2) After 1st year: 0.5% annual degradation, 3) 86% for 25 years

Temperature Characteristics

NOCT	[°C]	45 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.36
Voc	[%/°C]	-0.27
Isc	[%/°C]	0.03

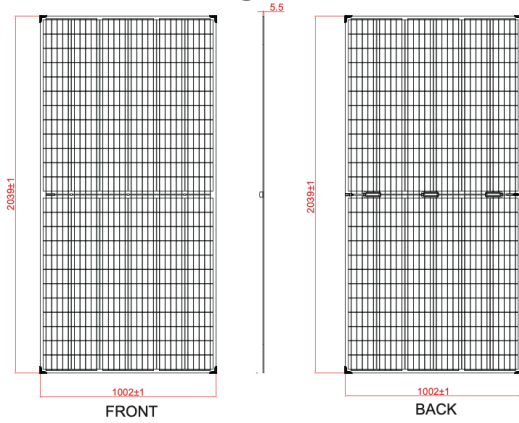
Dimensions (mm / inch)



* The distance between the center of the mounting/grounding holes

Figura 3.55: Ejemplo de ficha técnica de panel bifacial LG. [45]

Technical drawing



* All Dimensions in mm
 * The above drawing is a graphical representation of the product.
 For engineering quality drawings please contact SERAPHIM.

Mechanical Specifications

External Dimension	2039 x 1002 x 5.5mm
Weight	24.0kg
Solar Cells	PERC Mono crystalline 158.75 x 79.375 mm (144pcs)
Front / Back Glass	2.0mm AR coating semi-tempered glass, low iron
Frame	Frameless
Junction Box	IP68, 3 diodes
Output Cables	4.0 mm ² , Portrait:255mm(+)/355mm(-);Landscape:1200mm
Connector	MC4 Compatible

Packing Configuration

Container	40'HQ
Pieces per Pallet	34
Pallets per Container	22
Pieces per Container	748

Electrical Characteristics

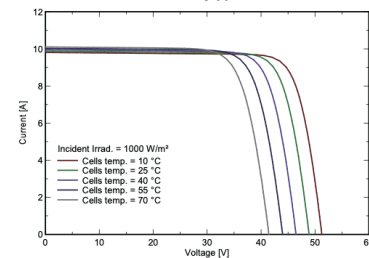
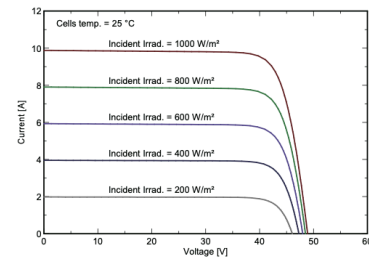
Module Type	SRP-390-BMA-BG		SRP-395-BMA-BG		SRP-400-BMA-BG		SRP-405-BMA-BG	
	Front	Back	Front	Back	Front	Back	Front	Back
STC								
Maximum Power -P _{mp} (W)	390	292	395	296	400	300	405	304
Open Circuit Voltage -V _{oc} (V)	49.1	48.7	49.3	48.9	49.5	49.1	49.7	49.3
Short Circuit Current -I _{sc} (A)	9.96	7.44	10.04	7.49	10.12	7.55	10.19	7.61
Maximum Power Voltage -V _{mp} (V)	41.3	41.4	41.5	41.6	41.7	41.8	41.9	42.0
Maximum Power Current -I _{mp} (A)	9.45	7.06	9.52	7.12	9.60	7.18	9.67	7.24
Module Efficiency STC-η _m (%)	19.09		19.33		19.58		19.82	
Power Tolerance (W)	(0, +4.99)							
Pmax Temperature Coefficient	-0.36 %/°C							
Voc Temperature Coefficient	-0.28 %/°C							
Isc Temperature Coefficient	+0.05 %/°C							

STC: Irradiance 1000 W/m² module temperature 25°C AM=1.5

Rear Side Power Gain(SRP-400-BMA-BG)

Power Gain	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power -P _{mp} (W)	440	460	480	500	520
Open Circuit Voltage -V _{oc} (V)	49.5	49.5	49.5	49.5	49.5
Short Circuit Current -I _{sc} (A)	11.14	11.65	12.15	12.65	13.15
Maximum Power Voltage -V _{mp} (V)	41.7	41.7	41.7	41.7	41.7
Maximum Power Current -I _{mp} (A)	10.56	11.04	11.52	11.99	12.47

I-V Curve



Application Conditions

Maximum System Voltage	1500VDC
Maximum Series Fuse Rating	20A
Operating Temperature	-40~+85 °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C
Bifaciality	70%±5%
Mechanical Load	Front side 2400Pa/ Back side 2400Pa

Figura 3.56: Ejemplo de ficha técnica de panel bifacial SERAPHIM. [46]

3.15.2 Conexión de módulos en paralelo

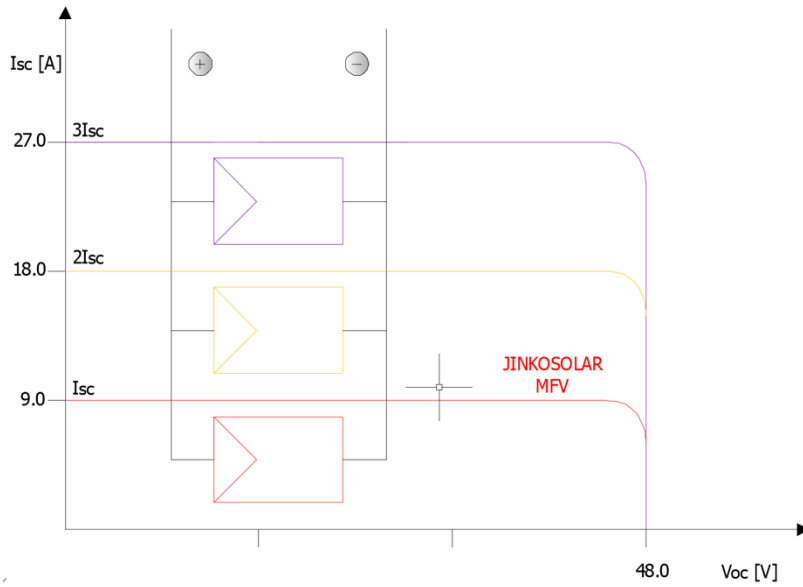


Figura 3.58: Interconexión Paralelo de MFV.

Si conectamos los módulos fotovoltaicos en conexión paralela, aumentamos la corriente de corto circuito por el número de módulos agregados. El que el voltaje de circuito abierto será igual a la de un módulo (caso contrario al arreglo en serie). La curva característica se representa en la Figura 3.58.

3.15.3 Conexión de módulos en serie-paralelo

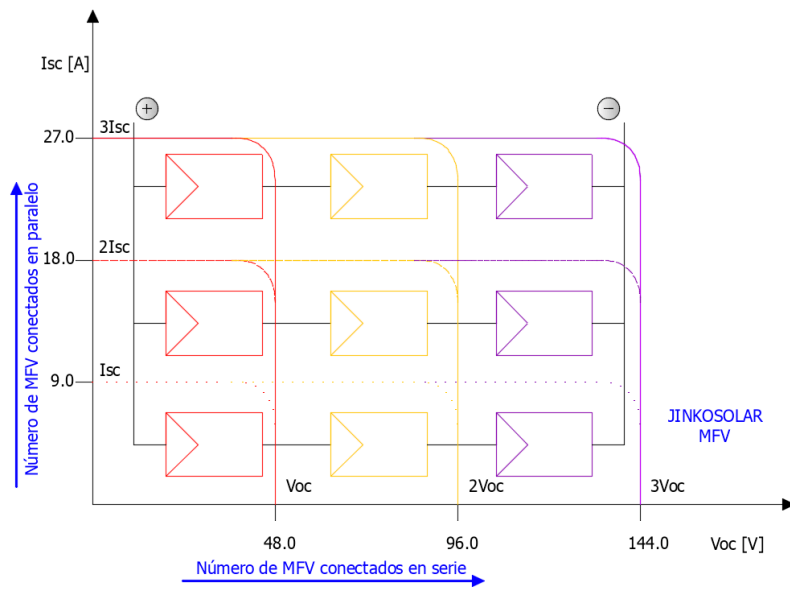


Figura 3.59: Interconexión serie-paralelo de MFV

Los sistemas de generación fotovoltaicos, por lo general están contruidos con conexiones serie-paralelo, esto debido a que se diseñan en base al siguiente elemento del sistema de generación, que es el Inversor como tal, de este dependerá la cantidad de módulos en serie y paralelo que conformarán el arreglo fotovoltaico, en consecuencia, de la potencia de entrada del inversor. La curva característica de un arreglo fotovoltaico se muestra en la Figura 3.59.

3.16 Efecto de sombreado en sistemas fotovoltaicos

[47] La presencia de sombra sobre un arreglo solar fotovoltaico, debido a por árboles, edificaciones cercanas, nubes o sombras entre los mismos paneles, provoca la eliminación de la radiación directa (que corresponde a la mayor parte de la energía que recibe el panel), lo que se refleja en la disminución de la corriente, traduciéndose en menos potencia instantánea generada.

El efecto de sombra parcialmente sobre un panel provocará:

- Diferencia de respuesta de la celda.
- Sobrecalentamiento de la celda sombreada (actuando como “carga-resistencia”).
- Pérdida de energía por absorción de potencia en la celda.
- Envejecimiento prematuro del panel, para el caso de sombreado permanente.
- Posible destrucción de la celda como tal.

El efecto de la sombra sobre el panel depende fuertemente de la configuración de estos y de lo homogénea que sea la sombra incidente. Si la sombra afecta de manera homogénea al panel, entonces disminuye la radiación incidente, generándose menos energía eléctrica.

Escenarios que pueden presentarse en un sistema de generación fotovoltaica:

- Sin sombra.
- Sombrado homogéneo o total.
- Sombrado no homogéneo o parcial.

En el caso de una sombra que afecta solo parcialmente al panel, el efecto en el rendimiento depende de la configuración serie-paralelo interna entre las celdas; si dos celdas están conectadas en paralelo el voltaje de ambas sigue siendo el mismo, y las corrientes se siguen sumando, aunque estas ya no sean iguales. En cambio, si dos celdas están conectadas en serie, la celda sombreada limita la generación de corriente de las siguientes celdas en el string, disminuyendo de forma más seria la potencia que en el caso en paralelo.

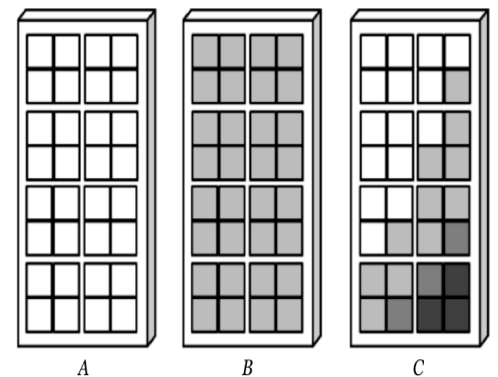


Figura 3.60: A) Módulo sin sombra B) Módulo con sombra homogénea C) Módulo con sombra no homogénea

3.16.1 Efecto “hot spot” o punto caliente, diodos de bypass y bloqueo, junction/combiner box, fusibles de protección

[47] El efecto “hot spot” consiste en el calentamiento de una celda debido a su sombramiento parcial. Cuando una o varias celdas en serie son sombreadas, puede generar menos energía que las demás celdas, lo que equivale a generar una corriente limitada, y en caso que la carga aplicada al panel sea mayor a esta corriente, la celda se puede comportar como resistencia, aumentando el riesgo de fallas; y si supera el “voltaje de disrupción” comenzará a fluir una gran corriente que aumenta la temperatura de la celda. Para evitar este efecto se utilizan “diodos de bypass”. Este es un diodo conectado en paralelo con la célula o MFV que limita la tensión y permite un flujo alternativo a la corriente cuando alguna celda presenta fallas.

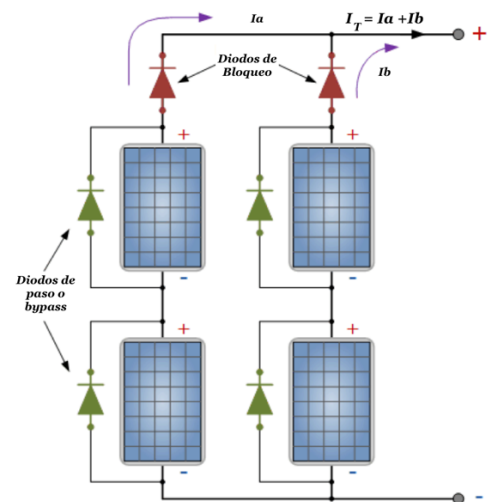


Figura 3.61: Diodos de bloqueo y bypass

La Figura 3.61, muestra los diodos de paso conectados en MFV, pero también podemos encontrar diodos de paso en las celdas un MFV, algunos fabricantes deciden colocar diodos de paso cada 18 celdas, es decir un módulo de 36 celdas tendría dos diodos de paso, con esto se consigue que cuando por ejemplo se obtenga una sombra parcial sobre algunas celdas y no sobre todo el MFV, el diodo de paso desactive las 18 celdas donde se encuentra la sombra y las siguientes 18 permanezcan en pleno funcionamiento, permitiendo así conseguirle un paso a la corriente que no dañe a las celdas afectadas con la sombra y no se conviertan en carga en carga del sistema. Figura 3.59.

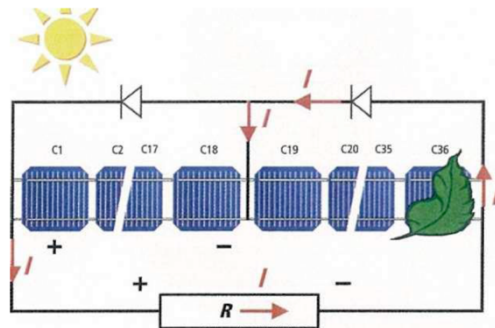


Figura 3.62: Diodos de paso en Células fotovoltaicas.

La presencia de sombra sobre un módulo fotovoltaico conlleva a que la curva I-V característica se modifique, la figura 3.60 muestra el comportamiento de la curva en los 4 escenarios, cuando el módulo no tiene sombra, cuando esta sombreado, y cuando los strings están y no están sombreados.

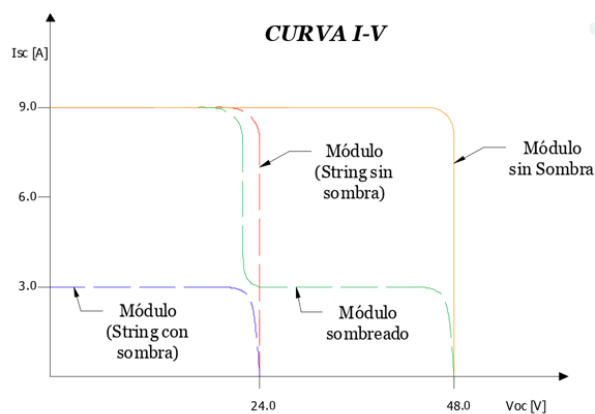


Figura 3.63: Comportamiento de la Curva I-V en presencia de sombra sobre un módulo fotovoltaico.

Cuando existe una conexión de paneles en paralelo también se puede tener este efecto si alguno es sombreado, ya que genera una tensión menor que sus vecinos, por lo que actúa como resistencia. Este problema se soluciona anteponiendo diodos a la unión de los paralelos, lo que se conoce como “diodos anti retorno” (“diodos de bloqueo”) en la Figura 3.58.

[20] Sin embargo, los diodos de bloqueo tienen un inconveniente importante, tienen una caída de tensión de entre 0.5 y 0.7 V, produciendo pérdidas que, en generadores de pequeñas tensiones, por ejemplo 12 V suponen un 6% de la potencia del generador. Por otro lado, **la obligatoriedad de instalar seccionadores con fusibles** en el principio y final de cada rama en paralelo proporciona una protección contra las corrientes inversas peligrosas que se puedan presentar, que permiten eludir el uso de diodos de bloqueo y evitar las pérdidas que producen.

El conjunto de fusibles de protección de strings o ramas, se colocan en una caja que generalmente se les denomina **junction/combiner box, caja de conexiones, caja de conexión DC**.

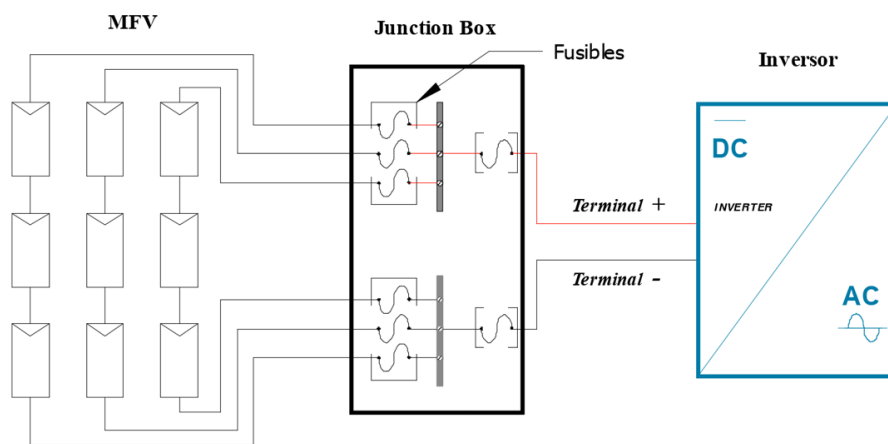


Figura 3.64: Fusibles de protección en un sistema de generación fotovoltaica.

Para que los fusibles protejan adecuadamente deben tener una intensidad nominal de 1.5 a 2 Isc, puesto que un módulo es capaz de soportar sin daño corrientes de hasta 3 Isc.

3.16.2 Análisis de sombras

Una de las tareas que debe afrontar un diseñador de sistemas de generación fotovoltaica, es decidir la ubicación de las diferentes partes que componen el generador, que conlleva a la adecuada selección de la ocupación del terreno disponible y la minimización del impacto de sombras arrojadas sobre los módulos.

El sombreado sobre los módulos se debe a variados objetos u obstáculos en los alrededores del generador fotovoltaico, tales como: edificaciones, arboleado (naturaleza), equipamiento industrial, e incluso partes del propio generador fotovoltaico, en cuyo caso se hablará de sombreado cercano o mutuo (de particular importancia en plantas de seguimiento).

3.16.2.1 Sombras lejanas

Para abordar las sombras producidas por objetos lejanos puede ser conveniente tratarlas mediante la descripción de los objetos a partir de sus dimensiones y posición en el espacio. De esta forma se puede conocer en todo momento la sombra arrojada en el sistema. Sin embargo, es difícil poder caracterizar con exactitud los objetos en cuestión, e incluso teniendo la información necesaria son necesarios elevados tiempos de cálculo. Otro enfoque consiste en describirlos por su situación en el mapa de coordenadas cilíndricas (azimut y altura solar).

El análisis de sombras lejanas la podemos realizar mediante los siguientes métodos:

- **Método gráfico (Carta Solar).**

Para este método utilizamos un diagrama solar, la ventaja de este método es que la caracterización de los objetos puede conseguirse con procedimientos sencillos. Este método sirve para describir la reducción en la radiación vista por un observador situado en un punto en concreto del generador. La carta solar es el recorrido de la trayectoria que el sol sigue en un lugar específico del planeta, por lo que para nuestro país El Salvador, necesitamos una carta correspondiente a una latitud de 13.5° y longitud de -89° uso horario -6. Este método, puede no ser adecuado para estudios precisos de funcionamiento del generador en unas condiciones concretas, y su aplicación a generadores de gran tamaño debe realizarse con precaución.

- **Método Fotográfico.**

Se utiliza una cámara con lente ojo de pez en conexión con un accesorio especial para fotografiar las siluetas circundantes, en el diagrama de altitud solar, el resultado aparece en la fotografía.

- **Herramientas de análisis utilizando software.**

Varias herramientas de análisis de pantalla de software están disponibles. Estos permiten un análisis exacto de la sombra y son menos propensos a error que los métodos manuales.

El Pathfinder Solar. utiliza un domo de plástico transparente, convexo para dar una vista panorámica de todo el sitio. Todos los árboles, edificios u otros obstáculos al sol son claramente visibles como reflejos en la superficie de la cúpula. Porque funciona en un principio reflexivo en lugar de realmente mostrar sombras, puede ser utilizado cualquier momento del día, cualquier momento del año, en condiciones de nublado o claro. La posición real del sol en el momento de los análisis del sitio solar es irrelevante. Una vez que el Pathfinder Solar correctamente configurado, puede utilizarse para proporcionar sombra datos manualmente o digitalmente.



Figura 3.65: Pathfinder solar.

La evaluación adicional del diagrama de camino del sol se realiza a través de programas de simulación adecuados. La mayoría de programas de simulación calcula las pérdidas de irradiación y calcula valores primarios a las pérdidas de rendimiento de ellos. El rendimiento de las reducciones generalmente llegar a ser mayor que uno sospecharía basado en la superficie sombreada.

Algunos Programas de simulación PVsyst, PVcad y 3DSolarwelt, censol 5, hacen un análisis de sombreado tridimensional que también tiene contornos de sombra no homogénea en cuenta. su uso nos puede ser mas exacto que los métodos anteriores.

PVsyst. Es un programa informático para diseño, simulación y análisis de una instalación fotovoltaica, utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores y también es una herramienta educativa muy útil. En el siguiente capítulo se mostrarán ejemplos completos simulados en este programa.

Procedimiento de análisis de sombras mediante el método gráfico (Carta solar).

- 1- En el lugar de la instalación fotovoltaica, se realiza la identificación y localización de los principales obstáculos que afectaran a la superficie, en términos de sus posiciones acimutales y de elevación solar. Para ello podemos hacer uso de un teodolito.
- 2- Representación del perfil de obstáculos en la carta solar, en la que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo del año, en este caso válido para nuestro país El Salvador con latitud 13.5° y longitud -89° uso horario -6 . La banda esta esta dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del medio día solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un numero (A1, A2,...,F12).
- 3- Cada una de las porciones de la Figura 3.66, representa el recorrido del sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la radiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta perdida de la irradiación, en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo. Debe escogerse como referencia para el cálculo la tabla mas adecuada de entre ellas, para este caso, se sita el Trabajo de Graduación de la Universidad de EL Salvador 2012 titulada “Eficiencia Energética y Potencial de Generación Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria”, en la cual se hicieron los cálculos para determinar los coeficientes de perdidas por sombreado de la carta solar correspondiente a El Salvador con inclinaciones de 10° y 15° y orientadas hacia el sur (azimut= 0°)¹⁵, la Tabla 3.4 y la Tabla 3.5 están construidas con estos datos.
- 4- La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se ha de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En caso de ocultación parcial se utilizará un valor fraccional equivalente.

Teodolito



El teodolito es un instrumento de medición mecánico-óptico que se utiliza para obtener ángulos verticales y horizontales, en la mayoría de los casos, ámbito en el cual tiene una precisión elevada. Con otras herramientas auxiliares puede medir distancias y desniveles.

¹⁵ El trabajo de graduación de la universidad de El Salvador 2012, es la única referencia bibliográfica que se tiene de coeficientes de pérdidas por sombreado para la carta solar de El Salvador, por lo que la veracidad de la información no está sustentada por otros estudios que se hayan realizado. Ver en la referencia [48]

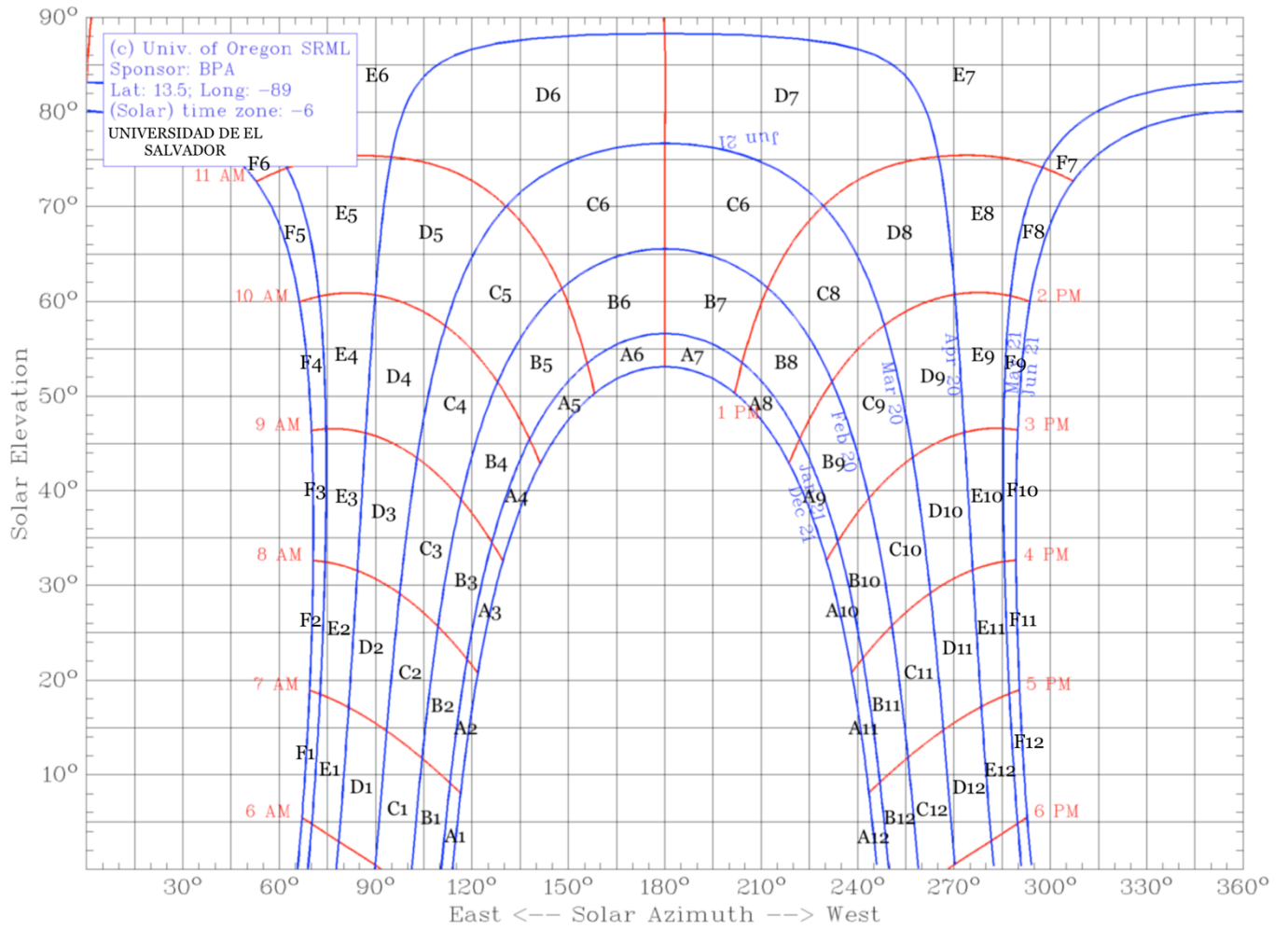


Figura 3.66: Carta solar para El Salvador. [49]

Coefficientes de pérdidas por sombreado para inclinación 10° y azimut 0° para El Salvador.

	A	B	C	D	E	F
1	0.45	0.54	0.67	0.75	0.72	0.70
2	1.42	1.52	1.43	1.47	1.31	1.23
3	1.86	1.98	2.14	2.13	1.86	1.72
4	2.41	2.55	2.71	2.67	2.31	2.11
5	2.77	2.92	3.08	3.02	2.60	2.37
6	2.90	3.05	3.21	3.15	2.70	2.46
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

Tabla 3.4: Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación 10° y azimut 0° [48]

Coefficientes de pérdidas por sombreado para inclinación 15° y azimut 0° para El Salvador.

	A	B	C	D	E	F
1	0.48	0.58	0.69	0.76	0.73	0.70
2	1.51	1.62	1.47	1.48	1.33	1.23
3	1.98	2.11	2.20	2.15	1.88	1.72
4	2.57	2.72	2.79	2.70	2.33	2.11
5	2.95	3.11	3.17	3.05	2.63	2.37
6	3.08	3.25	3.31	3.18	2.73	2.46
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 3.5: Coeficientes de pérdidas por sombreado para inclinación 15° y azimut 0° [48]

- **Porcentajes de pérdidas por orientación en El Salvador (latitud 13°) e inclinaciones de 10° y 13° de módulos fotovoltaicos.**

Azimut ±	Pérdidas Inclinación 10°	Azimut ±	Pérdidas Inclinación 13°
0-32°	0%	0-24°	0%
33°-65°	1%	25°-53°	1%
66°-88°	2%	54°-73°	2%
89°-110°	3%	74°-90°	3%
111°-135°	4%	91°-107°	4%
136°-180°	5%	108°-125°	5%
		125°-135°	6%
		136°-180°	7%

Tabla 3.6: Porcentaje de pérdidas por orientación de paneles en El salvador, con inclinación de 10° y 13°

Los porcentajes de pérdidas por orientación para nuestro país, son realmente útiles, cuando lo que se tiene por convención u óptimo, orientar los paneles hacia el hemisferio sur cuando es posible, sin embargo, cuando esto no se puede cumplir debido a diferentes razones de diseño, ya sea sombras u razones de infraestructura, etc. Y se opta por orientar los módulos hacia un ángulo de azimut diferente de 0°, nos encontraremos con porcentajes de pérdidas en la producción que pueden ser grandes o insignificantes. Para ello la Tabla 3.6. Muestra cuando por ejemplo orientamos paneles con inclinación de 13° a un azimut de 0° a ±24° muestra que prácticamente no se ve afectada la producción de energía, es decir podemos orientarlos en ese rango, y no registraríamos pérdidas. Sin embargo, siempre con el mismo ejemplo orientándolos a ±148°-±180° se registrarían pérdidas de hasta 7% en la producción, lo cual en sistemas fotovoltaicos de varios Mega Vatios de energía, esto sería una enorme pérdida de energía y cobraría de mucha importancia la orientación. Así mismo se presentan las pérdidas con inclinaciones de 10° en la cual observamos que registramos menos pérdidas para el mismo rango de azimut.¹⁶

¹⁶ La Tabla 3.4, se basa en la referencia [48], realizado bajo el software CENSOL 5.0.

3.16.2.2 Sombras cercanas

Generalmente las sombras cercanas se deben al mismo generador fotovoltaico, al espacio entre filas de módulos, por esta razón, el diseñador de sistemas de generación no debe de tomar en cuenta únicamente las sombras lejanas en el estudio, si no también el espaciamiento óptimo entre filas de módulos, con ello, logrará reducir mucho más las perdidas por sombreado. Las sombras cercanas se pueden estudiar en sistemas de generación estáticos y sistemas de generación de seguimiento¹⁷.

- Sistemas Estáticos.

Las filas que componen el generador fotovoltaico arrojan sombras unas sobre otras en determinados momentos del día y del año. Como ya se indico el diseñador debe decidir la separación óptima entre filas como compromiso entre la relación que existe de terreno disponible y productividad anual del sistema. Es recomendable, como uso común considerar y respetar un mínimo de 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno libres de sombra.

El esquema para el cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos, se realiza tomando en cuenta que el día más crítico de posición solar es el 21 de diciembre, ya que en este día el sol se encuentra ubicado a -23.45° al Sur con respecto al Ecuador provocando la mayor sombra durante el año, cuya ilustración se presenta en la Figura 3.67.

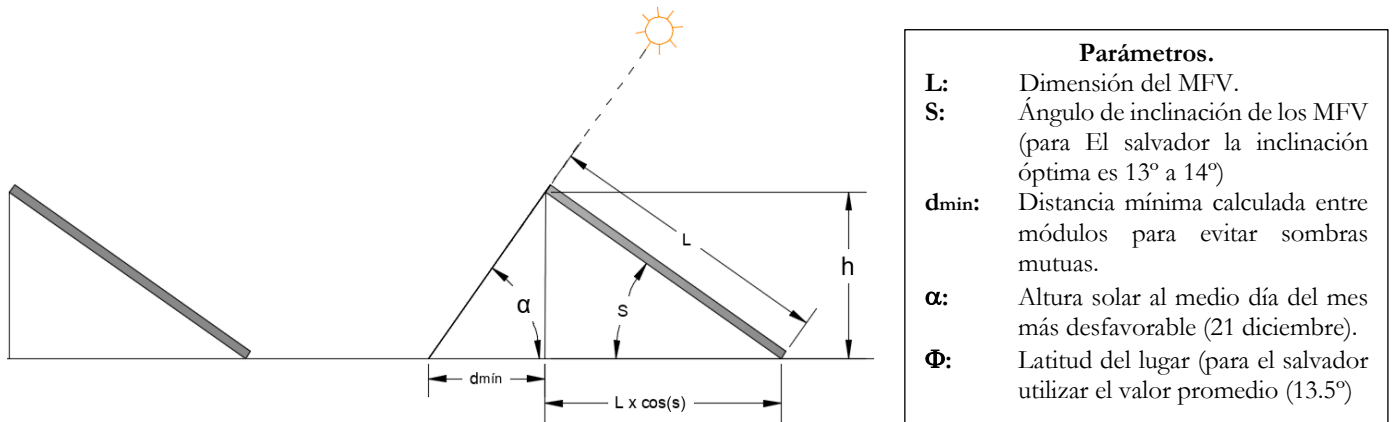


Figura 3.67: Esquema para cálculo de distancia mínima entre filas de módulos.

Calculo de la distancia mínima de separación entre filas de MFV.

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan(\alpha)} \quad \text{Ecu. 3.8}$$

Donde h:

$$h = L \cdot \sin(\alpha) \quad \text{Ecu. 3.9}$$

y α se define como 90° - declinación del día mas crítico del año (-23.45°) – latitud del lugar:

$$\alpha = 90^\circ - 23.45^\circ - |\Phi| = 66.5^\circ - |\Phi| \quad \text{Ecu. 3.10}$$

¹⁷ Los análisis de sombra para sistemas de seguimiento de 2 ejes, y seguimiento horizontal, son mas complejos con cálculos manuales, debido al movimiento que describen por su eje, la sombra proyecta varia en el tiempo, por lo que su análisis es mejor realizarlo cuando se tienen plantas de gran de generación grandes, utilizando software de simulación de sombras mutuas.

Se obtiene:

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan(66.5 - |\phi|)} \quad \text{Ecu. 3.11}$$

La distancia mínima que permite obtener 4 horas libres de sombra alrededor del mediodía solar (2 horas antes y 2 después del mediodía solar) es:

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan(61 - |\phi|)} \quad \text{Ecu. 3.12}$$

Factor de sombras (FS).

El factor de sombras implica un nivel de ocupación de terreno que depende del modo de seguimiento, es aplicable tanto para instalaciones estáticas y de seguimiento. Suele utilizarse un parámetro denominado GCR (Ground Coverage Ratio, Radio de cubrimiento del terreno), que es la relación entre el área de los módulos fotovoltaicos y el área total del terreno (Por lo que siempre será $GCR < 1$). El inverso de este parámetro es el Radio de ocupación de terreno (ROT, o Ground Requirement Ratio, GRR), relación entre el área de terreno necesaria para ubicar módulos fotovoltaicos de un área determinada, para obtener el factor de sombras requerido (ahora $ROT > 1$). A modo de regla sencilla, y teniendo en cuenta el sombreado mutuo o cercano, para obtener los valores reseñados suele considerarse que un sistema estático requiere un ROT de 2.

- Sistemas con seguimiento solar.

La premisa que se tiene en cuanto a los sistemas de seguimiento solar es “Se genera más energía si el MFV sigue al sol”, y es efectivamente acertada, teniendo un sistema móvil que sigue la trayectoria del sol permite captar en casi en todo el tiempo la componente de la irradiación directa, aprovechando así, la mejor componente de generación fotovoltaica. Sin embargo, estos sistemas hacen mucho más complejo el análisis de sombra, por lo que en la mayoría de veces es necesario utilizar herramientas de software¹⁸ que ya realizan este tipo de cálculos por pérdidas por sombreados en sistemas de seguimiento.

Los seguidores que componen una planta bloquean parte de la radiación que incide sobre ellos según su posición. Uno de los aspectos del diseño consiste en ubicar a los seguidores para reducir las pérdidas por sombras sin desaprovechar el terreno. Para acometer esta área es necesario simular el funcionamiento del sistema en diferentes posiciones relativas de los seguidores, y tomar la decisión en base a los resultados de productividad y ROT de cada posibilidad.

Existen dos tipos de seguidores:

- **Seguidor de un solo eje:**

Este seguidor sigue la trayectoria del sol de Este a Oeste por lo general, pero también existen seguidores de un eje de Sur a Norte y seguidores polares (o de eje inclinado).

El uso de seguidores de un eje en instalaciones fotovoltaicas es capaz de aumentar el rendimiento en hasta un 20% a 30% con respecto a los sistemas estáticos inclinados con ángulo óptimo.

¹⁸ PVSYS es una herramienta de software, que puede realizar este tipo de cálculos, algunos ejemplos de simulaciones en este software se verán el apartado de problemas resueltos de este capítulo.

Seguidor a 1 eje horizontal sin inclinación, orientación Norte-Sur, y movimiento de seguidor Este-Oeste.

Alineado Norte-Sur. Este sistema permite al panel moverse de Este a Oeste, siguiendo al sol desde la salida hasta la puesta de sol. Estos sistemas presentan un menor coste, mayor simplicidad y la posibilidad de su adaptación a cubiertas, pero realizan un seguimiento solar menos preciso captando menos energía. Este tipo de seguidor es aceptable en latitudes cerca del ecuador.



Figura 3.68: Seguidor horizontal 1 eje, movimiento Este-Oeste



Figura 3.69: Seguidor solar horizontal 1 eje. movimiento Norte-Sur.

Seguidor a 1 eje horizontal sin inclinación, orientación Este-Oeste, y movimiento de seguidor Norte-Sur.

La implementación de este seguidor horizontal de 1 eje no es el más común, la alineación es de Este-Oeste, por lo que persigue el sol de Norte-Sur en el transcurso del año, es decir, su variación depende de la elevación solar o altura solar, buscando la mejor producción en el transcurso del año. Este tipo de implementación puede ser útil dependiendo del lugar geográfico que nos encontremos.

Seguidor a 1 eje vertical (acimutal).

La superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día. En latitudes lejanas al ecuador son recomendables este tipo de seguidores.



Figura 3.70: Seguidor vertical de 1 eje.



Figura 3.71: Seguidor de eje inclinado.

Seguidor a 1 eje con inclinación, orientación Norte-Sur y movimiento de seguidor Este-Oeste. (Seguidor polar).

Los seguidores polares de un solo eje que no son ni vertical ni horizontal, son seguidores de ejes inclinados. Los paneles están inclinados con la misma inclinación del eje, y cuando giran, forman un cilindro alrededor de este. Una variación de este tipo de seguidor es la que tiene inclinación igual a la latitud donde se encuentra la instalación, con una orientación de su eje de polo a polo. Es decir, a un polo celeste, simulando con su movimiento el de la tierra, solo que en sentido contrario.

Análisis de sombra para seguidores de un eje horizontal.

El análisis de sombras para sistemas de seguimiento de 1 eje horizontal, se vuelve mas complicado, en este caso, la configuración de la planta consiste en elegir la distancia entre ejes de seguidores contiguos. El valor que representa un buen compromiso entre energía producida y ocupación de terreno para este tipo de seguidor horizontal orientación N-S, movimiento E-O es un ROT=4 con perdidas por sombreado menor al 4%, superar este valor de ocupación proporciona incrementos de producción muy bajo que desaconsejan aumentar la separación.

Consideremos que los seguidores son de longitud infinita en sentido norte-sur (despreciamos el efecto de bordes), los parámetros que determinan el diseño de este de sistema son:

- 1- La inclinación del generador fotovoltaico, S .
- 2- La dimensión en sentido Este-Oeste del campo generador L .
- 3- La separación entre los diferentes seguidores en la dirección Este-Oeste, L_{eo} .

Por tanto:

$$ROT = \frac{L_{eo}}{L} \quad \text{Ecu. 3.13}$$

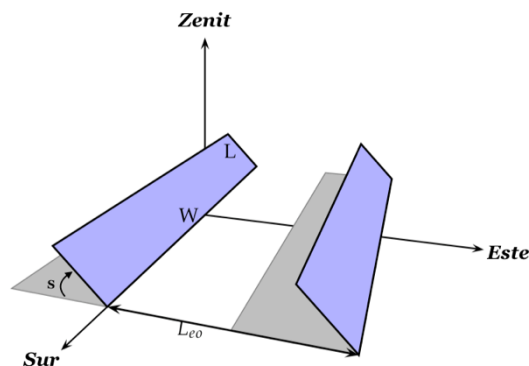


Figura 3.72: Diagrama seguimiento 1 eje horizontal.

Y el FS_{eo} (Factor de forma Este-Oeste) esta dado por:

$$FS_{eo} = 1 - L_{eo} \cdot \cos(S) \quad \text{Ecu. 3.14}$$

• Seguidor de dos ejes:

Estos tienen dos grados de libertad, es decir dos ejes de rotación. Estos ejes están típicamente perpendiculares el uno del otro. El eje primario es el que está fijo respecto a La Tierra, y el otro eje, que está referenciado al eje primario se llama eje secundario. El uso de dos ejes permite un mejor seguimiento del sol y se llega a la mejora del 30-45 % en rendimiento con respecto a los anteriores.

Hay varios tipos de seguidores de dos ejes, los mas comunes son:

Seguidor de Acimut-Altitud.

Estos seguidores hacen girar la placa mediante dos ejes motorizados y sensorizados. Uno de ellos la hacen girar en la dirección Norte-Sur (altitud o elevación solar) y el otro en la dirección Este-Oeste (ángulo de orientación de acimut). Este tipo de seguidor de dos ejes es el mas implementado debido a su alta sencillez en la estructura, además de no requerir estar a gran altura por sobre el suelo.



Figura 3.73: Seguidor de doble eje.

Seguidor de dos ejes de inclinación (TIP-TILT).

Este tipo de seguidores tienen su eje primario horizontal respecto a la tierra. El eje secundario es perpendicular al primario. Los ejes de rotación de este tipo de seguidor están típicamente alineados con el Norte magnético o con algún paralelo Este Oeste. Uno de los ejes permite orientar al panel en su posición Norte Sur y el otro en la posición Este Oeste que se encuentre el Sol en el cielo.

Análisis de sombra para seguidores de dos ejes.

La geometría de un sistema de seguimiento a doble eje está determinada por los siguientes parámetros.

- 1- La inclinación del generador, S , (idealmente igual al ángulo cenital solar) y la orientación del generador fotovoltaico, γ , (idealmente igual azimut solar).
- 2- Factor de forma del seguidor, b , calculado como el ratio entre la longitud L , y la anchura del seguidor, W , del seguidor.

$$b = \frac{L}{W} \quad \text{Ecu. 3.15}$$

- 3- Separación entre los seguidores en las direcciones Este-Oeste, L_{eo} y Norte-Sur, L_{ns} .

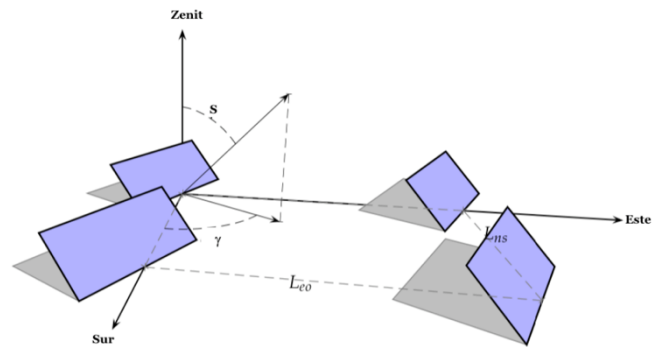


Figura 3.74: Sombras mutuas en seguidor de doble eje.

En este sistema, el ROT se calcula con:

$$ROT = \frac{L_{ns} \cdot L_{eo}}{L \cdot W} \quad \text{Ecu. 3.16}$$

¹⁹Un valor de ROT aceptable para sistemas de seguimiento a doble eje esta comprendido entre 5 y 6 los cuales son razonables en cuanto a energía producida y a incremento de productividad por aumento de ocupación de terreno.

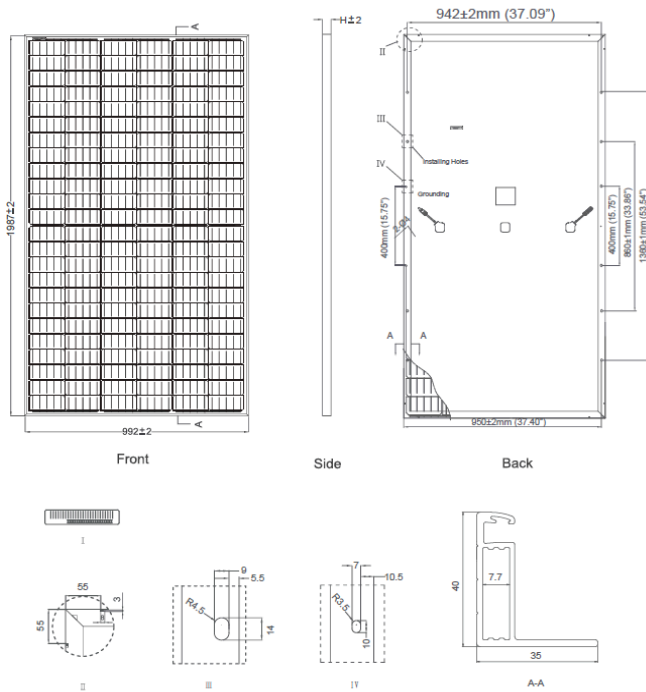
Los sistemas de seguimiento aumentan la productividad de un sistema de generación, si embargo, la desventaja es el coste de los sistemas de seguimiento, por eso el diseñador tiene que tener presente varios factores a la hora de implementar, además la ocupación de terreno entra en juego cuando se tienen sistemas de seguimiento, la correcta elección de producción-área ocupada, determinara la eficiencia del sistema.

¹⁹ El estudio de los sistemas de seguimiento de un eje y doble eje, se puede profundizar en libro: “Diseño de sistemas fotovoltaicos” referencia [40]

Problemas resueltos

- 1) A continuación, se presentan las características eléctricas de un módulo fotovoltaico del fabricante Jinko Solar US. JKM370M-72H-V.

Engineering Drawings

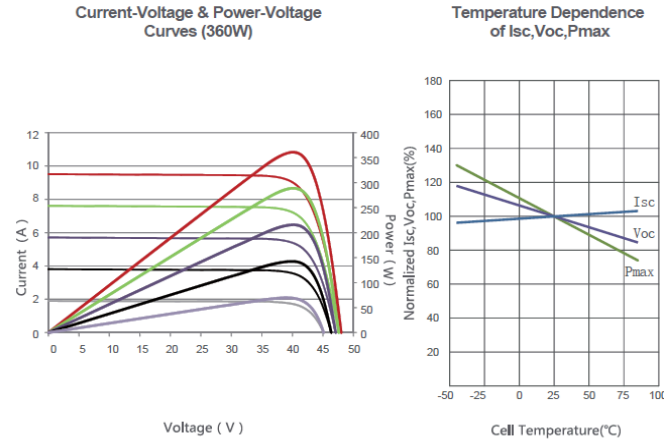


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of Half-cells	144 (12×12)
Dimensions	1987×992×40mm (78.23×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM355M-72H-V		JKM360M-72H-V		JKM365M-72H-V		JKM370M-72H-V		JKM375M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	355Wp	267Wp	360Wp	271Wp	365Wp	275Wp	370Wp	279Wp	375Wp	283Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.5V	37.7V	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.1V	38.3V	40.3V	38.5V
Maximum Power Current (Imp)	8.99A	7.07A	9.07A	7.14A	9.15A	7.21A	9.23A	7.28A	9.31A	7.34A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.1V	46.5V	48.3V	46.8V	48.5V	47.1V	48.7V	47.4V	48.9V	47.7V
Short-circuit Current (Isc)	9.23A	7.25A	9.33A	7.31A	9.43A	7.37A	9.53A	7.43A	9.63A	7.49A
Module Efficiency STC (%)	18.01%		18.26%		18.52%		18.77%		19.02%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC(UL)/1500VDC(IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Calcule y responda las siguientes preguntas:

1. El factor de forma en condiciones estándares de medida.
2. La potencia máxima cuando la temperatura es de 0 °C.
3. Determine la eficiencia del módulo en STC.
4. La temperatura de operación de las celdas cuando la temperatura ambiente es de 35 °C y la irradiancia de 1050 W/m².
5. El rango de temperatura de celda que brinde mayor seguridad para operar a una temperatura ambiente máxima y mínima de 40 °C y - 12 °C respectivamente. Asuma los parámetros adicionales según la temperatura nominal de operación de celda.
6. ¿Cuál es el mayor número de módulos que pueden colocarse en un string sin sobrepasar el voltaje máximo del sistema cuando la temperatura es de 50 °C? No considere pérdidas por resistencias internas.
7. Calcule la caída de tensión de trabajo óptimo en las terminales de un string de 16 módulos fotovoltaicos en condiciones NOCT cuando la temperatura máxima es 37.5 °C, considerando que la resistencia en paralelo tiene una influencia del 0.8% en caída de tensión paso a paso.
8. Un estudiante de ingeniería eléctrica recién graduado de la Universidad de El Salvador consiguió trabajo en el área fotovoltaica en Canadá (Ottawa). El ingeniero del proyecto le pide a él que proponga un rango de módulos para un string, donde este no sobrepase un voltaje de 1000 V pero que tampoco caiga por debajo de los 750 V durante todo el año. Usando la gráfica de temperatura de la ciudad, ¿cuál es el rango que el estudiante debe darle al ingeniero a una irradiancia de 866 watts/m²?

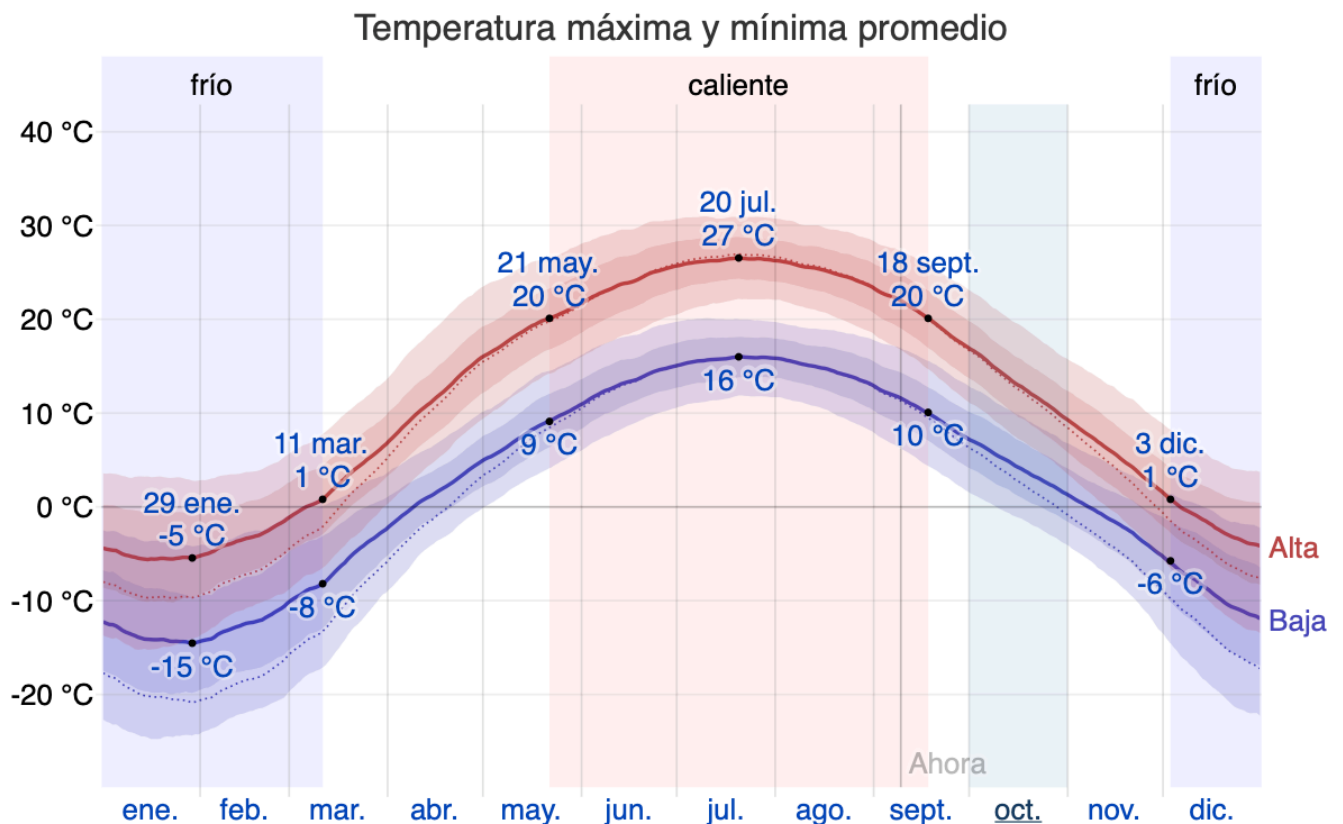


Figura 3.75: Temperatura máxima y mínima promedio para Ottawa-Canadá. Línea Roja temperatura máxima-Línea azul temperatura mínima.

Solución.

1. Para obtener el factor de forma en condiciones estándar de medida, se obtienen los datos de las especificaciones para STC. La ecuación para obtener el factor de forma es:

$$FF = \frac{PM}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}}$$

Se necesitan los valores de máxima potencia y los valores de tensión y corriente alcanzados en el módulo en circuito abierto y cortocircuito respectivamente. Estos valores son:

$$V_{MP} = 40.1 \text{ V} \quad I_{MP} = 9.23 \text{ A} \quad V_{OC} = 48.7 \text{ V} \quad I_{SC} = 9.53 \text{ A}$$

Por lo tanto:

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{(40.1)(9.23)}{(48.7)(9.53)} = 0.7974$$

JKM370M-72H-V	
STC	NOCT
370Wp	279Wp
40.1V	38.3V
9.23A	7.28A
48.7V	47.4V
9.53A	7.43A

Respuesta: El factor de forma del módulo en condiciones estándares de medida es de 0.7974.

2. La potencia máxima se obtiene con los parámetros de V_{mp} e I_{mp} , por lo tanto, para obtener la variación de tensión, se utilizará el coeficiente de potencia (el coeficiente de corriente se omitirá en este caso, ya que su desviación es despreciable).

El coeficiente de potencia (γ) es de $-0.37\%/^{\circ}\text{C}$ para potencia máxima.

Este valor está en porcentaje del valor total por cada grado centígrado que varía con respecto a la temperatura de las condiciones estándares de medida.

Por lo tanto:

$$\Delta^{\circ}\text{C} = 0^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = -25^{\circ}\text{C}$$

Ahora, la variación con respecto a la temperatura y el coeficiente es:

$$\text{Variación} = -\frac{0.37\%}{100\%}(-25^{\circ}\text{C}) = 0.0925 \text{ de variación.}$$

La potencia nominal en STC es de 370 Watts. La variación se suma debido a que es positiva.

$$\text{Potencia máxima} = 370 + (370 * 0.0925) = 404.225 \text{ Watts.}$$

Respuesta: La potencia máxima a 0°C en STC es de 404.225 Watts.

3. Para obtener la eficiencia del módulo, necesitamos la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{PM}{P_L} = \frac{V_{MP}I_{MP}}{S * G * N^{\circ} \text{ celdas}}$$

Para una potencia máxima nominal de 370 Watt del panel, se necesita saber el número total de celdas que contiene el módulo y el área de cada una, a una irradiancia de 1000 W/m^2 .

Se observa que el panel de 370 Watts posee 144 mitades de celda, lo que equivale a 72 celdas solares en el módulo. Cada celda posee una sección de 156 milímetros por 156 milímetros o 6 pulgadas por 6 pulgadas.

Ahora con la sección de la celda, número de celdas, calculamos la eficiencia de la siguiente manera:

Mechanical Characteristics	
Cell Type	→ Mono-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of Half-cells	→ 144 (12×12)
Dimensions	1987×992×40mm (78.23×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy

$$\eta = \frac{V_{MP} I_{MP}}{S * G * N^{\circ} \text{ celdas}} = \frac{370}{(0.156 * 0.156)(1000)(72)} * 100\% = 21.1\%$$

Respuesta: El módulo fotovoltaico posee una eficiencia de conversión energética de 21.1%

4. Para obtener la temperatura de la celda cuando la temperatura ambiente es de 35 °C con irradiancia de 1050 watts/m² se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

El valor de la TONC casi siempre está incluido en la hoja de datos del fabricante. Si éste no fuera el caso, un valor de 47 °C podría ser conservador, o un valor de 45 - 50 °C, un valor menos riguroso.

En este caso, el fabricante nos proporciona un valor de 45 °C con un rango ± 2 °C de tolerancia.

Se escoge un valor medio. A continuación, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} = 35 + 1050 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 67.81 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Respuesta: La temperatura de operación de la celda será de 67.81 °C.

5. Nos piden el rango de temperatura de celda más seguro para operar a 40 °C y -12 °C, teniendo en cuenta las demás condiciones a temperatura de operación nominal de celda, es decir, condiciones NOCT.

Solución.

Para tener el rango más seguro de temperatura de operación, es necesario que las células solares abarquen unos mínimos y máximos más extendidos de temperatura, por lo que se analiza la ecuación de temperatura de operación de celda.

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

En ella se observa que a mayor NOCT, mayor temperatura de celda y a menor NOCT, menor temperatura de celda. Por lo tanto, para obtener un rango más amplio de temperatura, se trabaja con los valores mayores y menores de la hoja de datos. También se consideran condiciones NOCT para las demás variables.

En temperatura máxima: NOCT = 47 °C, T_a = 40 °C e irradiancia incidente de 800 W/m².

$$T_C = 40 + 800 \cdot \frac{47 - 20}{800} = 67 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

En temperatura mínima: NOCT = 43 °C, Ta = -12 °C e irradiancia incidente de 800 W/m².

$$T_c = -12 + 800 \cdot \frac{43 - 20}{800} = 11 \text{ °C}$$

Respuesta: El rango más seguro de operación de celda es de 11 °C hasta 67 °C.

6. Se requiere no sobrepasar el voltaje máximo de un sistema de paneles, el cual es de 1500 VDC según la hoja de datos del módulo.

A una temperatura de 50 °C, consideramos la tensión de circuito abierto para obtener la máxima seguridad y el coeficiente de Voc (β) = -0.29 % / °C.

A condiciones STC con Ta = 25 °C, Irradiancia de 1000 watts/m² y masa de aire de 1.5:

$$\Delta \text{ °C} = 50 \text{ °C} - 25 \text{ °C} = 25 \text{ °C}$$

Porcentaje de variación de tensión de circuito abierto:

$$\% \text{ de variación} = (\beta_{VOC}) * \Delta \text{ °C} = (-0.29) * 25 \text{ °C} = -7.25 \%$$

Ahora obtenemos la tensión en cada módulo:

$$V_{OC @ 50 \text{ °C}} = 48.7 + \left(\frac{-7.25}{100} * 48.7 \right) = 45.17 \text{ V.}$$

Número máximo de módulos en serie para el sistema:

$$\# \text{ Máx módulos}_{@50 \text{ °C}} = \frac{1500}{45.17} = 33.2 = 33 \text{ módulos en serie.}$$

Sin considerar la variación de temperatura:

$$\# \text{ Máx módulos} = \frac{1500}{48.7} = 30.8 = 30 \text{ módulos en serie.}$$

Respuesta: El número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden colocar en serie sin sobrepasar el voltaje máximo del sistema de 1500 VDC es 33 módulos.

7. Para un arreglo fotovoltaico de 16 módulos en un string, la tensión caerá dependiendo de la temperatura y el efecto de resistencia en paralelo de cada panel.

Efecto de la temperatura.

Asumiendo condiciones NOCT, tenemos que el módulo está trabajando con los parámetros señalados en la figura. Se consideran los siguientes valores:

$$V_{MP} = 38.3 \text{ V} \quad I_{MP} = 7.28 \text{ A} \quad V_{OC} = 47.4 \text{ V} \quad I_{SC} = 7.43 \text{ A}$$

Según condiciones NOCT, la Ta = 20 °C. La temperatura máxima es de 37.5 °C, entonces:

$$\Delta \text{ °C} = 37.5 \text{ °C} - 20 \text{ °C} = 17.5 \text{ °C}$$

$$\% \text{ de variación} = (\gamma_{Pmp}) * \Delta \text{ °C} = (-0.37) * 17.5 \text{ °C} = -6.475\%$$

JKM370M-72H-V	
STC	NOCT
370Wp	279Wp
40.1V	38.3V
9.23A	7.28A
48.7V	47.4V
9.53A	7.43A

$$V_{mp @ 37.5\text{ °C}} = 38.3 + \left(\frac{-6.475}{100} * 38.3 \right) = 35.82\text{ V}$$

La diferencia entre ambos valores es de 2.48 V. Este valor es multiplicado por el número total de módulos para obtener la caída total:

$$2.48 * 16 = 35.82\text{ V de caída de tensión por temperatura.}$$

Efecto de resistencia en paralelo.

Según el modelo de un módulo fotovoltaico, este se puede simular utilizando un diodo y unas resistencias en serie y paralelo. Estas últimas son responsables de caídas de tensión en el módulo, como en este caso hipotético, que representan el 0.8% de caída de tensión paso a paso, es decir, en cada módulo del string.

Por lo tanto, se asume 0.8% de caída cuando el módulo posee la tensión de V_{mp} de 38.3 V.

$$\text{Caída de tensión en un módulo por } R_p = \left(\frac{0.8}{100} * 38.3 \right) = 0.3064\text{ V}$$

$$\text{Total de caída en el arreglo} = 0.3064 * 16 = 4.90\text{ V.}$$

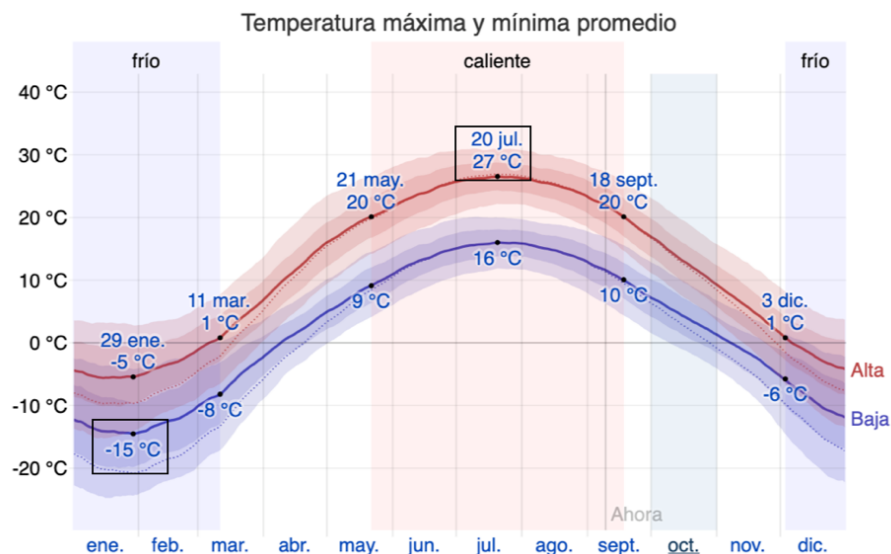
El total de caída de tensión por temperatura y por resistencia es:

$$\text{Caída de tensión} = 4.90 + 35.82 = 40.72\text{ V}$$

Respuesta: La caída de tensión en el arreglo por temperatura y resistencia es de 40.72 V a una temperatura de 37.5 °C en condiciones NOCT.

8. El rango de trabajo debe estar siempre entre los 750 – 1000 voltios. Por lo tanto, se obtendrán los valores críticos para estas temperaturas.

Como el diseño debe ser válido para todo el año, se obtienen las temperaturas máximas y mínimas a lo largo de los meses. Estas temperaturas son las señaladas.



- Temperatura máxima en el año: 27 °C
- Temperatura mínima en el año: -15 °C

A partir de aquí, utilizaremos un NOCT de 45 °C para calcular los rangos de temperatura de celda y utilizarlos para las caídas de tensión.

Temperatura mínima para el string:

$$T_{C_{\min}} = -15 + 866 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 12.06^{\circ}\text{C}$$

$$T_{C_{\max}} = 27 + 866 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 54.06^{\circ}\text{C}$$

Utilizando la tensión de máxima potencia en la hoja de datos del módulo y el coeficiente de potencia (γ_{pm}), se calculan las variaciones de tensión para cada caso en STC.

$$\Delta^{\circ}\text{C}_{\min} = 12.06^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = -12.94^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta^{\circ}\text{C}_{\max} = 54.06^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 29.06^{\circ}\text{C}$$

$$\% \text{ de variación}_{\min} = (\gamma_{Pmp}) * \Delta^{\circ}\text{C}_{\min} = (-0.37) * (-12.94)^{\circ}\text{C} = 4.79\%$$

$$\% \text{ de variación}_{\max} = (\gamma_{Pmp}) * \Delta^{\circ}\text{C}_{\max} = (-0.37) * (29.06)^{\circ}\text{C} = -10.75\%$$

Con estos porcentajes, se calculan las máximas desviaciones de tensión en los extremos de temperatura según STC.

$$V_{mp @ -17.5^{\circ}\text{C}} = 40.1 + \left(\frac{4.79}{100} * 40.1 \right) = 42.02 \text{ V}$$

$$V_{mp @ 22.5^{\circ}\text{C}} = 40.1 + \left(\frac{-10.75}{100} * 40.1 \right) = 35.79 \text{ V}$$

Por lo tanto, los valores del máximo número de módulos corresponden a obtener 1000 voltios cuando la temperatura es mínima y la tensión aumenta, y en el caso contrario, el mínimo de módulos es cuando la temperatura es máxima y se debe alcanzar la tensión de 750 °C.

$$\# \text{ módulos}_{1000@_{\min}} = \frac{1000}{42.02} = 23.80 = 23 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ módulos}_{750@_{\max}} = \frac{750}{35.79} = 20.95 = 21 \text{ MFV}$$

Con la tensión máxima, el número de paneles no debe aproximarse al siguiente valor, ya que si se realiza eso se estaría sobrepasando el límite de 1000 V, mientras que con la tensión mínima pasa exactamente lo contrario, se aproxima al siguiente valor para no estar por debajo del mismo.

Verificando el cumplimiento de las condiciones, se tiene que:

$$23 * 42.02 = 966.46 \text{ V}$$

$$23 * 35.79 = 823.17 \text{ V}$$

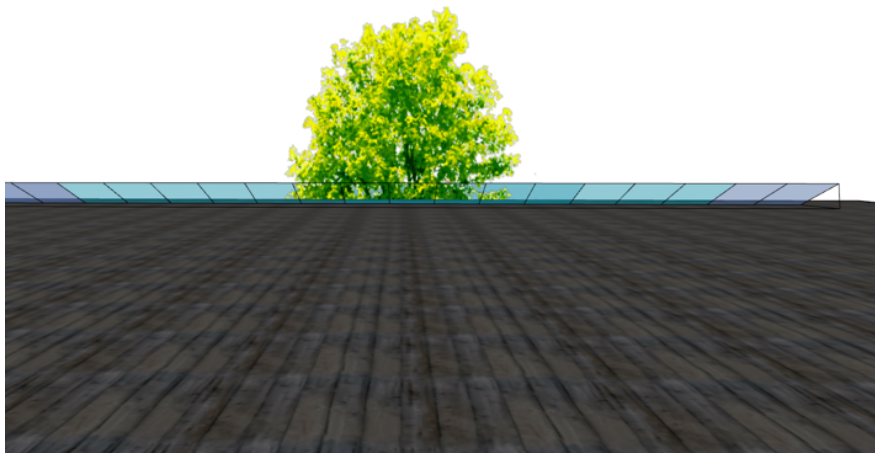
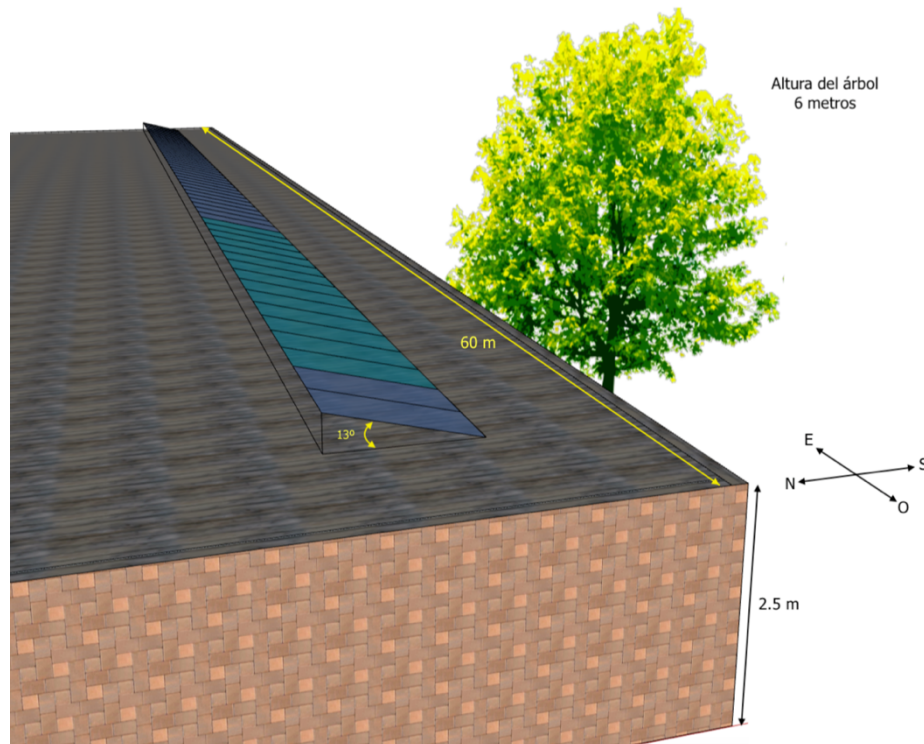
$$21 * 42.02 = 882.42 \text{ V}$$

$$21 * 35.79 = 751.59 \text{ V}$$

Respuesta: El rango de módulos fotovoltaicos que el estudiante debe proponer al ingeniero del proyecto en Canadá es de 21 a 23 MFV.

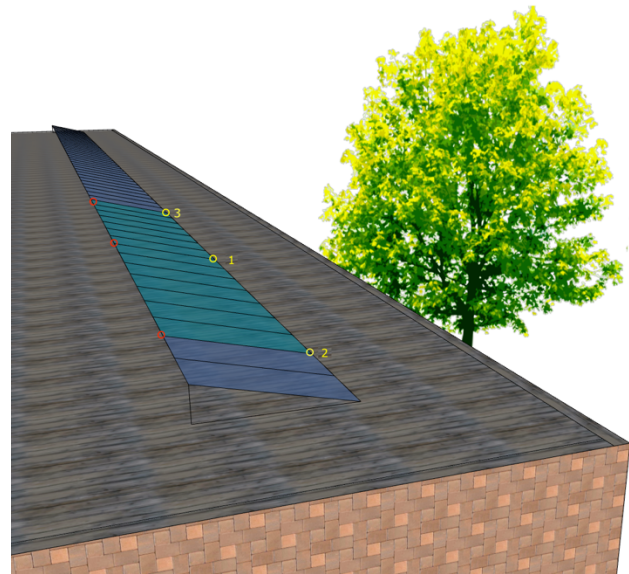
2) Un estudiante de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador que cursa la materia SGF115, se encuentra diseñando un estudio de sombras para una edificación que tiene por dimensiones 30 metros de ancho, 60 metros de largo, y 2.5 metros de altura. En la parte superior de la edificación se encuentra instalado un sistema fotovoltaico de 56 módulos de 2 metros de largo por 1 metro de ancho, los cuales poseen una inclinación de 13° con respecto al techo de la edificación, así mismo el techo es completamente plano sin inclinación. Frente a la edificación se encuentra un árbol de 6 metros de altura, el cual se prevé que es un obstáculo de sombra para el sistema fotovoltaico y que afectará una cierta cantidad de módulos del arreglo. Se pide:

- Haga un análisis de sombras mediante el uso de carta solar, para determinar los meses en que el árbol afectará con sombra la parte inferior de los módulos fotovoltaicos.
- Analizar con criterios, para determinar si necesario talar el árbol por efecto negativo de sombra. Proponer soluciones.
- Se decide incorporar un segundo arreglo de 56 módulos, para incrementar la potencia del sistema, su instalación es atrás del ya instalado, se solicita determinar la distancia mínima de separación que tendrá entre filas, para que estos no tengan sombran durante el año.



Solución.

- a) Para realizar el análisis de sombra mediante la carta solar, necesitamos identificar los puntos críticos de análisis que podrían ser afectados por sombra por parte del obstáculo. Para ello necesitamos realizar una tabla que contenga azimut y altura solar para describir el punto analizado con respecto al obstáculo. Seguidamente utilizar la carta solar para graficar, e identificar los meses en que el obstáculo afectara con sombra el punto.



El enunciado nos pide analizar la parte inferior de los módulos, por lo que el estudiante ha determinado que cierta cantidad de paneles pueden ser afectados con sombra. Seguidamente se a determinado 3 puntos de análisis en la parte inferior que le darían una idea mediante la carta solar de como se vería afectada esa área por sombra.

Se hará el análisis únicamente para el punto 1, para los puntos 2 y 3 puede seguirse el mismo procedimiento.

- Análisis para el punto 1.

El ángulo de azimut es determinado a partir del eje sur, una desviación hacia el Este significa un ángulo de azimut negativo, por el contrario, un ángulo medio al Oeste es positivo. El estudiante los ha determinado y los ha colocado en la tabla resumen.

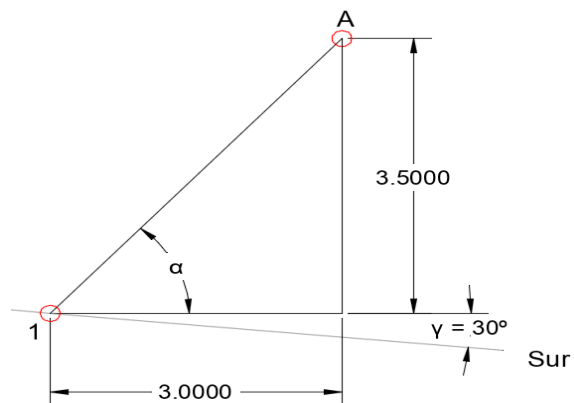
Para determinar los valores de ángulo de altura solar para el punto 1 hacia punto A, se procederá a realizar mediante geometría, calculando las distancias aproximada que se forman en el triángulo.

El estudiante fue a medir cuál era la distancia para el punto 1-A, determina que la distancia horizontal es 3m y la altura 3.5m. con tales valores se procede a calcular el ángulo de altura solar. Así:

$$\tan(\alpha) = \frac{3.5 \text{ m}}{3 \text{ m}} = 1.17$$

$$\alpha = \tan^{-1}(1.17) = 49.48^\circ \approx 50^\circ$$

De la misma forma se procede con el punto B, y C, hacia el punto 1, el resumen se deja en la tabla.



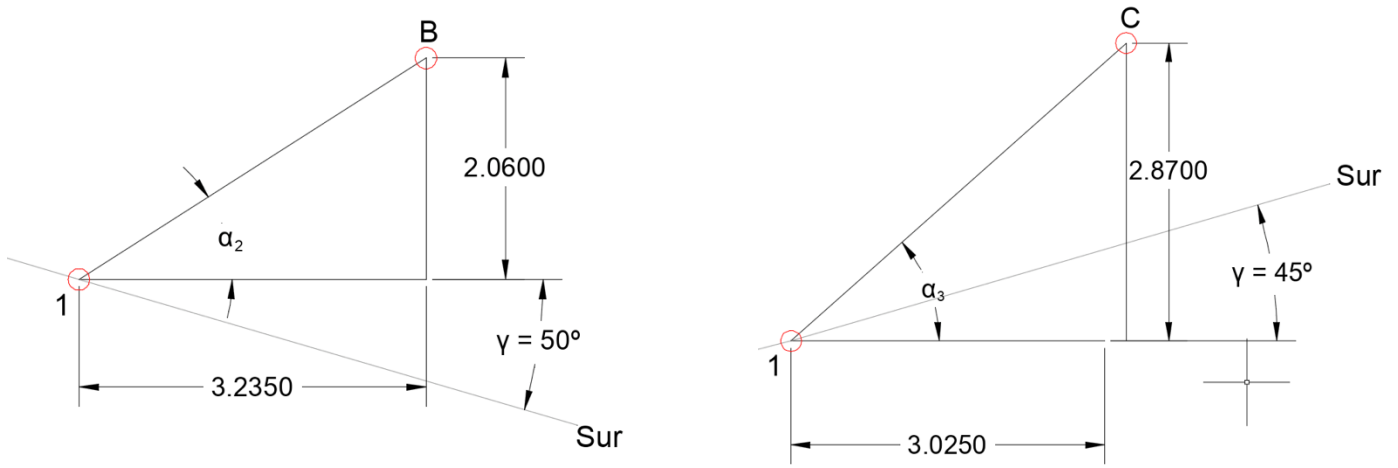
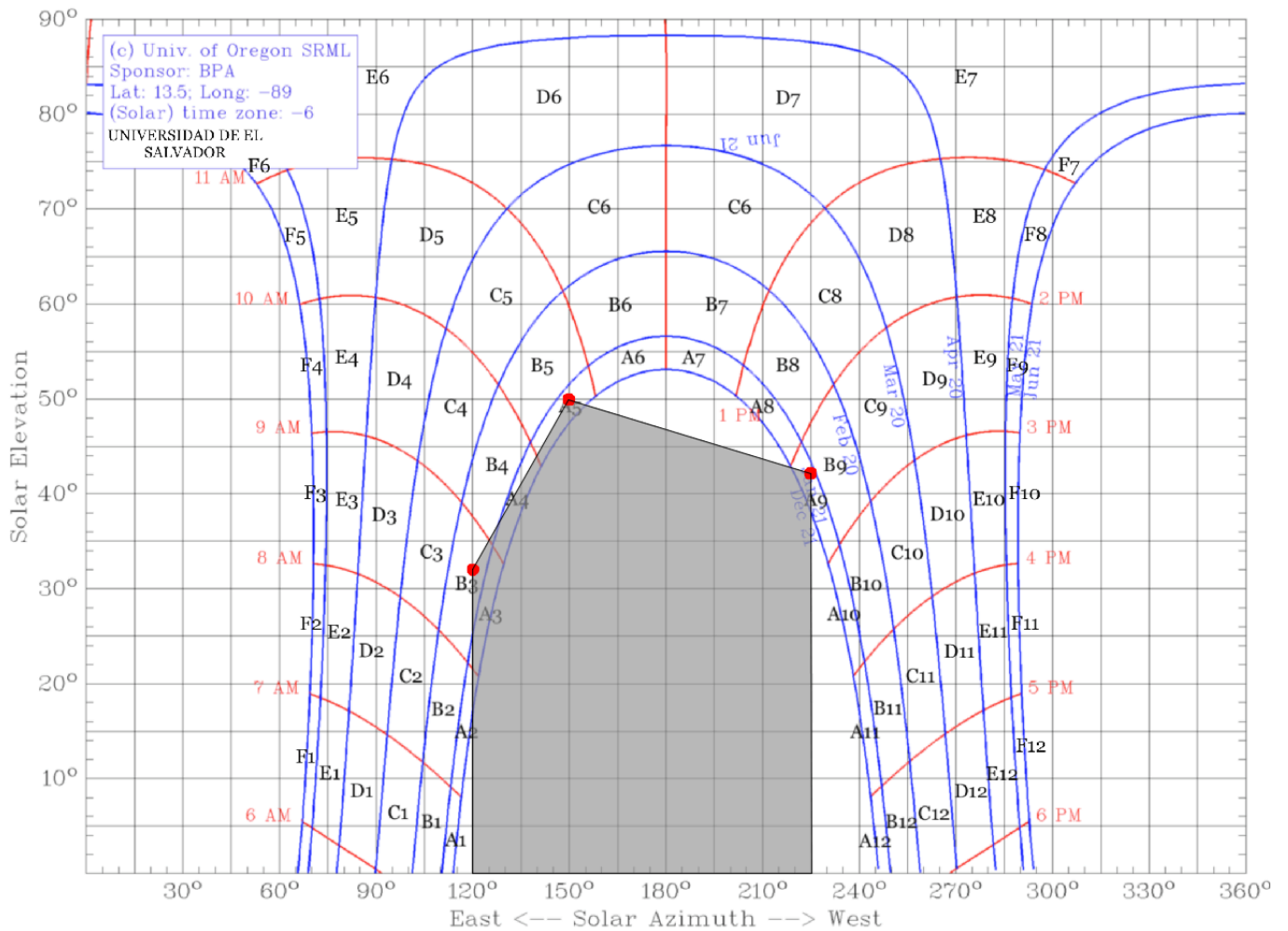


Tabla resumen del análisis		
Puntos de análisis	Azimut	Altura solar
Punto 1 hacia punto A	$\gamma_1 = -10^\circ$	$\alpha_1 = 50^\circ$
Punto 1 hacia punto B	$\gamma_2 = -50^\circ$	$\alpha_2 = 32^\circ$
Punto 1 hacia punto C	$\gamma_3 = 45^\circ$	$\alpha_3 = 43.54^\circ$

Graficando los puntos de azimut y altura solar en la carta solar, para el punto 1, nos queda de la siguiente manera.



Se determinó, mediante la carta solar que el análisis realizado para el punto 1, que es el punto, que queda totalmente de frente al obstáculo (árbol), recibirá sombreado parcial entre diciembre, enero, y en menor proporción en algunos días de febrero. Alrededor de las 8:00 am a 11:00 am por las mañanas y por las tardes entre 2:00 pm y 3:00 pm.

b) Respuesta: El estudiante hace un análisis de los resultados, determina que solo un poco mas de dos meses tendrá sombra en la parte inferior del punto 1, y en poca proporción. Además, se da cuenta que esas sombras solo estarán en su mayoría presente en el mes más desfavorable del año (diciembre, que es el mes donde la declinación del sol llega a -23.45° , lo cual significa que el sol se encuentra prácticamente en lo máximo viendo hacia el hemisferio Sur). Por lo que el estudiante ha propuesto:

- No talar el árbol por ningún motivo, en su lugar, realizar una poda, de tal manera que la altura de árbol se vea disminuida y así evitar sombras en los pocos meses que recibe.
- Realizar poda constante, para evitar que este crezca mas de la altura actual.

c) Un nuevo arreglo fotovoltaico es agregado, se solicita calcular la distancia mínima de separación que deben tener los entre ambas filas de arreglos, para que la sombra no afecte al arreglo de atrás. Para ello el estudiante hace uso de las fórmulas para cálculos del día mas desfavorable del año (cuando la declinación es -23.45 para calcular la proyección de la sombra que este generaría, y así determinar cual seria la distancia de separación, de la siguiente manera:

$$d_{\text{mín}} = \frac{h}{\tan(\alpha)}$$

Donde **h**:

$$h = L \cdot \sin(\alpha) = 2 \times \sin 13^\circ = 0.4499 \text{ m}$$

y la altura solar (α) se define como 90° - declinación del día mas crítico del año (-23.45°) – latitud del lugar para ese día:

$$\alpha = 90^\circ - 23.45^\circ - |\Phi| = 66.5^\circ - |13.5^\circ| = 53^\circ$$

por lo que:

$$d_{\text{mín}} = \frac{0.4499 \text{ m}}{\tan(53^\circ)} = 0.34 \text{ m}$$

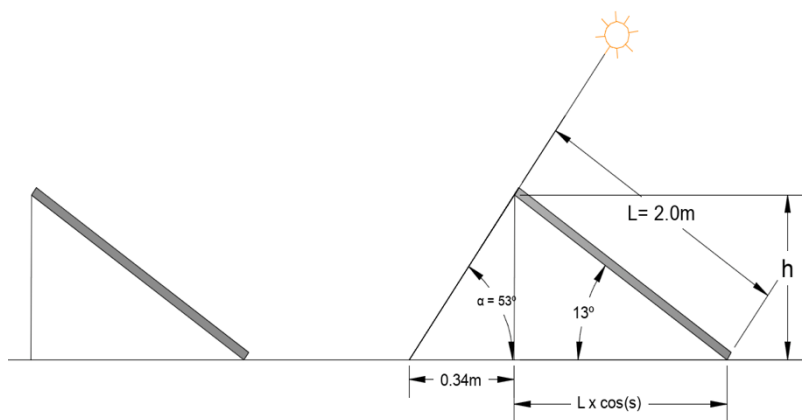
y para no tener sombra durante 4 horas, alrededor del medio día solar, entonces:

$$\alpha = 61^\circ - |13.5^\circ| = 47.5^\circ$$

$$d_{\text{mín}} = \frac{0.4499 \text{ m}}{\tan(47.5^\circ)} = 0.412 \text{ m}$$

Respuesta:

La distancia mínima de separación para el día 21/22 de diciembre es 0.34 cm al medio día solar, sin embargo, para no tener sombra entre 10:00 am hasta 3:00 pm, la distancia mínima es 0.412 m, ambos valores son realmente pequeños en cuanto a distancia, por lo que no habría problemas de distanciarlos 1 o 1.50 metros, debido a que no se pueden dejar filas muy juntas, por mantenimientos que se deseen hacer en algún momento en los arreglos fotovoltaicos.



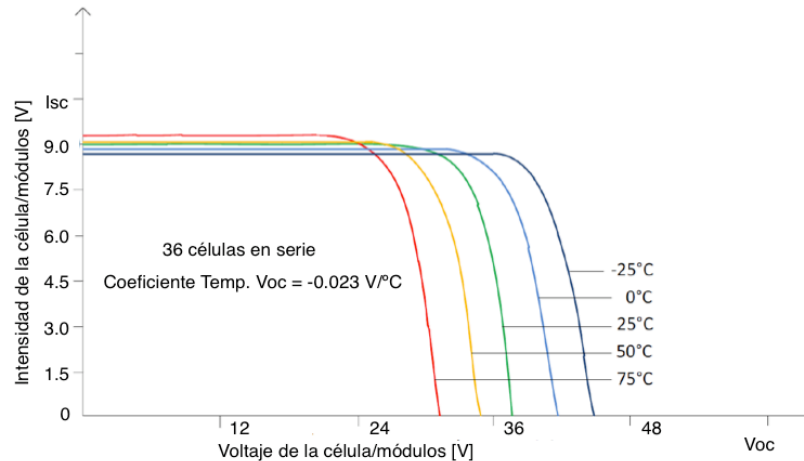
Problemas propuestos

Problema #1

Utilizando los datos del MFV Jinko Solar 330W, determinar la potencia máxima del panel para una irradiancia promedio de 650 W/m².

Problema #2

Determinar la reducción de potencia máxima sufrida por un panel cuando se calienta de 0° C a 50° C. Utilizar la siguiente figura como apoyo.



Problema #3

Calcúlese la potencia útil proporcionada por una célula fotovoltaica de 50x100 mm. de tamaño, que recibe una irradiación de 750 W/m² si está fabricada con silicio policristalino.

Problema #4

Determinese la eficiencia de una célula solar de silicio de 100x100 mm., si cuando recibe una irradiancia de 1000 W/m² proporciona una intensidad de 2.35 A.

Problema #5

Calcúlese la intensidad proporcionada por una célula fotovoltaica de silicio a 45° C si suministra 1 W de potencia a 20° C.

Problema #6

Determinese el factor de forma, la eficiencia en condiciones Std, la degradación en 10 años, la potencia bajo condiciones STD, el rango de variación de la potencia, del Vmp y Voc con la temperatura, si esta cambia entre 10°C y 70 °C de una célula que presenta las siguientes características:

- Isc=6.46 A IMp= 5.98 A
- Voc= 64.9 voltios
- Vmp= 54.7 voltios
- β_{voc} : -176.6 mv/°C
- Coeficiente de potencia: γ_{pm} : -0.38%/°C y Degradación 0.25%/año
- Dimensiones del MFV: 1046x1559mm

¿De cuantas celdas es este MFV?

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED (SFVCR)

4.1 Definición de un SFVCR

[20] “Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR), es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en una red eléctrica convencional”. Está constituido básicamente por un generador fotovoltaico (paneles) y un inversor que convierte la corriente continua en corriente alterna con la tensión y la frecuencia (60Hz), requeridas por las compañías eléctricas. También forman parte de un SFVCR, todas las protecciones eléctricas correspondientes. Figura 4.1.

La energía que se genera por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada a la red de distribución para consumo en otros puntos. Normalmente en cada país deben de existir mecanismos de retribución económica que compensan al propietario por la energía que su sistema intercambia con la red. Es necesario disponer de un sistema de medida que contabilice la energía que sale y que entra.

También existen SFVCR en la cual la energía producida es enviada en su totalidad a la red de distribución eléctrica, en este caso la energía eléctrica es comprada por las compañías distribuidoras de electricidad. La energía necesaria para el auto-consumo del propietario tiene que ser extraída de la red, comprándola al precio de la compañía distribuidora, pero a su vez, por el hecho de ser propietario de su sistema puede facturar los kWh producidos en un precio superior.

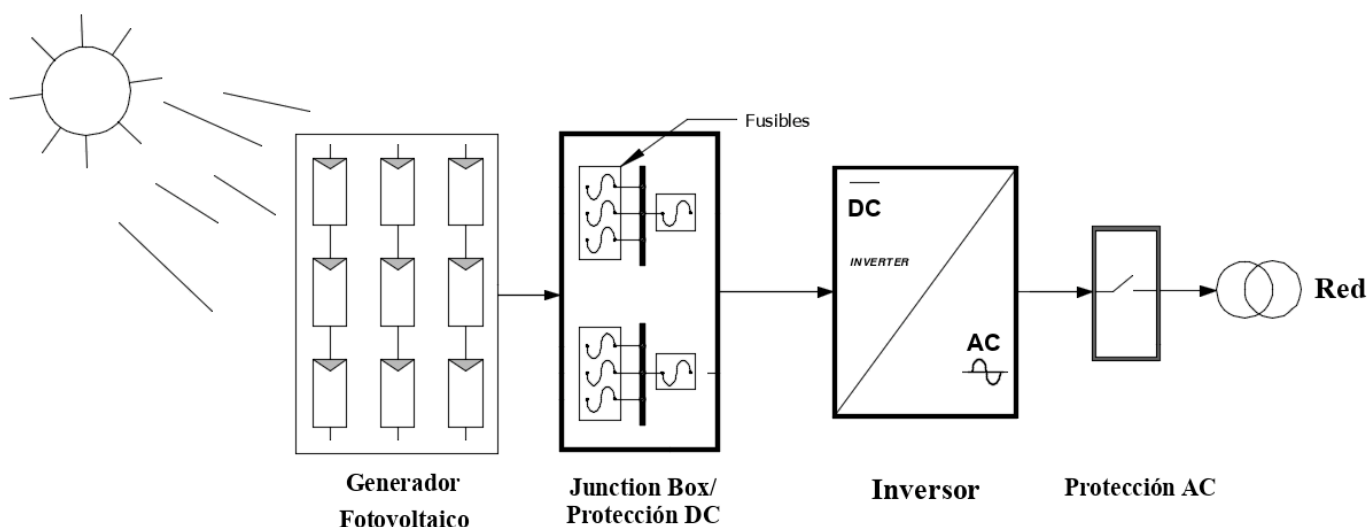


Figura 4.1: Representación de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.

4.1.1 Implementación de SFVCR sobre suelo y edificación

Generalmente, hay una distinción entre SFVCR instalados sobre suelo y los instalados en edificaciones. Los instalados sobre suelo, podemos mencionar los sistemas estáticos con inclinación óptima y orientación fija, y los sistemas de seguimientos, los cuales varían su posición conforme el pasar del día o el año, para maximizar la radiación efectiva que incide sobre ellos. Por otro lado, los sistemas instalados en edificaciones los diferenciamos por el grado de integración del sistema con el edificio, así, estos deben congeniar con la arquitectura del edificio, a esto le llamamos: *integración arquitectónica*, cuando el conjunto de módulos cumple doble función, la energética y la arquitectónica.

- **SFVCR sobre suelo.**

[40] El diseño de un SFVCR sobre suelo tiene como objetivo maximizar la producción energética anual del sistema con el menor coste posible y la menor ocupación de terreno posible. Como primera clasificación distinguiremos entre los sistemas estáticos, aquellos cuya inclinación y orientación permanecen inalterables, y los sistemas de seguimiento.

El fundamento de los sistemas de seguimiento es doble; en primer lugar, la radiación incidente aumenta al seguir el sol; además, las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora. Por tanto, el objetivo de estos sistemas es reducir el ángulo formado entre la línea que une el generador con el sol y la perpendicular al plano del módulo y así apuntar al sol a lo largo de su movimiento celeste. Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar ese objetivo general sacrificando un apuntamiento perfecto en aras de conseguir sistemas estructurales mas económicos y mejores aprovechamientos de terreno.

Así, el mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la producción eléctrica es el denominado a doble eje, que consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido. En el siguiente puesto de los que optimizan la producción destaca el seguimiento acimutal, que sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas mas económicos. El método consiste girar de Este a Oeste sobre un eje vertical.

La forma mas eficaz de aprovechamiento de terreno dependerá directamente del porcentaje de radiación quedará sombreada por los sistemas mutuos (sistemas estáticos y sistemas de seguimiento).

El objetivo de un SFVCR sobre suelo, será siempre obtener el menor coste de energía producida durante su vida útil con la menor ocupación de terreno posible, por lo que el diseñador deberá elegir una configuración. (tamaño y seguimiento) teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Inversión económica que es posible realizar, relacionada principalmente con la potencia del generador y con el tipo de seguimiento.
- El rendimiento económico deseado, relacionado con la energía producida por el sistema y, por tanto, con el modo de seguimiento empleado y con la radiación disponible.
- La ocupación de terreno, relacionado con el modo de seguimiento.



Figura 4.2: Ejemplo de Instalación fotovoltaica sistema Estatico sobre suelo. Proyecto Bósforo El salvador 100MW. [51]

Ciertamente es muy difícil establecer recomendaciones de aplicación fotovoltaica universal, así como también es difícil establecer diseños concretos, debido a todas las variables involucradas, hace 10 o 15 años atrás el coste de los módulos fotovoltaicos eran elevados, hoy día, el coste se ha dado a la baja, aunque aun no alcanzamos el punto donde decimos que tenemos una tecnología barata, pero se ha reducido en un gran porcentaje. La inversión para generación fotovoltaicas, son costes aun elevados, pero mientras se proliferen estos bajaran, y es en lo que los países están trabajando hoy día.

Los sistemas de seguimiento surgen cuando los módulos fotovoltaicos aun tenían precios elevados, y como ya lo mencionamos antes su objetivo es brindar una mayor producción con la misma capacidad instalada. Sin embargo, actualmente en este contexto donde los módulos han bajado de precio, y los encuentras con tecnologías de rendimiento y eficiencia mucho mas altas, el elegir un sistema de seguimiento podría ya no ser la opción mas viable. En España por ejemplo se ha notado este cambio donde la mayor productividad ofrecida por un sistema seguimiento ya no supera tan ampliamente sus contraprestaciones de mayor ocupación de terreno, y principalmente, mayor inversión.

- **SFVCR en edificación.**

[40] El diseño de un SFVCR en edificación es frecuentemente mas complejo que uno sobre suelo. La integración del sistema fotovoltaico con el generador con el edificio exige tener en cuenta muchos factores que condicionan la ubicación y la configuración del generador. Así, la orientación e inclinación del generador ya no puede ser elegida para optimizar la producción energética, sino que las características propias del edificio y de los elementos que alberga obligan muy frecuentemente a optar por ángulos que difieren del óptimo. En este tipo de sistemas, el diseñador debe tomar las decisiones oportunas para aprovechar las sinergias entre edificios y sistema fotovoltaico, reduciendo las posibles interferencias entre uno y otro.

Los sistemas instalados en edificación no suelen superar potencias de 100kW. Su interconexión con la red eléctrica casi siempre es a Baja Tensión. Aunque hay casos en que no es posible. Además, en estos se debe tener en cuenta las canalizaciones eléctricas previstas o existentes en el edificio. Por facilidad de instalación y mantenimiento, y por seguridad, es recomendable el uso de canalizaciones separadas del resto del sistema eléctrico del edificio. Sin embargo, para red de tierra como criterio de seguridad, se aconseja que sean redes de tierra comunes para el edificio y sistema fotovoltaico.

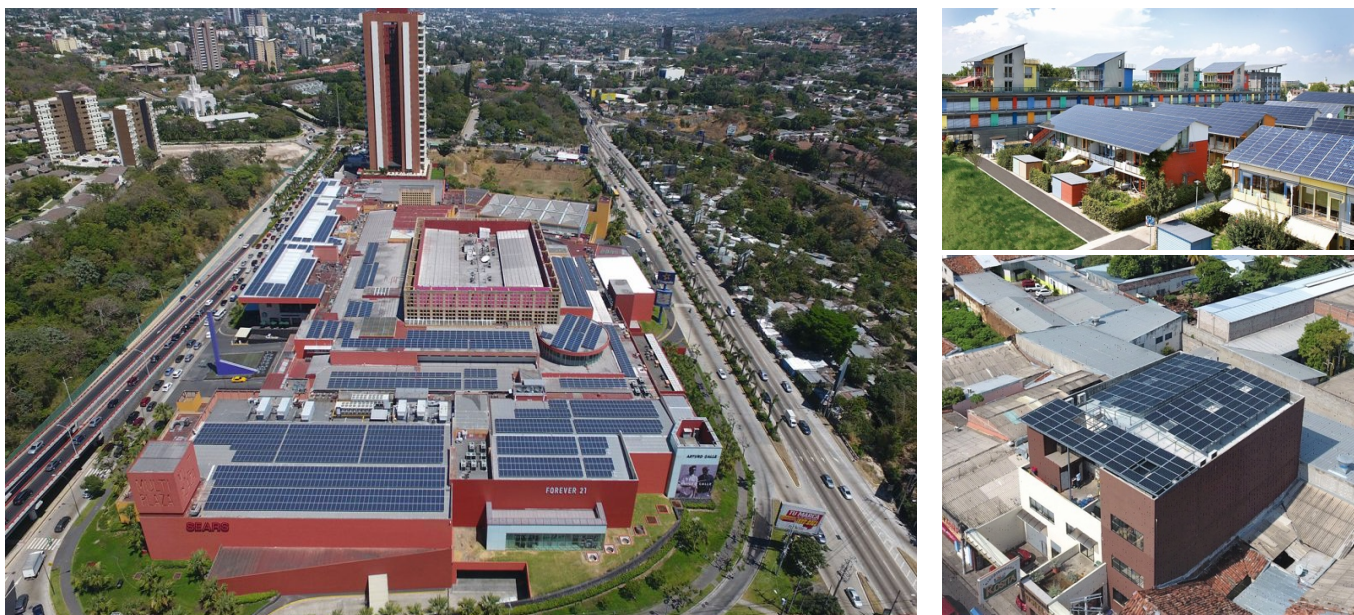


Figura 4.3: Ejemplos de instalaciones fotovoltaicas conectados a la Red en edificaciones.²⁰

²⁰ Ejemplos de instalaciones fotovoltaicas realizadas en El Salvador, el centro comercial Multiplaza a implementado un sistema de generación fotovoltaica para autoconsumo, con una instalación de 940kWp instalados, aprovechando un área de 5680 m² sobre el techo. [52]. Otros ejemplos, un edificio corporativo, e implementación de sistemas fotovoltaicos en tejados de las viviendas.

4.2 Normativas aplicables en El Salvador

En El Salvador, el Consejo Nacional de Energía bajo la dirección de energías renovables, da los lineamientos necesarios para la integración de proyectos fotovoltaicos a la red eléctrica de El Salvador. Se ha establecido un marco regulatorio para la promoción de la ERNC (Energías Renovables No Convencionales), para incentivar a empresas y población en general al aprovechamiento de los recursos renovables, con el objetivo de la diversificación de la matriz energética del país.

La Ley General de Electricidad (LGE) y su Reglamento son los primeros documentos relacionados con cualquier proyecto de generación de electricidad que se deben conocer, debido a que es ahí en donde se regulan las actividades privadas o públicas relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en El Salvador. Considerando que algunas tecnologías tienen características particulares, tomar una decisión respecto al esquema a fin de ingresar al **mercado eléctrico nacional** dependerá de la escala del proyecto, de su ubicación geográfica y de la disponibilidad del recurso renovable identificado.

Desde el año 2010 en El Salvador, se han realizado diversas propuestas y reformas a las leyes, reglamentos y normativas que regulan el sector de este tipo de tecnologías renovables. Del año 2019 hacia atrás, se tiene como estándar técnico y de aplicación general para el diseño de instalaciones fotovoltaicas el Código Nacional Eléctrico (NEC) versión 2008, y su renovación vigente 2017. Un código de diseño no accesible a todo público, por su coste monetario y únicamente obteniéndose en la plataforma en línea o mediante correo en el extranjero y no puede disponer de acceso público ya que su autoría es de propiedad de la NFPA (National Fire Protection Association).

Se categorizan dos escenarios para los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red:

1. SFVCR en el Mercado Mayorista de El Salvador.

En este escenario los SFVCR son aquellas plantas generadoras cuya producción entra en su totalidad a la red eléctrica y entrarán a participar en el Mercado Mayorista de El Salvador. La estructura del marco normativo está dado por la “Ley General de Electricidad” (LGE), el “Reglamento de la LGE” (RLGE) y sus reformas, el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción” (ROBCP).

El ROBCP en los artículos 3.2.3 y en el 20.1.2, menciona que para participar en el Mercado Mayorista un Participante del Mercado generador conectado a la red de transmisión o distribución debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW por nodo. Se debe tomar en cuenta adicionalmente los aspectos referentes a la capacidad firme de las unidades generadoras.

Como normas de diseño y de instalación fotovoltaica, se tiene como ya se mencionó el NEC versión 2008, y su versión más vigente 2017, para la interconexión con la red se tiene la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión.” emitida por SIGET.

2. SFVCR en Generación Distribuida.

Se le denomina Generación Distribuida a aquella que se encuentra conectada a la red de distribución y que además no participa en el Mercado Mayorista de Electricidad. Dichas plantas no superan los 20MW²¹ de capacidad instalada y en su totalidad son de tecnologías renovables (solar fotovoltaica en techo y en suelo, biogás, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas).

Según la regulación salvadoreña, se tiene 3 tipos de generación distribuida:

²¹ La Generación Distribuida no debe superar los 20MW de capacidad instalada, se encuentra en las reformas hechas al Reglamento de la LGE que se encuentran en el Decreto Ejecutivo No. 80 de fecha 17 de abril de 2012, publicado en el Diario Oficial No. 76, Tomo 395 de fecha 26 de abril de 2012.

- a) GDR: Generación Distribuida Renovable, generador que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida.
- b) APR: Auto Productor Renovable, usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.
- c) UPR: Usuario Productor Renovable, usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su energía (por lo que cualquier excedente de energía a la red no será compensado), según norma se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de auto abastecimiento.

La normativa para Generación Distribuida es:

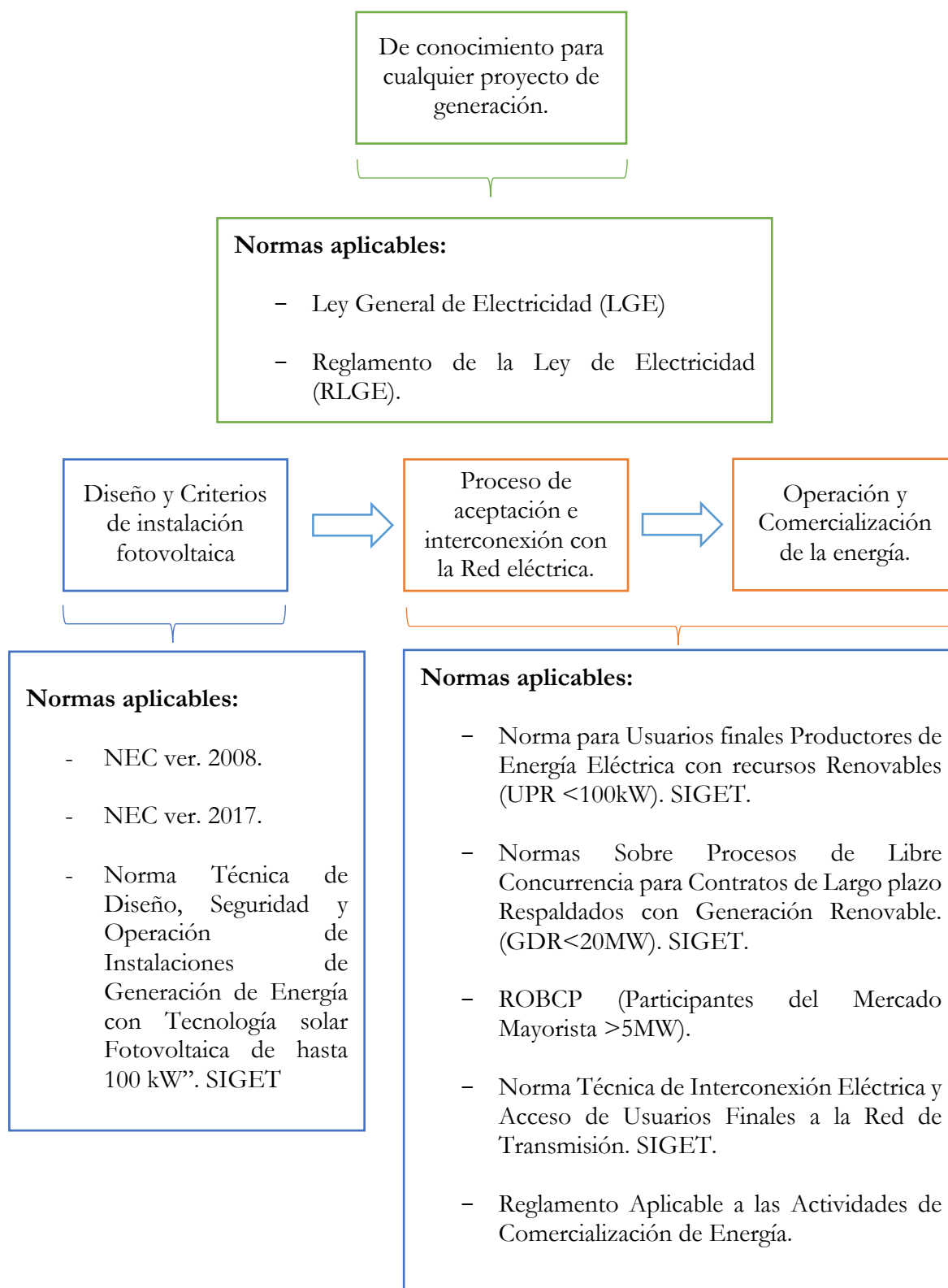
- Ley General de Electricidad (LGE)
- Reglamento de la Ley de Electricidad (RLGE).
- Norma para Usuarios finales Productores de Energía Eléctrica con recursos Renovables (UPR <100kW). SIGET.
- Normas Sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo plazo Respalados con Generación Renovable. (GDR<20MW). SIGET
- Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión. SIGET.

Con respecto a la norma de diseño e instalación fotovoltaica se tiene como estándar el NEC versión 2008, y su versión mas vigente 2017. En el año 2019 según acuerdo N° 194-E-2019 SIGET lanza un documento de consulta participativa²² titulado: “NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE HASTA 100 KW” el cual se ha creado como solución a la problemática detectada en cuanto a la regulación vigente de El Salvador, el NEC.

El NEC en su versión 2008 es a la que la mayoría de técnicos electricista y desarrolladores convencionales tienen acceso, en la actualidad (año 2019) luego de un tiempo transcurrido 11 años, la evolución de las tecnologías y particularmente la fotovoltaica, esta quedando como desfasado. La actualización a su versión 2017 no es de acceso a todo público, por lo que, implica que se estén realizando instalaciones fotovoltaicas deficientes, y afectando las condiciones de operatividad y seguridad de las plantas. Es por ello que la Norma lanzada por SIGET, esta dirigida para poder facilitar el acceso a todos los sectores de la población, explicando con criterios, estrategias de diseño, operación y mantenimiento de pequeñas plantas fotovoltaicas, buscando como objetivo la realización de SFVCR con altos rendimientos de operación, seguras y confiables.

[53] La norma propuesta se toma como referencia tres destacados estándares internacionales, con el objetivo de utilizar los mejores criterios de cada norma y validados para ser aplicables en El Salvador, los cuales son: Capítulo 690 del NEC, Norma de Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas conectados a la Red RGR N° 02/2014 (normativa de Chile); Prácticas Recomendadas de Sistema de Energía Fotovoltaica y El Código Eléctrico Nacional, Informe SAND96-2797 UC-120 (The Photovoltaic Systems Assistance Center Sandia National Laboratories, New Mexico State University); además se incorporan los requisitos aplicables a instalaciones de generación solar fotovoltaica que se establecen en las reconocidas normativas IEC, NFPA 70, NEC, UL, IEEE, entre otros.

²² Es una norma de consulta participativa lanzada el 31 de mayo 2019, que puede estar sometida a cambios debido a conflictos encontrados en ella, por parte de la opinión de ingenieros o personas conocedoras en el contexto de instalaciones fotovoltaicas, y que con sus postulados pueden hacerse de conocimiento a la SIGET, de conformidad con el capítulo VII de la “Resolución de conflictos”. De la Ley General de Electricidad.



²³ El estudiante puede consultar todas las normativas aquí mencionadas para ampliación de sus conocimientos, accediendo a partir de la plataforma web, y buscándolas como sus nombres se han indicado en este documento.

4.3 Estándares aplicables a un sistema fotovoltaico

[53] Todas las partes y componentes del sistema fotovoltaico deben cumplir y satisfacer los requerimientos de las Normas Internacionales aplicables en su caso, con respecto a su fabricación, desempeño y seguridad, por lo que deben estar evaluados técnicamente respecto de la conformidad y ostentar el certificado de cumplimiento emitido por un Organismo Nacional de Certificación de acuerdo a la normatividad correspondiente, o bien por un Organismo Internacional de Certificación perteneciente al Sistema de Conformidad de Pruebas y Certificados de Equipo Eléctrico (IECEE), que forma parte de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC: International Electrotechnical Commission).

Los estándares aplicables en un sistema fotovoltaico serán:

- UL- Underwriters Laboratories (estándar americano US y europeo EN)
- IEC- International Electrotechnical Commission.

La Figura 4.4, detalla un ejemplo de cada uno de los estándares aplicables en un sistema fotovoltaico, desde el generador fotovoltaico hasta la conexión de salida con la red, o con un banco de baterías (para un sistema fotovoltaico autónomo-aislado).

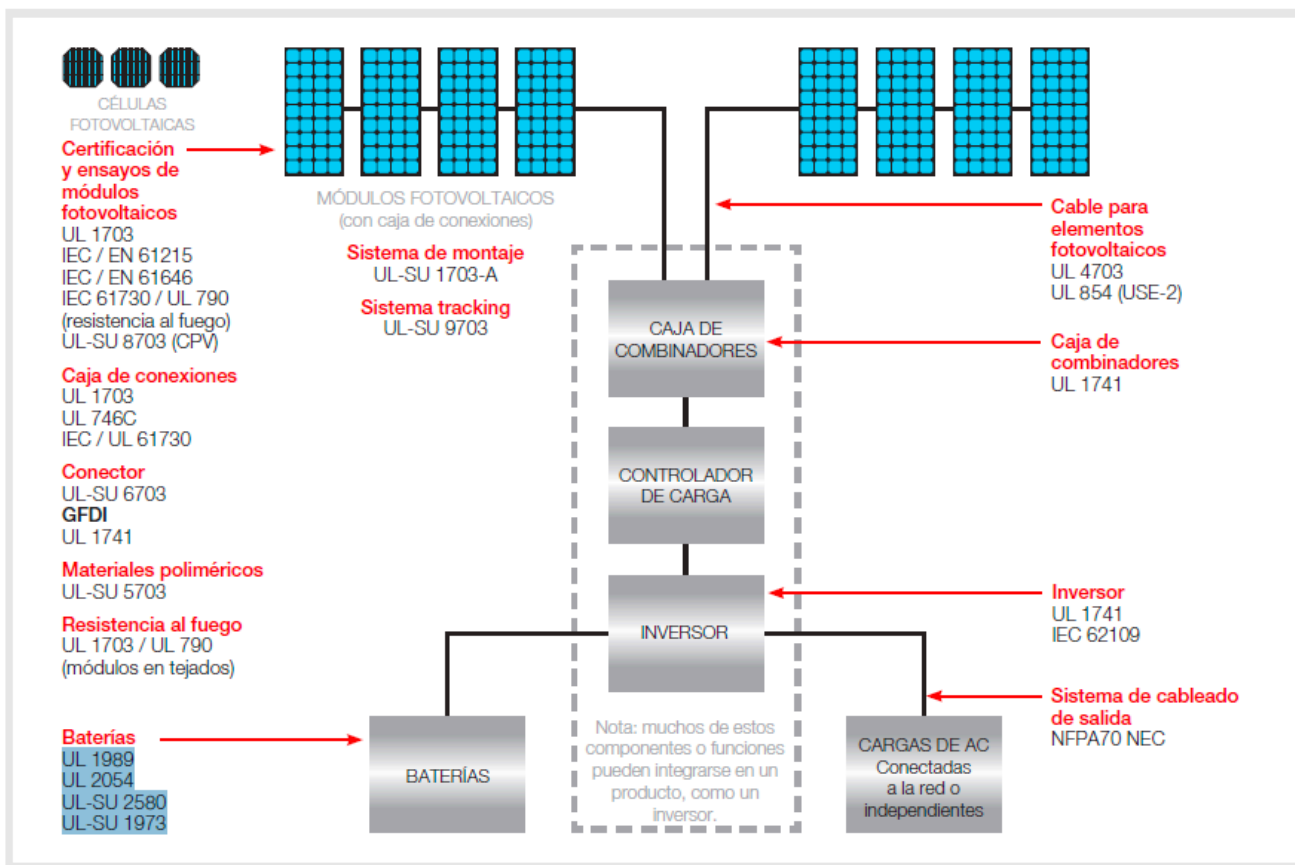


Figura 4.4: Detalle de estándares aplicables en un sistema fotovoltaico. [53]

4.4 El inversor DC/AC

4.4.1 Conceptos generales

Si un sistema fotovoltaico se requiere ser conectado a la Red de distribución eléctrica, se necesita convertir la corriente continua generada por los paneles, a corriente alterna con la tensión y la frecuencia del sistema al cual desea ser conectado (120/240 V monofásica, 120/208 V monofásica, o 480 V trifásica, 60Hz) o las demandadas por la compañía de distribución eléctrica en el lugar de instalación.

[20] Un **inversor** es un dispositivo capaz de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia. Según el destino que se vaya a dar a la corriente alterna producida, los inversores pueden ser de dos tipos:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados (inversores Isla).
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la Red.

Los inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos se hablarán de ellos en capítulo 5. En este capítulo nos interesan los inversores conectados a la red, estos van conectados directamente al generador fotovoltaico, y tendrán que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1 kW hasta centenas de kW. Es necesario que dispongan de seguidor de MPP. Al ir conectados a la red eléctrica utilizan como referencia los parámetros de la red de la distribuidora, para ello utilizan el voltaje, la frecuencia, y en algunos casos de inversores más sofisticados, la impedancia de la red en el punto de interconexión.

El inversor es el corazón del sistema fotovoltaico conectado a la Red, su función no es únicamente la conversión de la potencia DC a AC, si no también es el control del sistema que permite acoplar la energía generada a la red.

La especificación de un inversor estará en función de:

- Voltaje de salida del sistema fotovoltaico. (V_{AC})
- Intervalo de MPPT (Rango de Voltaje DC en el que el inversor es capaz de alcanzar el punto de MPPT).
- Corriente de entrada del inversor.

Un inversor de un SFVCR, no puede operar sin la presencia de la señal de la Red en caso de fallar el suministro de la distribuidora, el inversor automáticamente se desconecta. Si se desea operar en ausencia de la señal de red debe utilizarse el Inversor autónomo (Isla) mencionado anteriormente.

4.4.2 Funciones y características de los inversores conectados a la red

[20] La funcionalidad del inversor dependerá de la utilización de este, por lo que para sistemas conectado red tendrá funciones y características propias y diferentes de un sistema autónomo (isla). No obstante, algunas pueden ser comunes para ambos sistemas.

- **Rendimiento.**

La característica más importante de un inversor es su rendimiento, que se define como la relación que existe entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. En muchas hojas de características o fichas técnicas se denomina “eficiencia al rendimiento”.

El rendimiento es un indicador de las pérdidas que se producen en un inversor. Depende del régimen de carga por que hay algunas pérdidas del tipo constantes, que son las pérdidas en vacío, a las cuales hay que sumar las pérdidas producidas al circular la corriente que produce caídas de tensión en los semiconductores y pérdidas por efecto Joule, debidas a la resistencia eléctrica de los componentes del inversor para diferentes regímenes de carga. Se puede ver en la Figura 4.5, que el rendimiento del inversor disminuye cuando trabaja con baja potencia de carga.

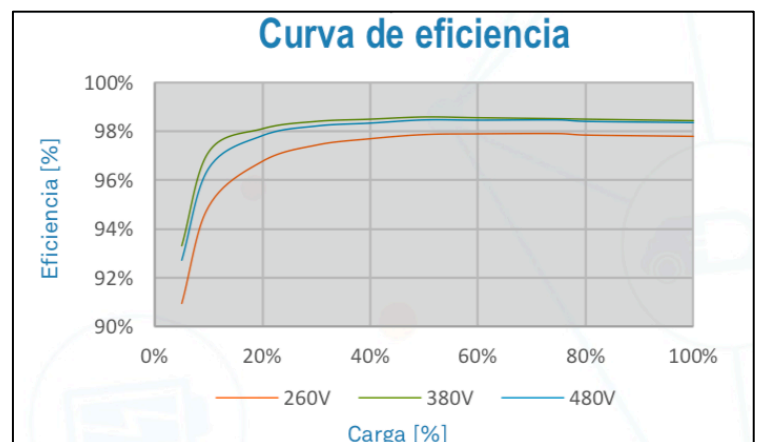


Figura 4.5: Curva de rendimiento de un inversor Huawei SUN2000L-2KTL. Eficiencia vs Potencia de carga. [54]

El rendimiento también depende de la temperatura de trabajo, disminuyendo hay aumento de esta. Por lo que es de suma importancia que las condiciones de instalación del inversor sean las adecuadas y favorezcan la disipación de calor, para permitir la correcta operación.

- **Potencia nominal y seguimiento de MPPT.**

El inversor debe ser capaz de suministrar la potencia nominal de forma continua, y hacer seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

- **Características de la forma de onda de salida.**

El inversor debe ser capaz de producir una forma de onda sinusoidal pura de frecuencia constante (60 Hz ± 1Hz, en El Salvador) y de tensión eficaz constante con variaciones representadas en la siguiente Tabla 4.1, correspondientes a la “Norma de Calidad y Servicio de los Sistemas de Distribución” de El Salvador:

NIVEL DE TENSIÓN	ΔV_k		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja Tensión (≤ 600 V)	± 7 %	±8%	± 8.5 %
Media Tensión ($600V < V < 115kV$)	± 6 %	±7%	± 8.5%

Tabla 4.1: Rango de variación de la Tensión en El Salvador.-Normativa SIGET.

Estos parámetros, tienen que ser cumplidos por el inversor a instalarse, normalmente los inversores están contruidos con márgenes de desconexión entre 80% y 106% de la tensión nominal, por lo que sin ningún problema abarcan el rango de las variaciones de la normativa en el país. Además, un tercer parámetro que se utiliza para especificar el grado de desviación de la forma de onda producida por inversor respecto a una onda senoidal pura, se especifica la **distorsión total armónica**, abreviadamente THD (Total Harmonic Distortion). Definida como la relación entre la tensión o intensidad debida a los armónicos de frecuencia superior a la fundamental y la tensión o intensidad debida al armónico fundamental. La misma normativa “Norma de Calidad y Servicio de los Sistemas de Distribución” nos da la expresión para el calculo, así:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{25} U_n^2} \cdot 100}{U_1} \quad \text{Ecu. 4.1}$$

Donde:

THD: Distorsión armónica total.

Un: Amplitud del voltaje de la armónica n.

U1: Amplitud del voltaje a la frecuencia fundamental (60Hz)

- **Capacidad de sobrecarga.**

Los inversores deben tener la capacidad de sobrecarga d para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el intervalo de tiempo que puede mantener esta situación.

- **Grado de protección del recubrimiento del inversor.**

El grado de protección del inversor dependerá según el fabricante, pero es recomendable que contenga grados de protecciones mínimas como IP 20 para uso interiores de interiores de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para interiores de edificios y lugares accesibles, IP 65 para inversores instalados en intemperie.

- **Sistema de vigilancia y desconexión de la red.**

Si en un momento el inversor deja de recibir la señal de referencia (la red), el inversor tiene que quedar fuera de servicio, debe tener la capacidad de desconexión automática.

- **Protecciones.**

Los inversores deberán estar protegidos de las siguientes situaciones:

- Cortocircuitos en corriente alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o dispositivos similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro-cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la señal de red.

4.4.3 Funcionamiento del inversor

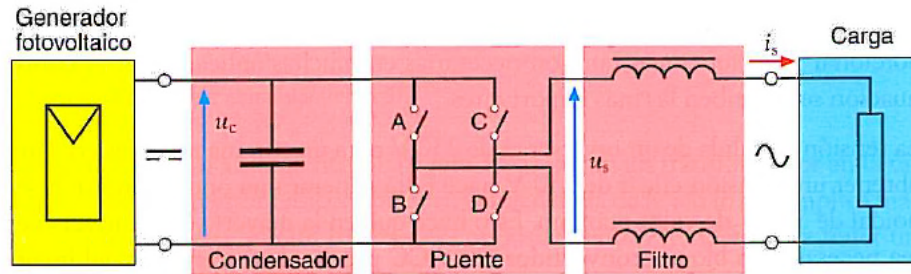


Figura 4.6: Diagrama de bloques esquemático de un inversor básico. [20]

[20] El esquema²⁴ de la Figura 4.6, representa un diagrama de bloques de un inversor básico. Los semiconductores de potencia (generalmente transistores MOSFET o IGBT) que actúan como dispositivos de conmutación electrónica se representan por interruptores. No se representa el sistema de control para facilitar la comprensión, entendiendo que los interruptores se abren y se cierran controlados por dicho sistema.

Proceso de conversión de corriente directa a corriente alterna.

[20] La función principal del inversor es obtener a la salida una forma de onda senoidal a partir de la corriente de entrada DC del generador fotovoltaico. Como la corriente alterna tiene positivos y negativos, el inversor debe ser capaz de invertir la polaridad de la tensión que se recibe del generador fotovoltaico. Esto se logra mediante el bloque “puente” de la Figura 4.6, que es un circuito de conmutación electrónica. Los interruptores A, B, C y D representan los dispositivos de conmutación que se abren y se cierran de forma alterna para producir periodos cuya duración es el valor inverso de la frecuencia deseada (para frecuencia $f = 60\text{Hz}$, el periodo es $1/f = 1/60 = 0.0166$ segundos). Durante un semiperiodo se cierran C y B, y permanecen abierto A y D, para poner en la salida un valor de tensión del generador con polaridad positiva. Para producir la salida negativa se hace se cierran A y D y se abren C y B. con esto obtenemos una forma de onda denominada “onda cuadrada” Figura 4.8, sin embargo, no es senoidal aun, y no se puede utilizar prácticamente en ningún receptor eléctrico.

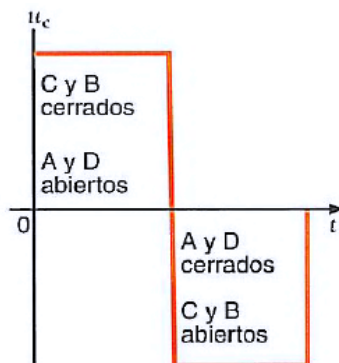


Figura 4.7: Onda cuadrada producida por un inversor elemental. [20]

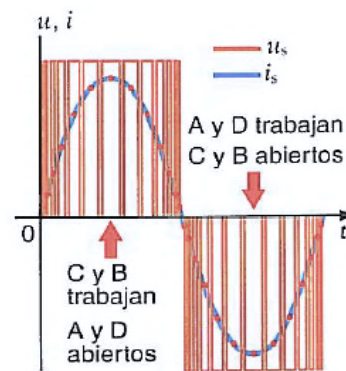


Figura 4.8: Onda PWM producida por un inversor. [20]

²⁴ En el esquema básico del inversor, U_c representa la tensión DC en la etapa del condensador, U_s representa la tensión senoidal a la salida, i_s la corriente senoidal a la salida.

Para lograr obtener la forma de onda senoidal, se necesita realizar con los interruptores del puente una modulación PWM (Figura 4.7). Durante el periodo en que el trabajan C y B, se abren y se cierran a frecuencia elevada, alrededor de 20kHz, para producir pulsos de tensión de anchura variable, cuya tensión media coincide con el valor instantáneo que debe tener la onda de tensión senoidal, A continuación, se produce el semiperiodo negativo de la onda senoidal haciendo trabajar A y D del mismo modo.

Para conseguir que la intensidad de la corriente producida por el generador se mantenga durante las interrupciones de los interruptores del puente se coloca un filtro inductivo, también llamado filtro PWM, del diagrama de la Figura 4.6, a la salida del puente. Estas bobinas absorben energía cuando los interruptores están cerrados y la devuelven a la carga cuando están abierto, de esta manera la corriente i_i en la Figura 4.8, tiene forma senoidal.

Una etapa delante del puente, es un condensador de gran capacidad, que permite el suministrar los picos de corriente demandados por el puente de conmutación de manera continua.

La estructura básica del inversor mostrada, se puede utilizar, pero con limitaciones, se tiene en cuenta que un generador fotovoltaico puede funcionar con tensiones diversas en función del conexionado de los módulos, pero añadiendo otros bloques se puede ampliar el rango de tensiones de entrada, además de proporcionar otras funciones que son necesarias en muchas aplicaciones.

Ahora mismo, agregamos un bloque convertidor DC/DC o CC/CC, ¿Cuál es la función de este bloque? Puesto que para un inversor monofásico la tensión de salida debe ser 240 V, para obtener la tensión eficaz 240 V, es necesario generar una tensión senoidal de 339 V de valor máximo aproximadamente. Por lo que esto hace que la mayoría de inversores necesiten de un convertidor CC/CC previo al condensador del inversor, que adapte la tensión del generador U_e al valor U_c requerido en el condensador y el puente. Pero, además, a este bloque se le dota también de los elementos necesarios para realizar **el seguimiento del punto de máxima potencia MPP del generador fotovoltaico**.

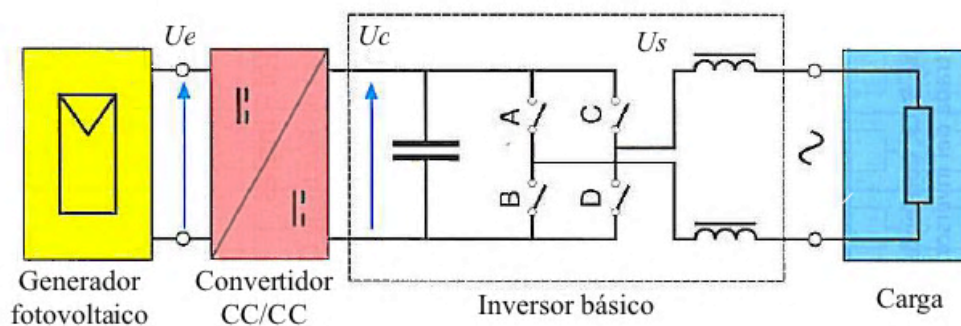


Figura 4.9: Esquema de un inversor con Convertidor CC/CC. [20]

El inversor, que un diseñador de sistemas fotovoltaicos a la red elegirá dependerá de 2 tipos de clasificaciones que se citaran a continuación, ambas requeridas para el fin deseado y que mejor se adecue al sistema que se este diseñando. Estas son:

1. Clasificación por el tipo de configuración interna.
2. Clasificación por el tipo de conexión con el generador fotovoltaico.

1. Clasificación por tipo de configuración interna.

En esta clasificación nos encontramos 2 tipos de configuraciones internas de construcción del inversor, las cuales cada una de ellas tienen sus ventajas y desventajas, dependerá de lo que el diseñador necesite adecuar a su sistema, aunque, en la actualidad y con el avance tecnológico se esta optando por los inversores de mejor eficiencia o rendimiento que ofrece el mercado de fabricantes de estos.

Los 2 tipos de configuraciones internas de inversores son:

- Inversores con transformador de aislamiento.
- Inversores sin transformador.
- **Inversor con transformador de aislamiento.**

Esta topología de inversores está construida con un transformador que puede ser de alta frecuencia AF, o de baja frecuencia BF. Estos proporcionan una característica extra al sistema que es el **aislamiento galvánico**, entre la parte de generación de corriente continua y la red de corriente alterna. En algunos países como España su normativa establece que tiene que haber en sus instalaciones fotovoltaicas conectados a la red una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas. En El salvador no hay una normativa que exija que se debe utilizar en su totalidad este tipo de inversores, a diferencia del siguiente tipo de inversor que es sin transformador.

- Topología de un inversor con aislamiento AF.

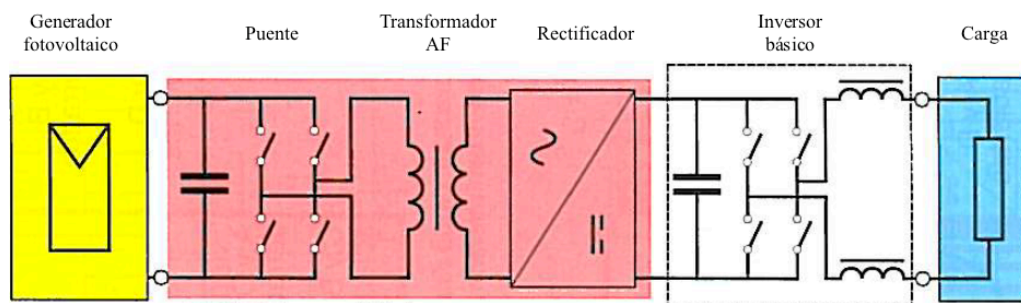


Figura 4.10: Esquema de un inversor con aislamiento AF. [20]

Los inversores con esta topología, llevan consigo un bloque conmutación electrónica que convertirá la corriente continua del generador en una corriente alterna, pero de alta frecuencia mediante un puente como se observa en la Figura 4.10, esta corriente alterna pasará al primario de un transformador que realizará la función de aislamiento y adaptación de los valores de tensión y corriente. La corriente recogida en el secundario se aplicará a un rectificador que convertirá nuevamente la corriente alterna en corriente continua. Por último, esta corriente pasará al bloque del inversor básico ya descrito, con la cual ya se obtiene la corriente con forma de onda requeridas a la salida.

El inversor con transformador AF, la principal ventaja es que ocupan poco volumen y peso, aunque la mayor complejidad del bloque de conmutación y rectificación, la composición del equipo y control, hacen que disminuye su fiabilidad y pueden influir negativamente en su rendimiento, aunque tienen mayor rendimiento que los inversores con aislamiento BF. Además, debe tenerse en cuenta que a la salida del bloque del rectificador existe componente de corriente directa nuevamente que no es bloqueada por el transformador y, en caso de fallo del correspondiente control del inversor, puede ser inyectada indebidamente a la red.

- Topología de un inversor con aislamiento BF.

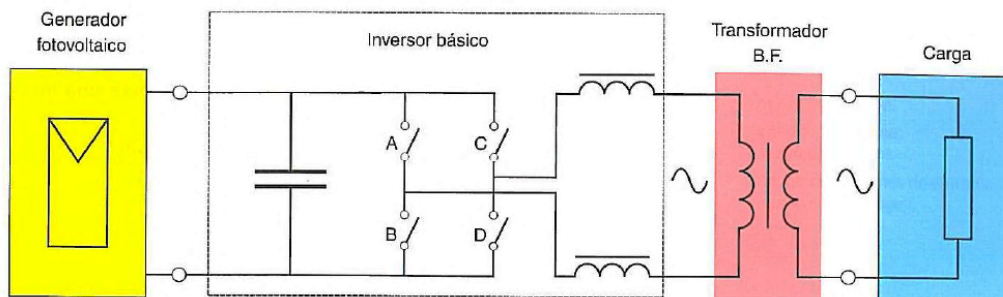


Figura 4.11: Esquema de un inversor con aislamiento BF. [20]

Los inversores con aislamiento BF, llevan consigo un transformador a la salida del bloque del inversor básico, este va a trabajar a la frecuencia de la red de distribución, lo que implica mayor volumen y peso que los inversores con aislamiento AF, además de tener un rendimiento inferior a estos.

No obstante, la complejidad es mejor, aunque son más robustos y fiables que los inversores de aislamiento AF, pero a diferencia de estos, el inversor BF, si tiene completamente una separación galvánica entre la componente continua y la alterna por el hecho de que el transformador se encuentra situado a la salida que impide su transmisión, aumentando la seguridad eléctrica de la instalación.

Por esta razón, los inversores de AF no están en su totalidad separadas las componentes de corriente continua y alterna, necesitan de un sistema de control extra que permita eliminar la componente continua en la conexión a la red después del parte del rectificador.

- **Inversores sin transformador.**

Estos transformadores como su nombre lo dicen, no poseen transformador, por lo que utilizan un sistema alternativo para proporcionar aislamiento galvánico (normalmente es un sistema electrónico) y no pueden ser utilizados con módulos de paneles de capa fina. Estos inversores tienen como principal ventaja una mayor eficiencia que los inversores con transformador y un peso mínimo.

A este tipo de transformador se le conoce como TL (Transformer Less), su utilización se ha proliferado por las grandes tasas de rendimiento que poseen, algunos logran tener eficiencias de hasta el 98%, significando mínimas pérdidas en el sistema, anteriormente se creía que utilizarlos presentaban un riesgo eléctrico grande por no poseer aislamiento galvánico, hasta la fecha la evolución tecnológica a logrado que a pesar de que no tener esa etapa galvánica, un circuito de control electrónico alternativo, logra realizar desconexiones en DC, al ocurrir fallas para que las componentes de DC y AC se dopen, provocando serios problemas eléctricos.

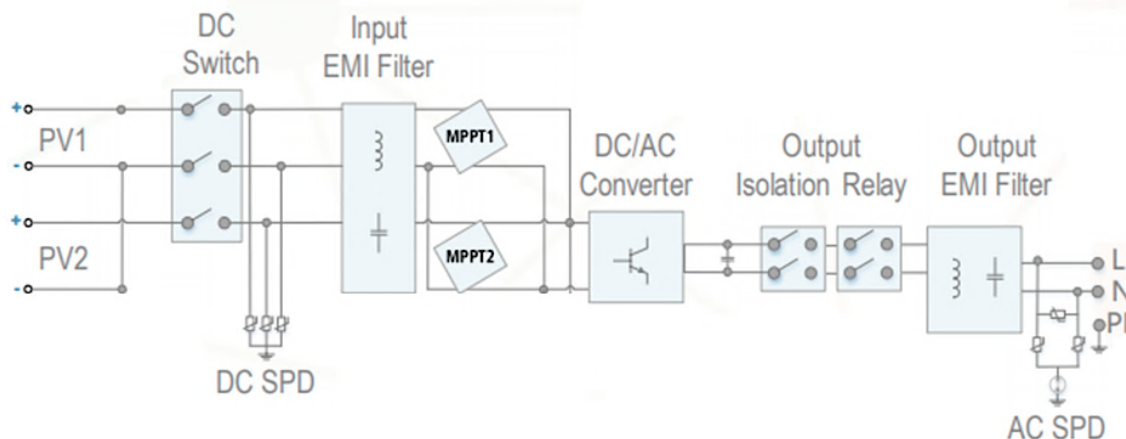


Figura 4.12: Esquema de un inversor sin transformador. [54]

2. Clasificación por el tipo de conexión con el generador fotovoltaico.

Un generador fotovoltaico consta de 1 o muchos módulos agrupados, generalmente se ordenan de la forma en que pueda obtenerse los parámetros requeridos a la entrada del inversor, así, la combinación de ramas en series o paralelos, obtendremos los valores de tensión y potencia en el lado DC para suministrar al inversor. En función del conexionado del generador al inversor, podemos listar algunas configuraciones, cuyas características se describirán más adelante.

- **Una entrada o varias entradas de MPPT en un inversor.**

Un inversor puede estar construido con una sola entrada de MPPT o varias entradas de MPPT. Para el primer caso cuando se tiene una única entrada de MPPT, los módulos fotovoltaicos se combinan únicamente creando

un único sistema que inyectará toda su potencia DC al inversor, la recomendación por fiabilidad de correcta operación, es que todos los módulos fotovoltaicos se encuentren orientados a una misma dirección, misma inclinación y el evitar el sombreado parcial en las cadenas, se debe lograr que la insolación sea homogénea en todo el sistema de generación, de lo contrario, si colocamos cadenas de módulos con distintas posiciones, la insolación no será homogénea en cada una de ellas, por lo que la tensiones y corrientes generadas por cada cadena serán diferentes, generando diferentes MPPT, y el inversor no será capaz de obtener el MPP mas óptimo con que pueda funcionar y la producción será deficiente en rendimiento.



Figura 4.13: Sistema de generación con 1 entrada de MPPT.

Para un inversor con varias entradas de MPPT²⁵, las posibilidades se extienden, sin embargo, siempre se tiene que cumplir que para cada entrada de MPPT, su conjunto de arreglo de cadenas de módulos fotovoltaicos deben cumplir estar orientados hacia la misma dirección e inclinación, y captación homogénea de insolación en todo momento, las posibilidades se abren, cuando por ejemplo, tenemos un sistema conectado a la red en el techo de una casa que tiene 3 o 4 caídas de agua en diferentes direcciones cada una, tenemos un inversor que tiene la posibilidad de trabajar con 4 entradas de MPPT distintas, entonces se pueden colocar módulos fotovoltaicos en cada una de las direcciones de las caídas de agua del techo, y colocar cada arreglo a cada entrada de MPPT independiente. El inversor será capaz de trabajar con todas y encontrar un MPP óptimo que haga obtener el mejor rendimiento del sistema de generación.

Teniendo en cuenta, que los inversores pueden ser de una o varias entradas de MPPT, se mencionan a continuación algunas configuraciones en función de la conexión con el generador fotovoltaico, los cuales son:

2.1 Inversor central.

Esta configuración consiste en que el generador fotovoltaico esta conectado a un único inversor central, arreglos de módulos en series y paralelos llegan a una única entrada del inversor. Se utiliza en instalaciones de mucha potencia que van desde los 10kW hasta 1MW. Este inversor permite generación de potencias elevadas con buen rendimiento y costes muy reducidos al disponer de una instalación centralizada con protecciones únicas. Sin embargo, hay limitaciones, y una de ellas es que el disponer de un único inversor recurre en perder fiabilidad de operación, en caso de fallas en este, la producción de energía se detiene por completo. Además, es necesario disponer de diodos de bloqueo o fusibles en cada rama para evitar los efectos de corrientes inversas que se puedan producir.

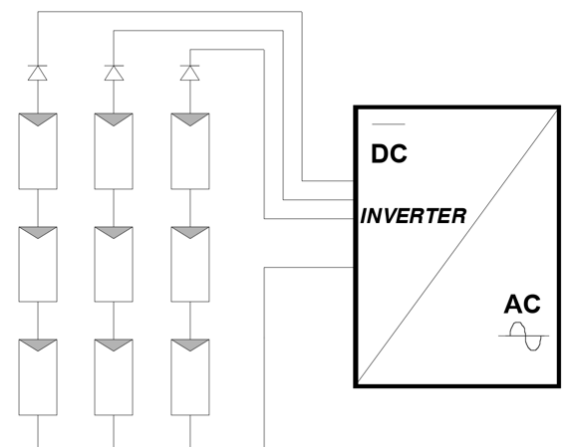


Figura 4.14: Conexión de módulos a un inversor

Este tipo de inversor y configuración tendrá mejor rendimiento, si tomamos en cuenta que las cadenas de módulos conexionadas en serie están realizadas para obtener tensiones elevadas y una corriente reducida, las condiciones de insolación para todo el generador deben ser homogéneas, sin sombras en las cadenas.

²⁵ Es necesario mencionar que las entradas de MPPT en un inversor no significan lo mismo que entradas DC, así por ejemplo, pueden existir 4 entradas DC y una entrada de MPPT, pero también puede existir una entrada DC y una entrada de MPPT, la variabilidad de configuraciones existe por las diferentes tecnologías de fabricación y fabricantes en el mercado, cada inversor debe especificar estas dos variables por aparte en la ficha técnica.

2.2 Inversor de cadena (String Inverter).

En esta configuración el generador fotovoltaico se conforma por varias cadenas de módulos conectados en serie, y se dispone de un inversor por cada cadena. Reciben el nombre de inversores de cadena por que tienen en su entrada como se describe una sola rama o cadena de módulos fotovoltaicos conectados a la red. Normalmente son inversores de 1 a 10kW de potencia aproximadamente, pero se pueden conectar en paralelo para obtener potencias deseadas.

Tienen la característica de tener un mejor rendimiento que los inversores centrales, puesto que el seguidor MPP de cada inversor sigue la característica única de cada cadena de módulos, sin embargo, se tiene que cumplir siempre de que los módulos de cada cadena deben de estar en condiciones homogéneas de trabajo. Pero al tener varios inversores en paralelo permite que cada cadena pueda trabajar con diferente insolación, y así poder instalarse en fachadas de edificaciones que tienen diferentes orientaciones (igual lo podemos lograr con un inversor de varias MPPT) pero esta es una segunda alternativa cuando se tienen inversores pequeños de 1 MPPT.

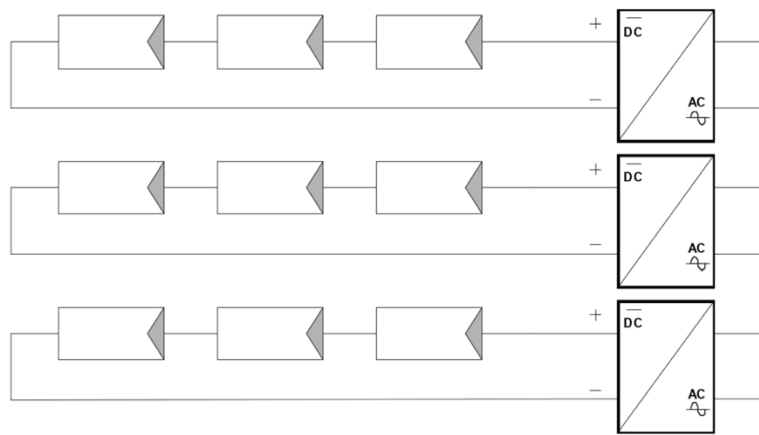


Figura 4.15: Conexión de módulos a inversores de cadena.

2.3 Inversor multicadena o strings.

En esta configuración tenemos esos inversores que permiten la conexión de varias cadenas de módulos, y cada una con su seguidor de MPPT, aunque disponen de una única etapa inversora, normalmente se fabrican para potencias de entre 3 y 10 kW. Estos son la solución como se mencionó anteriormente a esas instalaciones en las que hay cadenas de módulos con diferentes condiciones de trabajo (distintas orientaciones, diferentes tolerancias de producción, sombreados, diferentes cantidades de módulos por cadena, etc.). La mayoría están fabricados para conexiones de 2 a 4 ramas con su propio seguidor MPPT.

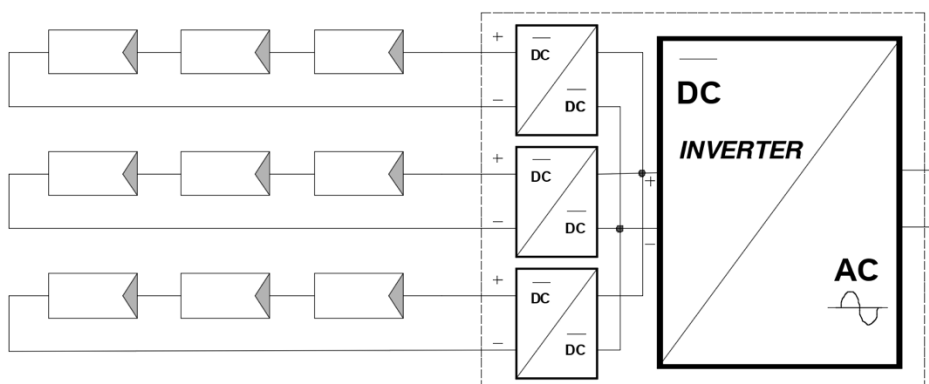


Figura 4.16: Conexión de módulos a un inversor multicadena.

2.4 Micro-inversores, Inversor integrado en módulo.

Estos, son inversores de muy poca potencia entre 50 a 500 W, van directamente instalado en el módulo fotovoltaico normalmente. Al estar integrados en cada módulo o cercano a ellos, la conversión de corriente directa a corriente alterna es inmediata por lo que toda la instalación es realizada en corriente alterna y no hay cableado en corriente directa.

El rendimiento de estos es menor a los inversores de cadena. en sistemas con varios módulos conectados, el sombreado sobre un módulo no afecta al resto y si en este se llegase a producir alguna avería en el inversor, el resto de módulos puede continuar con producción de energía por ser independiente cada uno. Los micro inversores adaptan las características de potencia y tensión del propio módulo al que esta conectado, además algunos van integrados en la caja de conexiones del mismo módulo, lo cual es una ventaja desde el punto de vista del rendimiento, pero es un inconveniente si se produce una avería importante en el micro-inversor y solo puede cambiarse junto con el módulo.

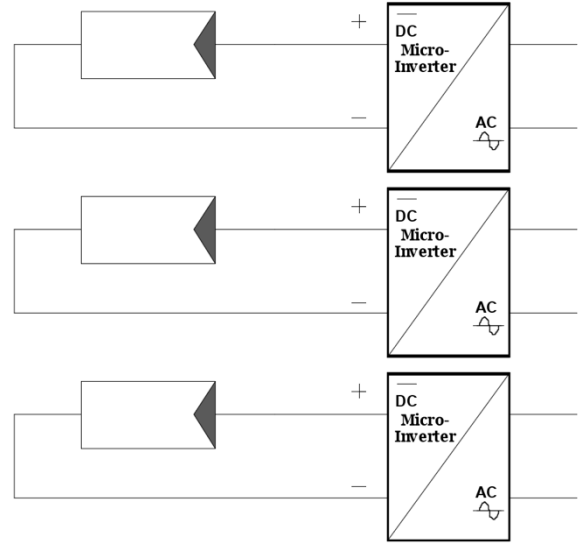


Figura 4.17: Micro-Inversor, integrado en módulo.

4.4.4 Inversores comerciales

La información que puede ser obtenida de una ficha técnica de un inversor, proporcionada por el fabricante pueden incluir los siguientes parámetros: potencia nominal y máxima, ventana de búsqueda del Punto de Máxima Potencia (MPP), tensión máxima DC de entrada, tensión nominal de salida, eficiencia máxima, umbral de arranque (puede indicar la potencia de entrada en Watts, necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión de energía. A continuación, se muestran algunos ejemplos de fichas técnicas de inversores de diferentes fabricantes.

- Fabricante: SUNNY BOY (SMA)

Modelo: Sunny Boy 3000/3000/3800/4000/5000/6000/7000 TL-US

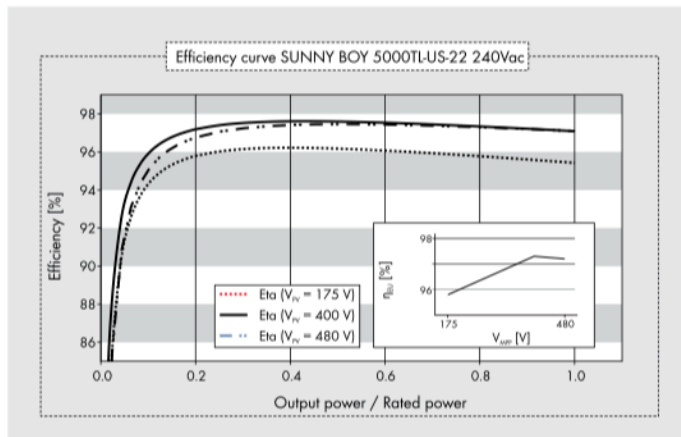
SUNNY BOY 3000TL-US / 3800TL-US / 4000TL-US /
5000TL-US / 6000TL-US / 7000TL-US / 7700TL-US



Technical data	Sunny Boy 3000TL-US		Sunny Boy 3800TL-US		Sunny Boy 4000TL-US	
	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC
Input (DC)						
Max. usable DC power (@ cos φ = 1)	3200 W		4000 W		4200 W	
Max. DC voltage	600 V		600 V		600 V	
Rated MPPT voltage range	175 - 480 V		175 - 480 V		175 - 480 V	
MPPT operating voltage range	125 - 500 V		125 - 500 V		125 - 500 V	
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V		125 V / 150 V		125 V / 150 V	
Max. operating input current / per MPP tracker	18 A / 15 A		24 A / 15 A		24 A / 15 A	
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker			2 / 2			
Output (AC)						
AC nominal power	3000 W		3330 W	3840 W	4000 W	
Max. AC apparent power	3000 VA		3330 VA	3840 VA	4000 VA	
Nominal AC voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency; range	60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	
Max. output current	15 A		16 A		20 A	
Power factor (cos φ)	1		1		1	
Output phases / line connections	1 / 2		1 / 2		1 / 2	
Harmonics	< 4%		< 4%		< 4%	
Efficiency						
Max. efficiency	97.2%	97.6%	97.2%	97.5%	97.2%	97.5%
CEC efficiency	96.5%	96.5%	96.5%	97.0%	96.5%	97.0%
Protection devices						
DC disconnection device			●			
DC reverse-polarity protection			●			
Ground fault monitoring / Grid monitoring			● / ●			
AC short circuit protection			●			
All-pole sensitive residual current monitoring unit			●			
Arc fault circuit interrupter (AFCI) compliant to UL 1699B			●			
Protection class / overvoltage category			I / IV			
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)			490 / 519 / 185 (19.3 / 20.5 / 7.3)			
DC Disconnect dimensions (W / H / D) in mm (in)			187 / 297 / 190 (7.4 / 11.7 / 7.5)			
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)			617 / 597 / 266 (24.3 / 23.5 / 10.5)			
DC Disconnect packing dimensions (W / H / D) in mm (in)			370 / 240 / 280 (14.6 / 9.4 / 11.0)			
Weight / DC Disconnect weight			24 kg (53 lb) / 3.5 kg (8 lb)			
Packing weight / DC Disconnect packing weight			27 kg (60 lb) / 3.5 kg (8 lb)			
Operating temperature range			-40 °C ... +60 °C (-40 °F ... +140 °F)			
Noise emission (typical)	≤ 25 dB(A)		< 25 dB(A)		< 25 dB(A)	
Internal consumption at night	< 1 W		< 1 W		< 1 W	
Topology	Transformerless		Transformerless		Transformerless	
Cooling	Convection		Convection		Convection	
Electronics protection rating	NEMA 3R		NEMA 3R		NEMA 3R	
Features						
Secure Power Supply	●		●		●	
Display: graphic	●		●		●	
Interfaces: RS485 / Speedwire/Webconnect	o/o		o/o		o/o	
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/o/o		●/o/o		●/o/o	
Certificates and permits (more available on request)	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1					

El fabricante SUNNY (SMA), proporciona en su ficha técnica todos sus parámetros de sus inversores, para este caso, en una sola ficha, ha descrito 7 modelos de inversores, categorizados por la potencia nominal de entrada, así: 3000/3800/4000/5000/6000/7000/7700 TL. Es importante notar, que estos inversores pertenecen a la topología TL (Transformer Less), es decir no hay transformador de aislamiento, por lo que, su alternativa de aislamiento se realiza por medio de tecnología electrónica avanzada. Sin embargo, el fabricante también posee modelos de inversores con las mismas potencias, pero con transformador de aislamiento, estos se encontrarán con modelos así: 4000/5000/6000 US, las diferencias como ya hemos descrito antes, físicamente son mas grandes por el hecho de poseer una etapa transformadora ya sea a la salida o en la entrada del inversor. También es importante observar que el fabricante brinda la curva de eficiencia, normalmente lo hace para un modelo, pero esa misma es utilizable por los demás inversores pertenecientes a esta misma categoría.

Sunny Boy 5000TL-US		Sunny Boy 6000TL-US		Sunny Boy 7000TL-US		Sunny Boy 7700TL-US	
208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC	208 V AC	240 V AC
5300 W		6300 W		7300 W		8000 W	
600 V		600 V		600 V		600 V	
175 - 480 V		210 - 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
125 - 500 V		125 - 500 V		125 - 500 V		125 - 500 V	
125 V / 150 V		125 V / 150 V		125 V / 150 V		125 V / 150 V	
30 A / 15 A		30 A / 15 A		30 A / 18 A		30 A / 18 A	
2 / 2							
4550 W	5000 W	5200 W	6000 W	6000 W	7000 W	6650 W	7680 W
4550 VA	5000 VA	5200 VA	6000 VA	6000 VA	7000 VA	6650 VA	7680 VA
208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz		60 Hz / 59.3 - 60.5 Hz	
22 A		25 A		29.2 A		32 A	
1		1		1		1	
1 / 2		1 / 2		1 / 2		1 / 2	
< 4%		< 4%		< 4%		< 4%	
97.2%	97.6%	97.0%	97.4%	96.8%	96.8%	96.8%	97.3%
96.5%	97.0%	96.5%	97.0%	96.5%	96.5%	96.5%	96.5%
● ● ● / ● ● ● I / IV							
490 / 519 / 185 (19.3 / 20.5 / 7.3) 187 / 297 / 190 (7.4 / 11.7 / 7.5) 617 / 597 / 266 (24.3 / 23.5 / 10.5) 370 / 240 / 280 (14.6 / 9.4 / 11.0) 24 kg (53 lb) / 3.5 kg (8 lb) 27 kg (60 lb) / 3.5 kg (8 lb) -40 °C ... +60 °C (-40 °F ... +140 °F)							
< 29 dB(A)		< 29 dB(A)		< 29 dB(A)		< 29 dB(A)	
< 1 W		< 1 W		< 1 W		< 1 W	
Transformerless		Transformerless		Transformerless		Transformerless	
Convection		Fan		Fan		Fan	
NEMA 3R		NEMA 3R		NEMA 3R		NEMA 3R	
● ● ○/○ ●/○/○							
UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1							



Accessories



Speedwire/Webconnect interface
SWDM-US-10



RS485 interface
DM-485CB-US-10






Fan kit for SB 3000/3800/
4000/5000TL-US-22
FANKIT02-10

● Standard feature ○ Optional feature — Not available
Data at nominal conditions

Figura 4.18: Ejemplo de ficha técnica de inversores del fabricante SunnyBoy. [55]

El fabricante SUNNY (SMA) posee un amplio catalogo en inversores, sin embargo, también se caracteriza por vender inversores según el tipo de usuario. Así:

Sistemas Residenciales	Sistemas Comerciales	Plantas Generadoras Solares
 <p data-bbox="219 846 412 877">SUNNY BOY</p> <p data-bbox="170 884 457 947">Inversores desde 700W hasta 7kW</p>	 <p data-bbox="578 846 821 877">SUNNY TOWER</p> <p data-bbox="516 884 883 947">Torres de inversores hasta los 42kW</p>	 <p data-bbox="1013 846 1295 877">SUNNY CENTRAL</p> <p data-bbox="943 884 1365 947">Inversores centrales desde 250kW hasta 500kW</p>
<p data-bbox="159 957 472 1092">Ideal para sistemas de instalaciones pequeñas, o residenciales hasta 20kW de potencia.</p>	<p data-bbox="526 957 862 1092">Ideal para sistemas fotovoltaicos conectado a la red desde los 10kW hasta 1MW de potencia</p>	<p data-bbox="927 957 1377 1058">Ideal para para plantas fotovoltaicas, desde los 100kW hasta MW de potencia.</p>

- Fabricante: FRONIUS.

El fabricante Fronius, posee un catalogo de inversores eficientes y seguros, con potencias que van desde los 1.5kW hasta los 27 kW, garantizando la adaptación para instalaciones unifamiliares hasta un sistema comerciales medianas.

Modelo: Fronius Primo 5.01



DATOS DE ENTRADA

Número de seguidores MPP	2,0
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max}$)	12 / 12 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV	18 / 18 A
Rango de tensión de entrada CC ($U_{cc\ mín.} - U_{cc\ máx.}$)	80 - 1000 V
Tensión CC mínima de puesta en marcha ($U_{dc\ arranque}$)	80,0 V
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	710,0 V
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	240 - 800 V
Rango de tensión de punto de rendimiento máximo utilizable	80 - 800 V
Número de entradas CC	2 + 2
Máxima salida del generador FV ($P_{cc\ máx.}$)	7,5 kWpeak

DATOS DE SALIDA

Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5000,0 W
Máxima potencia de salida ($P_{ac\ máx.}$)	5000,0 VA
Corriente de salida CA ($I_{ca\ nom}$)	21,7 A
Acoplamiento a la red ($U_{ca,r}$)	1~ NPE 220/230 V
Rango de tensión CA ($U_{mín.} - U_{máx.}$)	180 - 270 V
Frecuencia (f_r)	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia ($f_{mín.} - f_{máx.}$)	45 - 65 Hz
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind./cap.

DATOS GENERALES

Dimensión (altura)	645,0 mm
Dimensión (anchura)	431,0 mm
Dimensión (profundidad)	204,0 mm
Peso	21,5 kg
Tipo de protección	IP 65
Clase de protección	1,0
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3
Consumo nocturno	< 1 W
Concepto de inversor	Sin transformador

Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Instalación interior y exterior
Rango de temperatura ambiente	-40°C - +55°C
Humedad del aire admisible	0 - 100 %
Máxima altitud ²⁾	4.000 m
Tecnología de conexión CC	Conexión de 4x CC+, 4x CC- bornes roscados 2,5 mm ² - 16 mm ²
Tecnología de conexión principal	Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm ²
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727,
 AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105

RENDIMIENTO

Máximo rendimiento (FV - red)	98,1 %
Rendimiento europeo (ηUE)	97,1 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ³⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ³⁾	89,6 / 94,8 / 93,1 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ³⁾	93,4 / 97,2 / 96,2 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ³⁾	94,1 / 97,3 / 96,8 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ³⁾	94,7 / 97,4 / 97,0 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ³⁾	95,8 / 97,9 / 97,7 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ³⁾	96,1 / 98,0 / 97,9 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ³⁾	96,2 / 97,9 / 97,9 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD

Medición del aislamiento CC	Sí
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador CC	Sí
Protección contra polaridad inversa	Si

INTERFACES

WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 inputs digitales o 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda
USB (Conector A) ⁴⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB

Figura 4.19: Ejemplo de ficha técnica de inversor del fabricante Fronius. [56]

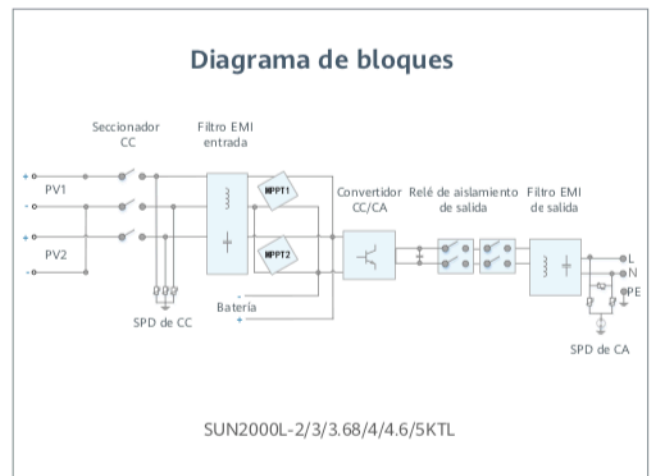
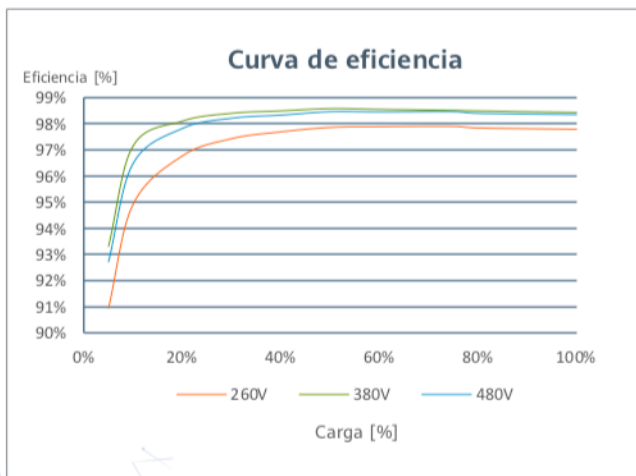
Si observamos el fabricante, no da en su ficha técnica una curva de rendimiento o eficiencia, por su parte entrega una tabla de rendimiento, con la cual se lee el rendimiento que el inversor tiene a cierto porcentaje de potencia cargado en AC, así cuando este cargado al 5% el rendimiento esta entre 80.8-82.5%, y cuando esta al 100% este puede estar entre 96.2-97.9%.

- Fabricante: HUAWEI

La empresa Huawei, en la actualidad se ha convertido en uno de los mejores fabricantes de inversores, ha creado un catálogo de inversores que van desde la instalación para sistemas residenciales, hasta instalaciones en sistemas de comercio y plantas generadoras de gran escala. Se han caracterizado por tener inversores de alta eficiencia, y manejo de potencias desde los 2kW hasta los 185 kW, inversores compactos y con un desarrollo tecnológico alto, además ofrecen inversores tanto para sistemas monofásicos como trifásicos.

Modelo: SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL

Smart Energy Center



Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000L -2KTL	SUN2000L -3KTL	SUN2000L -3.68KTL	SUN2000L -4KTL	SUN2000L -4.6KTL	SUN2000L -5KTL
Eficiencia						
Eficiencia Máxima	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
Eficiencia europea	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
Entrada						
Entrada DC máxima recomendada	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp
Máx. tensión de entrada	600 V / 495 V ¹					
Rango de tensión de operación de MPPT ¹	90 V ~ 600 V / 90 V ~ 495 V ¹					
Tensión de entrada mínima	120 V					
Rango de tensión de potencia máxima de MPPT	120 V ~ 480 V	160 V ~ 480 V	190 V ~ 480 V	210 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V
Tensión nominal de entrada	380 V					
Máx. intensidad por MPPT	11 A					
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	15 A					
Cantidad de rastreadores MPP	2					
Máx. número de entradas por MPPT	1					
Salida						
Conexión a red eléctrica	Monofásica					
Potencia nominal activa de CA	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ²
Máx. potencia aparente de CA	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ³	5,500 VA ⁴
Tensión nominal de Salida	220 V / 230 V / 240 V					
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz					
Máx. intensidad de salida	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁵	25 A ⁵
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo					
Máx. distorsión armónica total	≤ 3 %					
Protección						
Protección anti-isla	Sí					
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí					
Monitorización de aislamiento	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas CC ⁶	Sí					
Protección contra descargas atmosféricas CA ⁶	Sí					
Monitorización de la corriente residual	Sí					
Protección contra sobretensión de CA	Sí					
Protección contra cortocircuito de CA	Sí					
Protección contra sobretensión de CA	Sí					
Protección contra sobrecalentamiento	Sí					
Datos generales						
Rango de temperatura de operación	-30 ~ +60 °C (Derating por encima de 45 °C @ Potencia nominal de salida)					
Humedad relativa	0 %RH ~ 100 %RH					
Altitud de operación	0 - 4,000 m (disminución de la capacidad eléctrica a partir de los 2000 m)					
Ventilación	Convección natural					
Pantalla	Indicadores led					
Comunicación	RS485, WLAN					
Peso (incluida ménsula de montaje)	10.6 kg					
Dimensiones (incluida ménsula de montaje)	375 x 375 x 161.5 mm					
Grado de protección	IP65					
Consumo de noche la durante energía	< 2 W					
Compatibilidad de la batería						
Batería	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R					
Rango de tensión	350 ~ 450 Vdc					
Corriente máxima	10 A					
Comunicación	RS485					
Compatibilidad optimizadora						
DC MBUS optimizador compatible	SUN2000P-375W a través de Smart PV Safety Box SmartPSB2000L					
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)						
Seguridad	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Estándares de conexión a red eléctrica	G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NRS 097-2-1, DEWA 2016					

¹. Solo aplicable para cadenas fotovoltaicas. La tensión de entrada máxima y el límite superior del voltaje de operación disminuirán hasta 495V cuando el inversor se conecte y funcione con batería LG.

². AS4777-4990 W. ³. VDE-AR-N 4105:4600 VA / AS4777-4990 VA. ⁴. AS4777-4990 VA. ⁵. AS4777-21,7 A.

⁶. Clase de protección TIPO II compatible según EN / IEC 61643-11

Figura 4.20: Ejemplo ficha técnica de inversor del fabricante Huawei. [54]

- Fabricante: Huawei.

Modelo: SUN2000-100KTL-H1

Este inversor, maneja potencias de 100kW, tiene la capacidad de manejar 12 cadenas o strings de módulos, altamente eficiente hasta un 99.0%, 6 MPPT por unidad, topología sin transformador, desconexión DC integrados para seguridad o mantenimiento, y una característica particular es la salida AC a 800 V trifásico.

Smart String Inverter

SUN2000-100KTL-H1



Smart String Inverter (SUN2000-100KTL-H1)



Technical Specifications	SUN2000-100KTL-H1
	Efficiency
Max. Efficiency	99.0%
European Efficiency	98.8%
	Input
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	33 A
Start Voltage	650 V
MPPT Operating Voltage Range	600 V ~ 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	12
Number of MPP Trackers	6
	Output
Rated AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	105,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	105,000 W
Rated Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	72.2 A
Max. Output Current	80.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

		Protection
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
		Communication
Display		LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485		Yes
USB		Yes
Power Line Communication (PLC)		Yes
		General
Dimensions (W x H x D)		1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 inch)
Weight (with mounting plate)		77 kg (169.8 lb.)
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method		Natural Convection
Max. Operating Altitude		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Amphenol UTX
AC Connector		Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree		IP65
Topology		Transformerless
		Standard Compliance (more available upon request)
Certificate		EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code		IEC 61727, UTE C 15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 2006006 IN

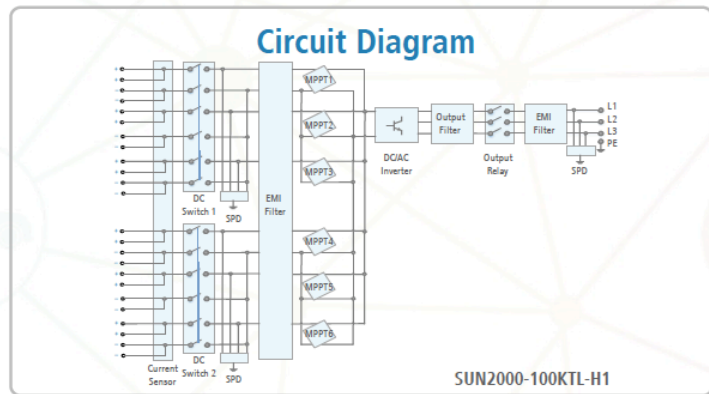
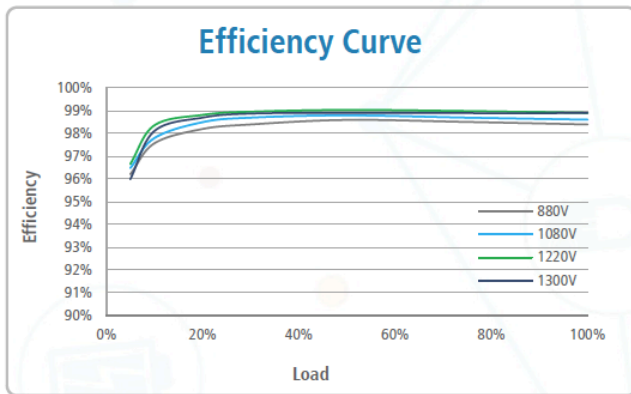
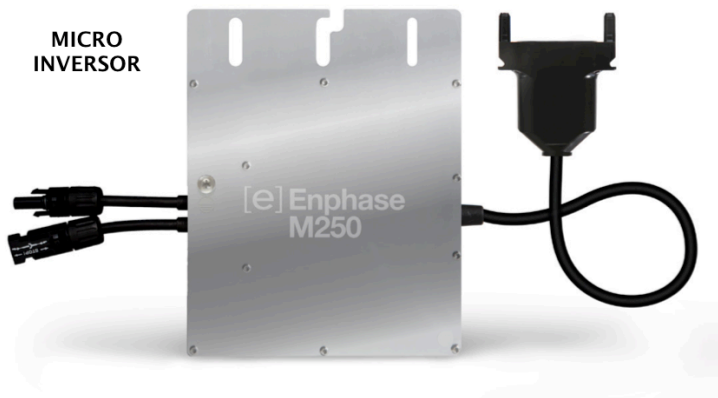


Figura 4.21: Ejemplo ficha técnica de inversor del fabricante Huawei. [57]

- Fabricante: ENPHASE.

Modelo: Enphase M250 Microinverter. Este modelo de micro-inversor tiene las características de ser compacto, productivo, versátil en su desempeño para instalaciones comerciales y residenciales, y es compatible con módulos de 60 hasta 72 células, no necesita el diseño DC, ni el cálculo de la línea, compatible con una gran cantidad de módulos, enfoque en corriente AC, y conexión a tierra integrada.



Microinversor M250 de Enphase

DATOS DE ENTRADA (CC)	MODELOS: M250-60-2LL-S22, M250-60-2LL-S25	MODELOS: M250-72-2LL-S22, M250-72-2LL-S25
Combinación de módulos recomendado ¹	210 - 350+ W	210 - 350+ W
Compatibilidad	Módulos fotovoltaicos de 60 celdas	Módulos fotovoltaicos de 60 y 72 células
Tensión máxima de DC de entrada	48 V	62 V
Tensión máxima de registro de corriente	27 V - 37 V	27 V - 48 V
Intervalo de funcionamiento	16 V - 48 V	16 V - 60 V
Tensión de arranque mínima/máxima	22 V/48 V	22 V/48 V
Corriente de cortocircuito de CC máxima	15 A	15 A
DATOS DE SALIDA (CA)		
Potencia máxima de salida	250 W	
Potencia de salida (continua) nominal	240 W	
Corriente de salida nominal	1,15 A @ 208 V CA 1,0 A @ 240 V CA	
Tensión nominal/intervalo	208 V/183-229 V @ 208 V CA 208 V/211-264 V @ 208 V CA	
Frecuencia nominal/intervalo	60,0/57-61 Hz	
Intervalo de frecuencia extendido ²	57-62,5 Hz	
Factor de potencia	>0,95	
Máximo de unidades por circuito derivado de 20 A	24 (208 V CA trifásico) 16 (240 V CA monofásico)	
Corriente máxima de falla de salida	850 mA RMS para 6 ciclos	
EFICIENCIA		
Rendimiento ponderado del CEC	96,5 %	
Rendimiento máximo del inversor	96,5 %	
Rendimiento estático del MPPT (ponderado, referencia EN50530)	99,4 %	
Consumo de energía nocturno	máximo de 65 mW	
DATOS MECÁNICOS		
Intervalo de temperatura ambiente	-40 a 65 °C	
Dimensiones (An. x Al. x Pr.)	171 mm x 173 mm x 30 mm (sin soporte de montaje)	
Peso	1,6 kg (3,4 lb)	
Refrigeración	Convección natural, sin ventiladores	
Calificación ambiental de la caja	Exterior: NEMA 6	
Tipo de conector	MC4: M250-60-2LL-S22 y M250-72-2LL-S22 Amphenol H4: M250-60-2LL-S25 y M250-72-2LL-S22	
CARACTERÍSTICAS		
Comunicación	Línea eléctrica	
Conexión a tierra integrada	El circuito de CC cumple con los requisitos de los conjuntos de paneles fotovoltaicos sin conexión a tierra en NEC 690.35. La conexión a tierra del equipo se proporciona en el cable Engage. No se necesita una conexión a tierra ni un GEC adicionales. La protección por falla de conexión a tierra (GFP) está integrada en el microinversor.	
Monitoreo	Opciones de monitoreo Enlighten Manager y MyEnlighten	
Descripción del transformador	Transformadores de alta frecuencia están galvánicamente aislados	
Conformidad	UL 2703 reconocido, UL1741/IEEE1547, FCC Parte 15 Clase B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04 y 107.1-01	

1. No hay relación forzada de CC/CA. Vea la calculadora de compatibilidad en enphase.com/es-lac/support/module-compatibility-es-lac.

2. El intervalo de frecuencia puede extenderse más allá del valor nominal si así lo exige el servicio público.

Figura 4.22: Ejemplo de ficha técnica de microinversor del fabricante Enphase. [58]

Algunas especificaciones y fabricantes de Micro-inversores se detallan en la siguiente tabla:

Manufacturer	Model	Input Data (dc)				Output Data (ac)				Warranty	
		Rec. max. PV power (W STC)	Max. input voltage (Vdc)	MPPT voltage range (Vdc)	Max. usable input current (Adc)	Nominal output power (Wac)	Nominal output voltage (Vac)	Max. output current (Aac)	CEC-weighted efficiency (%)		Max. units per 20 A circuit (Aac)
ABB	MICRO-0.25-I	300	65	25-60	10.5	250	208/240	1.2/1.04	96	13/15	10
ABB	MICRO-0.3-I	360	65	30-60	10.5	300	208/240	1.44/1.25	96	11/12	10
ABB	MICRO-0.3HV-I	360	79	30-75	10.5	300	208/240	1.44/1.25	96	11/12	10
APS America	YC250A	310	55	22-45	11.5	250	240	1.04	94	17	10/15
APS America	YC500A ^{1,2}	2 × 310	55	22-45	2 × 11.5	500	208/240	2.4/2.08	95	6/7	10/15
Darfon	MIG240	260	60	24-40	10	220	240	0.92	95	16	25
Darfon	MIG300	300	60	24-40	10	250	240	1.04	95	16	25
Enecsys	SMI-240W-60-UL	260	44	23-35	12	225 ³	240	0.94	93.5	17	20
Enecsys	SMI-480W-60-UL ¹	2 × 250	44	24-35	2 × 11	450 ³	240	1.88	94.5	8	20
Enecsys	24060MP	270	44	24-35	10.4	240 ³	240	1	96	DNR	25
Enecsys	26060MP	295	44	24-35	11.2	260 ³	240	1.08	96	DNR	25
Enecsys	28060MP	315	44	24-35	12.3	280 ³	240	1.17	96	DNR	25
Enecsys	30060MP	335	44	24-35	13.1	300 ³	240	1.25	96	DNR	25
Enphase Energy	M215	270	48	27-39	10	215	208/240	1.1/0.9	96.5	25 ⁴ /17	25
Enphase Energy	M250	300	48	27-39	9.8	240	208/240	1.15/1	96/96.5	24 ⁴ /16	25
iEnergy	GT260-USA	265	59	25-50	10	230	240	0.96	92	17	10/15, 20, 25
ReneSola	Replus-250A	250	60	22-55	14	225 ³	240	1	95	15	25
ReneSola	Replus-250B	250	60	22-55	14	217 ³	208	1.2	95	12	25
SMA America	Sunny Boy 240-US	250	45	23-32	8.5	240	240	1	96	12	10/15, 20, 25
SolarBridge	Pantheon II P250LV	280	48	18-37	10	238	208/240	1.14/0.99	95	24 ⁴ /16	25
SolarBridge	Pantheon II P250HV	280	64	25-50	7.5	238	208/240	1.14/0.99	95	24 ⁴ /16	25

4.4.5 Inversores monofásicos en aplicaciones trifásicas

Naturalmente, podemos seleccionar inversores del tipo monofásicos o trifásicos según sea lo requerido, y estos se comprarían con estas especificaciones. No obstante, a partir de inversores únicamente monofásicos (de una o dos líneas vivas a su salida) se pueden implementar aplicaciones trifásicas realizando combinaciones en un tablero dedicado para los estos inversores. En estas aplicaciones es muy importante el balanceo de los inversores en las 3 fases.

Los inversores de la marca Sunny Boy dan algunas configuraciones para tensiones de red deseadas, así:



Figura 4.23: Especificaciones de configuraciones de tensiones, inversores Sunny Boy. [59]

De la misma forma, otros fabricantes en sus fichas de instalación de inversores especifican las configuraciones que se pueden realizar con ellos. Ejemplos de configuraciones:

- Inversores monofásicos (1 línea-neutro)

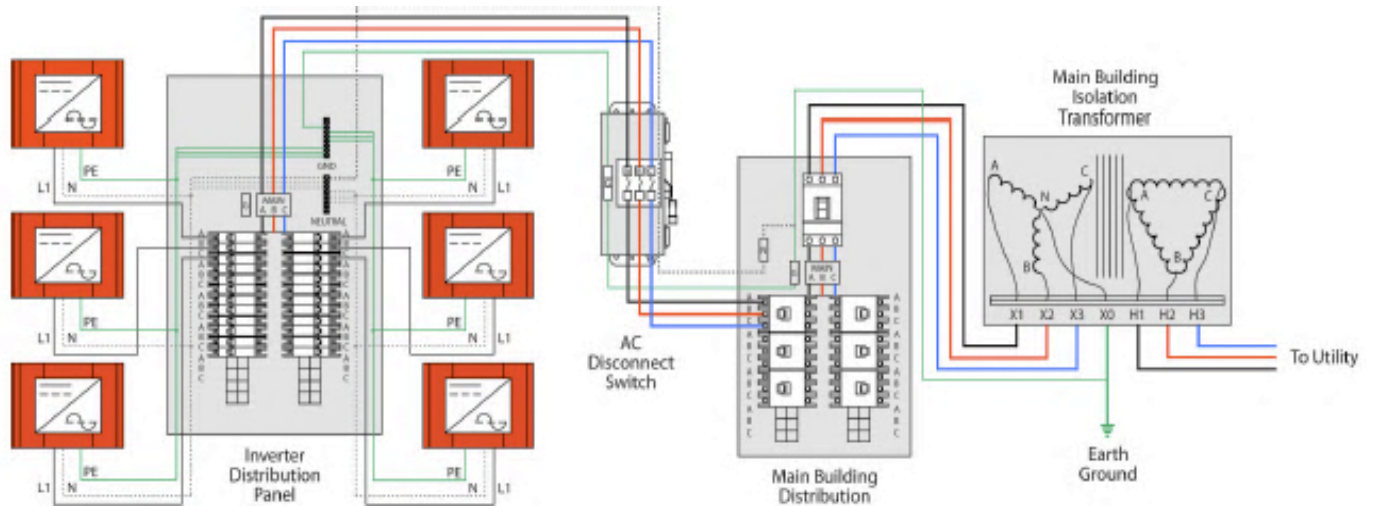


Figura 4.24: Inversores monofásicos en aplicaciones trifásicas (1 línea-neutro)

En la Figura 4.24, se ha generado una aplicación trifásica a partir de 6 inversores monofásicos de 1 sola línea y neutro, la llegada al tablero trifásico para los inversores permite que se distribuyan las fases, así para el primero esta conectado entre fase A y N, el siguiente en B, N, y el tercero en C, N, de la misma manera los otros 3 inversores del lado derecho. Un único MAIN (interruptor principal del tablero) obtiene las 3 líneas y las dirige a otro tablero trifásico que es el tablero general de distribución.

- Inversores monofásicos (2 líneas- neutro)

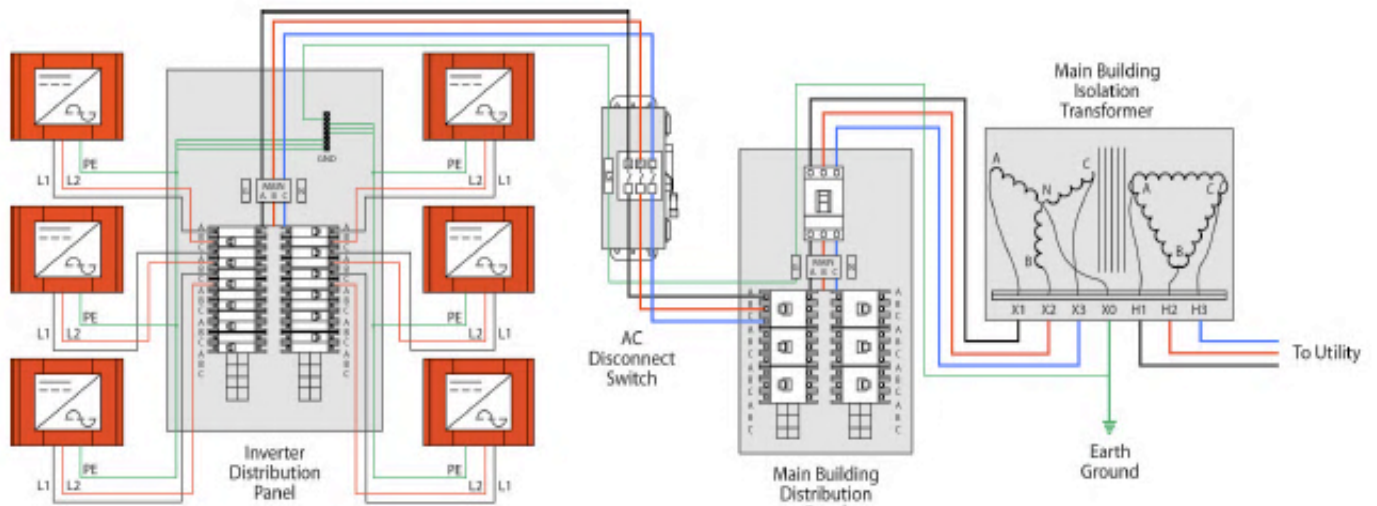


Figura 4.25: Inversores monofásicos en aplicaciones trifásicas (2 líneas-neutro)

En la Figura 4.25, se ha generado una aplicación trifásica a partir de 6 inversores monofásicos de 2 sola líneas y neutro, de igual forma se la llega al tablero trifásico para los inversores permite que se distribuyan las fases, así para el primero esta conectado entre fase A y B, el siguiente en C, A y el tercero en B, C, de la misma manera los otros 3 inversores del lado derecho. Un único MAIN obtiene las 3 líneas y las dirige a otro tablero trifásico que es el tablero general de distribución.²⁶

²⁶ Muchos inversores poseen un transformador de aislamiento galvanico interno, lo que facilita la conexión a diversos niveles de tensión entre línea y línea, o línea y neutro

4.5 Dimensionamiento de un SFVCR

Para sistemas conectados a la red, los escenarios de diseño son variables y extensos, y la mayoría pueden partir de diferente forma, ninguno es igual a otro, mencionaremos a continuación algunos ejemplos de sistemas conectados a la red:

- Los SFVCR mas generales, su diseño parte de una potencia a instalar Watts-pico (W_p) en DC, o una potencia generada requerida (Watts) en AC, cualquiera sea el caso, se le pedirá al diseñador, que cumpla la potencia requerida. Así, por ejemplo, se le dirá: “Se necesita una planta de 100 kW_p instalados” el diseñador tendría que ser capaz de diseñar un sistema que cumpla los 100 kW_p en el generador fotovoltaico (en cantidad de módulos). O en su contra parte se le puede decir que: “Se necesita una planta fotovoltaica que cumpla con 100 kW generados, en este caso se refiere a que en el lado AC debe cumplir esa cantidad de potencia”, pero en este último se tomará como referencia la salida fotovoltaica del inversor o inversores, como potencia de generación, debido a que se esta hablando de kW en AC. Por lo tanto, en ambos casos el diseño comenzará a partir de una potencia requerida, y el espacio o terreno disponible para cumplir no deberá ser impedimento, ya que se debe de contar con el espacio suficiente.
- Por el contrario, al sistema anterior, otro tipo de SFVCR será aquel que no dependen de la potencia requerida, si no aquel que dependerá de las limitaciones del terreno o edificación a donde se instalará el sistema, en estos casos se pedirá: “se requiere instalar un sistema fotovoltaico en la siguiente edificación de área (m^2 , km^2 , hectáreas, etc.), con la mejor optimización posible y generación óptima del sistema”. Se observa aquí que el diseño se debe adaptar al área disponible efectiva.
- También se tienen aquellos SFVCR, donde se tiene disponible el área necesaria, pero se requiere para autoconsumo en su totalidad en el lugar de la instalación, en estos casos, estará limitado por la norma: “²⁷NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES” SIGET ACUERDO 367-E-2017. Art 8 y 9. La cual es para usuarios UPR (Usuario Productor Renovable) y El cuál depende de la potencia máxima demandada por la carga de la edificación (kW) y la energía máximo consumo mensual (kWh/mes). En estos problemas, se introduce un nuevo parámetro “**Índice de Producción Final**” (Y_f), el cual es la relación que existe entre los kWh y kW_p , en El Salvador este parámetro es variable entre 1500-1654 kWh/ kW_p , normalmente se puede tomar el promedio entre ambos valores.
- Otros SFVCR, son aquellos donde se requiere generar anualmente una potencia proyectada parcial del consumo de la edificación donde se instalará, la cual se ve reflejado en la facturación de energía, es estos caso se diría: “Se desea abastecer por medio de un SFVCR un 50% o 30% de la facturación de energía consumida en la edificación mensualmente, para disminución de los costos de facturación” en estos casos a diferencia de los otros, se partirá del consumo mensual kWh/mensuales. Si se trata de usuarios UPR, entonces también estará limitado por la “NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES” SIGET ACUERDO 367-E-2017. Art 8 y 9. El cuál tomará en cuenta siempre la potencia máxima demandada.

La variabilidad de SFVCR y por donde se partirá con el diseño, dependerá de lo que se pide, por lo que no hay criterios o procedimientos fijos a seguir para todos los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Sin embargo, se pueden generalizar algunos, pero en el desarrollo de cada sistema podrá variar depende lo que se requiera.

²⁷ **Nota:** la “NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES” SIGET ACUERDO 367-E-2017”, como se sabe, toma en cuenta la promedio de la potencia máxima demandada por el usuario dada en (kW) en el mes y el promedio del consumo de energía en el mes (kWh/mes). Sin embargo, es un error de la normativa a la hora de evaluar los proyectos fotovoltaicos bajo esta norma, decir que: el promedio mensual de la potencia máxima demandada por el usuario en (kW), será la potencia del generador fotovoltaico a instalar en (kW_p). Se hace incapié en este documento que la potencia del generador fotovoltaico en (kW_p) puede ser mayor (casi siempre lo es) que la potencia máxima demandada en (kW), debido, a que la potencia del generador fotovoltaico en DC no es equivalente a la potencia demandada en AC. Por lo tanto se tratará la potencia de salida del inversor o inversores, como la potencia que deberá acoplarse para cumplir la normativa ACUERDO 367-E-2017.

Criterios y procedimiento de dimensionamiento de un SFVCR.

- El dimensionamiento de un SFVCR, parte de la determinación de la potencia necesaria a instalarse, y esta a su vez dependerá de los módulos fotovoltaicos elegidos en cuanto a su potencia (P) y tensión de circuito abierto (Voc), si los módulos fotovoltaicos se conectan en serie, estos no deben sobrepasar la tensión máxima que soporta la entrada del inversor a su entrada. En los casos que lo amerite, el Voc debe ajustarse con la temperatura, multiplicando por el correspondiente factor de variación de Voc con la Temperatura, el cual es (β_{VOC}).
- En muchos de los diseños de SFVCR, pueden ocuparse software de cálculo, los cuales la mayoría de veces son suministrados por compañías dedicadas a la venta de equipos de inversores.

A continuación, se presentará un procedimiento de análisis mediante fórmulas matemáticas a utilizar para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red:

- 1- Como primer paso en todo sistema fotovoltaico, se necesitarán los datos de temperatura registrados en el lugar de la instalación, en base a ellos se hará el análisis de variaciones de temperatura en los módulos fotovoltaicos y como consecuencia el aumento o disminución de los voltajes de circuito abierto, ya que estos dependen de la temperatura.

Datos de temperaturas promedios, máximas y mínimas en EL Salvador, según el informe SNET (Servicio Nacional de Estudios Territoriales) anual 2015.

La temperatura máxima es: 37.0 °C (registrada en la estación meteorológica, puente Cuscatlán, San Vicente).

La temperatura mínima es: 12.3 °C (registrada en la estación meteorológica del SNET Las pilas, Chalatenango).

La temperatura promedio es: 24.2 °C (media anual para el año 2015 medida por las 24 estaciones meteorológicas ubicadas en los diferentes puntos de El Salvador).

En este caso para comenzar el dimensionamiento de un SFVCR necesitaremos los valores máximos y mínimos del lugar de la instalación, por lo que siendo conservadores para nuestro país podemos tomar valores de 12 °C para temperatura mínima y 40 °C como temperatura máxima.

- 2- Recoger los datos de la ficha técnica de los módulos a instalar. Utilizar la ecuación (3.7) de análisis para Temperatura de la celda en condiciones de trabajo NOCT O TONC.
 - Irradiancia: $G = 800 \text{ W/m}^2$ con incidencia normal.
 - Temperatura ambiente: $T_a = 20^\circ\text{C}$.
 - Masa de aire: $AM = 1.5$.
 - Velocidad del viento: $v_v = 1 \text{ m/s}$

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20^\circ\text{C}}{800}$$

El valor de la TONC suele estar incluido dentro de la información que el fabricante de los módulos recoge en su ficha técnica. No obstante, un valor de 45-47 °C es aceptable para un amplio rango de módulos fotovoltaicos.

Realizando el análisis para $T_a = 12^\circ\text{C}$ y $T_a = 40^\circ\text{C}$ y radiación promedio para el salvador 1000 W/m^2 .

$$T_{C \max} = T_a + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20}{800} = 40 + 1000 \cdot \frac{46 - 20}{800} = 72.5^\circ\text{C}$$

$$T_{C_{\min}} = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} = 12 + (0) \cdot \frac{46 - 20}{800} = 12 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Tener en cuenta que, para la temperatura mínima, normalmente son registradas en horas cuando amanece, por lo que en ese momento la radiación es prácticamente cero.

- 3- Realizar el análisis de variaciones de Voc y Vmp de los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta los resultados de temperatura del literal anterior. Así:

Calculo de Voc, Vmp, e Isc considerando el rango de temperatura en el lugar de 12 °C – 72.5 °C.

$$Voc_{\max}(^{\circ}T_{C_{\min}}) = Voc + \frac{\beta_{Voc}}{100} * Voc * (T_{C_{\min}} - 25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Ecu. 4.2}$$

$$Voc_{\min}(^{\circ}T_{C_{\max}}) = Voc + \frac{\beta_{Voc}}{100} * Voc * (T_{C_{\max}} - 25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Ecu. 4.3}$$

$$Vmp_{\max}(^{\circ}T_{C_{\min}}) = Vmp + \frac{\gamma_{mp}}{100} * Vmp * (T_{C_{\min}} - 25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Ecu. 4.4}$$

$$Vmp_{\min}(^{\circ}T_{C_{\max}}) = Vmp + \frac{\gamma_{mp}}{100} * Vmp * (T_{C_{\max}} - 25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Ecu. 4.5}$$

$$Isc_{\min}(^{\circ}T_{C_{\min}}) = Isc + \frac{\alpha_{Isc}}{100} * Isc * (T_{C_{\min}} - 25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Ecu. 4.6}$$

$$Isc_{\max}(^{\circ}T_{C_{\max}}) = Isc + \frac{\alpha_{Isc}}{100} * Isc * (T_{C_{\max}} - 25^{\circ}\text{C}) \quad \text{Ecu. 4.7}$$

- 4- Recogemos la ficha técnica del inversor seleccionado para el diseño de nuestro sistema fotovoltaico, leemos los datos de entrada DC del inversor, y procedemos a calcular el número de módulos fotovoltaicos por String que podrán ser conectados al inversor de la siguiente manera:

$$\# \text{ Max MFV/string} = \frac{V_{\max \text{ operación inversor}}}{Voc_{\max} \text{ módulo}} \quad \text{Ecu. 4.8}$$

$$\# \text{ Min MFV/string} = \frac{V_{\text{start inversor}}}{Voc_{\min} \text{ módulo}} \quad \text{Ecu. 4.9}$$

$$\# \text{ Max MFV/string en MPPT} = \frac{Vmp_{\max} \text{ inversor}}{Vmp_{\max} \text{ módulo}} \quad \text{Ecu. 4.10}$$

$$\# \text{ Min MFV/string en MPPT} = \frac{Vmp_{\min} \text{ inversor}}{Vmp_{\min} \text{ módulo}} \quad \text{Ecu. 4.11}$$

Generalmente , la selección del numero de módulos que estarán conectados por string, estará definido por el intervalo entre el número mínimo de MFV/string en MPPT y el numero máximo de MFV/string, la combinación de la ecuación (4.7) y (4.10), debido a que en ellos se estaría cumpliendo que no sobrepasaríamos la máxima tensión DC soportada por el inversor, pero también cumpliríamos estar en un rango de operación de MPP obteniendo el mejor rendimiento del inversor, es decir con ambos logramos operación mas óptima del inversor.

5- Cálculo del número de módulos por inversor y el número de strings por inversor²⁸. En este caso leemos la potencia máxima DC que el inversor es capaz de soportar a la entrada. Entonces:

$$\# \text{ MFV/INVERSOR} = \frac{\text{Potencia max DC inversor}}{\text{Potencia DC módulo}} \quad \text{Ecu. 4.12}$$

$$\# \text{ STRING /INVERSOR} = \frac{\# \text{ MFV/INVERSOR}}{\# \text{ MFV/STRING}} \quad \text{Ecu. 4.13}$$

Calculo de String/Inversor, para varias entradas de MPPT.

$$\# \text{ MFV/ENTRADAS MPPT DEL INVERSOR} = \frac{\# \text{ MFV/INVERSOR}}{\# \text{ ENTRADAS MPPT}} \quad \text{Ecu. 4.14}$$

$$\# \text{ STRING/ENTRADA MPPT} = \frac{\# \text{ MFV/ENTRADAS MPPT DEL INVERSOR}}{\# \text{ MFV/STRING}} \quad \text{Ecu. 4.15}$$

Un paso extra, es en aquellos casos donde el inversor aparte de tener una o varias entradas de MPPT, cada entrada de MPPT, tiene varias entradas de conexión de Strings, por ejemplo, para un inversor de 1 MPPT, puede tener 4 entradas DC que internamente en el inversor están unidas a esa única MPPT. Por lo que se debe tener el cuidado que cuando se calcula el número de string/inversor y por cada MPPT, las strings resultante deben cumplir que el inversor tiene las entradas necesarias DC para aceptar las Strings resultantes del cálculo.²⁹

6- Determinación del número de inversores a instalar en el SFVCR.

La cantidad de inversores que se podrán instalar en una instalación fotovoltaica, podemos calcularla de dos formas, así:

- La primera se basa en la potencia pico de la instalación fotovoltaica (la potencia DC instalada en el generador fotovoltaico), y la potencia máxima de entrada que es capaz de soportar el inversor. Entonces se calculará de la siguiente manera:

$$\# \text{ INVERSORES} = \frac{\text{Potencia pico del Generador fotovoltaico.}}{\text{Potencia maxima del inversor a la entrada (DC)}} \quad \text{Ecu. 4.16}$$

Por ejemplo: Se requiere una instalación fotovoltaica conectada a la red de 100 kWp, y se tiene inversores de 10 kW AC a la salida, y a la entrada una potencia máxima de 11500 Wp en DC. El cálculo del número de inversores a instalar se realizaría así:

$$\# \text{ INVERSORES} = \frac{100 \text{ kWp}}{11500 \text{ Wp}} = 8.69 \cong 9 \text{ Inversores}$$

- La segunda forma se basa potencia que se quiere producir. Es decir, la potencia en AC que se quiere estar generando cuando se este en condiciones de irradiancia máxima y clima despejado. Entonces se calculará de la siguiente manera:

$$\# \text{ INVERSORES} = \frac{\text{Potencia en AC generados}}{\text{Potencia AC del inversor}} \quad \text{Ecu. 4.17}$$

²⁸ Para inversores que tienen una única entrada de MPPT el cálculo de string es simple y se calcula con las primeras ecuaciones (4.12) y (4.13), para inversores con varias entradas de MPPT, es necesario utilizar (4.12) (4.13) y (4.14).

²⁹ En el apartado de ejercicios de este capítulo, podremos abordar con mas claridad el número de String/inversor y sus conexiones DC disponibles en el inversor.

Por ejemplo: Se requiere una instalación fotovoltaica que cumpla una demanda de 20 kW, cuando se tenga las condiciones de cielo despejado e irradiancia máxima. Se tienen inversores de 5 kW. El calculo del número de inversores a instalar se realizará así:

$$\# \text{ INVERSORES} = \frac{20 \text{ kW}}{5 \text{ kW}} = 4 \text{ Inversores}$$

4.6 Configuraciones y arreglos típicos de SFVCR

Los SFVCR, constituyen una de las mayores aplicaciones de sistemas de generación de energía en el mundo. La variabilidad de configuraciones de SFV se debe a los requerimientos en la aplicación que se desea. Naturalmente podemos distinguir dos tipos de configuraciones: **SFVCR conectados a la red primaria** (redes de alta tensión) y **SFVCR conectados a la red secundaria (baja tensión)**.

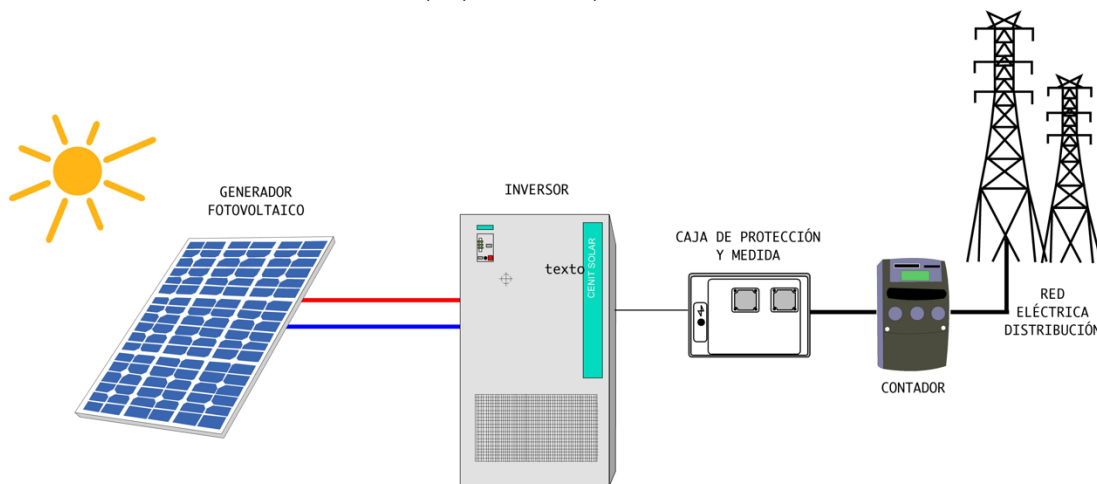


Figura 4.26: SFV conectado a red secundaria. Esquema básico.

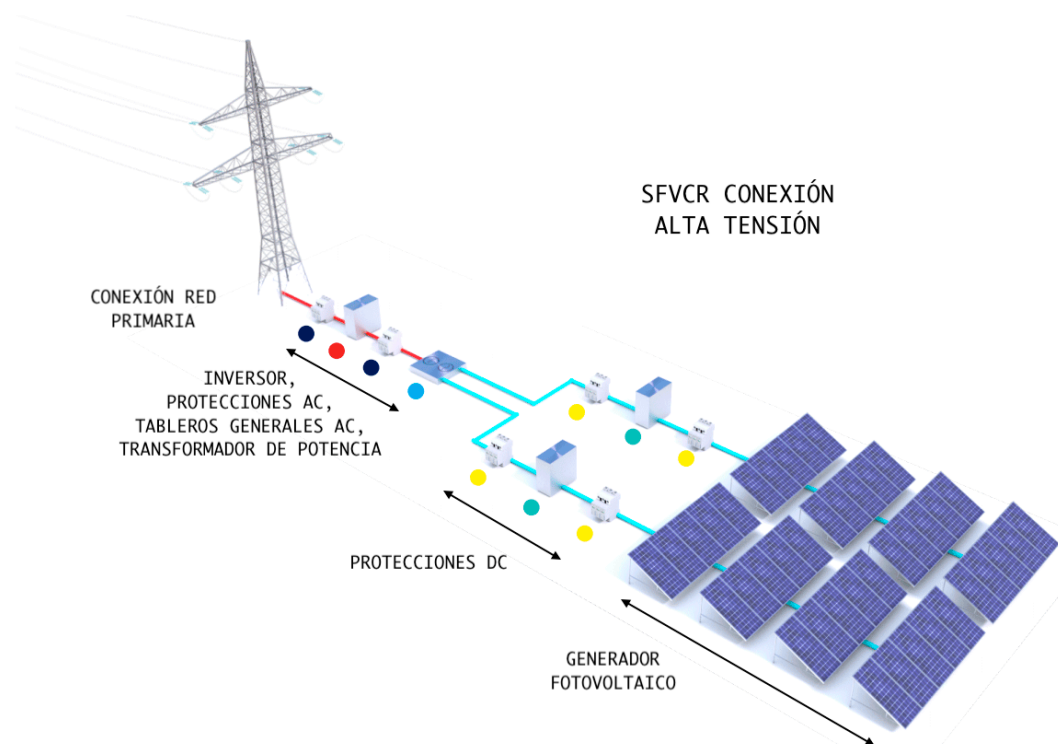


Figura 4.27: SFV conectado a red primaria. Esquema básico.

Algunos ejemplos típicos de sistemas conectados a la red, son los siguientes:

- 1- Una planta solar fotovoltaica por un productor independiente generando kW o MW de potencia, inyectándola a la red de alta tensión, para ser comercializada en el mercado mayorista o minorista. Energía para negocio.
- 2- Sistema conectado a Red para auto-consumo fabricas, oficinas y residencias.
- 3- Una mini-Red en poblaciones aisladas, supliendo parte de la potencia consumida en ellas, e inyectando el resto en sus cercanías.

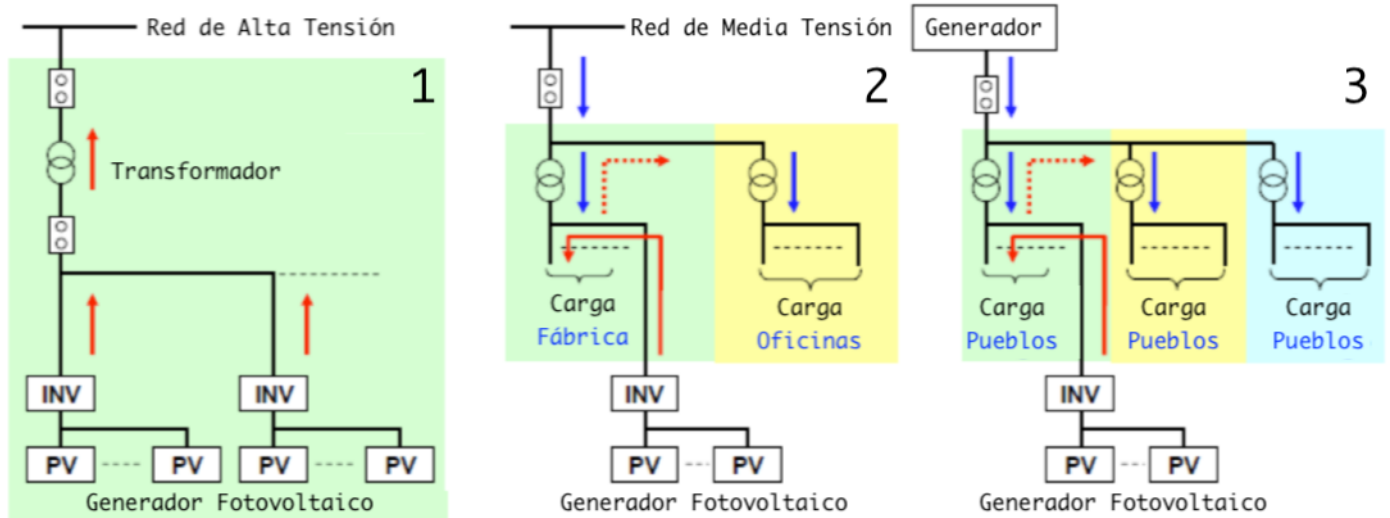
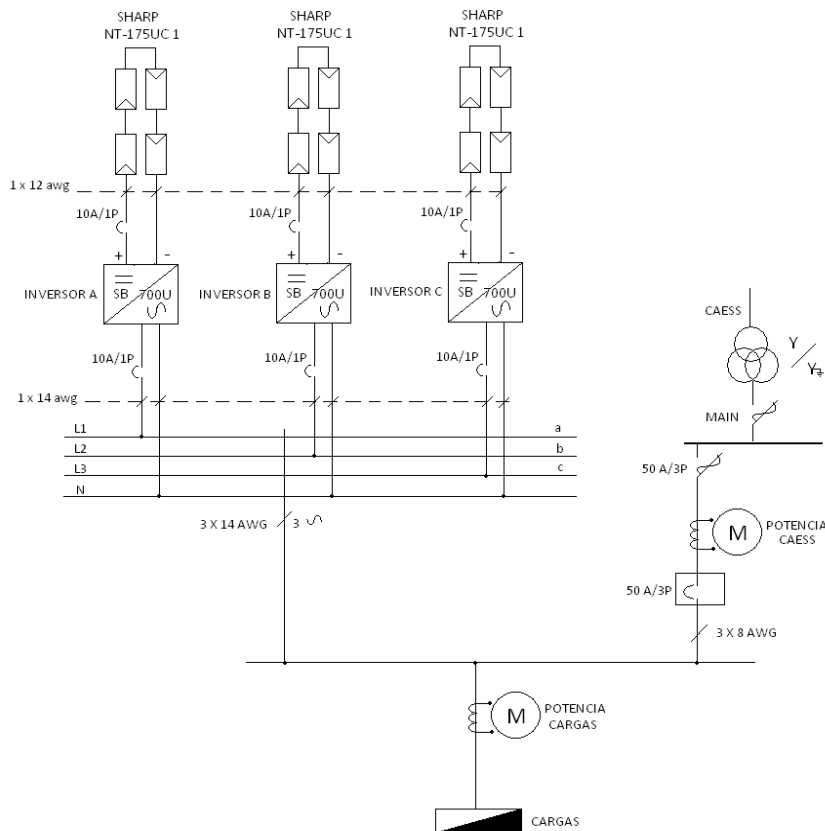


Figura 4.28: Esquemas típicos de configuraciones de SFVCR.

Ejemplo de SFVCR en la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de El Salvador.



Este sistema fotovoltaico, esta construido con 3 arreglos de 4 paneles mono-cristalinos, 175 W cada uno conectado a un inversor de la familia Sunny Boy de 700 W, haciendo un total de potencia de 2.1 kW inyectándose a la red eléctrica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica en la Universidad de El Salvador.

Figura 4.29: Unifilar SFVCR en la Escuela de Ingeniería Eléctrica, UES.

Arreglos típicos de SFVCR.

1- Sistema interconectado de alimentación para largas distancias a kV o MV.

Trataremos, la configuración en la que se tiene que llevar la energía de la planta generadora a largas distancias de recorrido, para ellos es normal instalar transformadores elevadores de voltaje en donde se encuentra el sistema fotovoltaico, y utilizar alimentadores en red de distribución o transmisión hasta el siguiente punto donde se requiere llevar la energía, en ese lugar se opta por el montaje de un segundo transformador para reducir el voltaje al requerido por las edificaciones. La Figura 4.30, muestra un sistema con una distancia de separación de 2000 pies para el consumo de la energía.

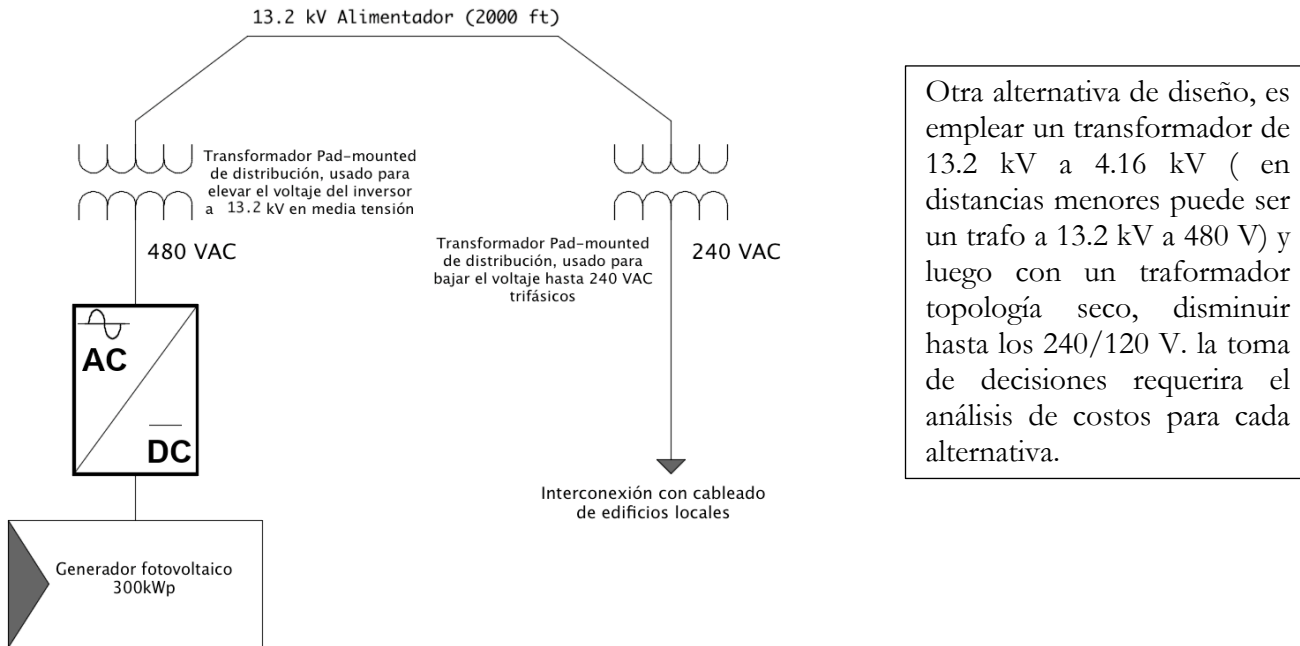


Figura 4.30: Esquema de una interconexión a largas distancias.

2- Sistemas fotovoltaicos radiales y en anillo (abierto o cerrado) conectados a la red.

Sistemas radiales.

Su principio de funcionamiento es de una sola vía de alimentación. Esto significa que, cualquier punto de consumo en tal estructura, sólo puede ser alimentado por un único posible camino eléctrico. Por lo general se implementa para sistemas de pequeñas y medias potencias de generación. Contiene la esencia de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

La Figura 4.31, muestra un sistema radial, con dos sistemas de generación cada uno de 250 kWp, conectados a un Switchgear, a una red de 13.2 kV en distribución.

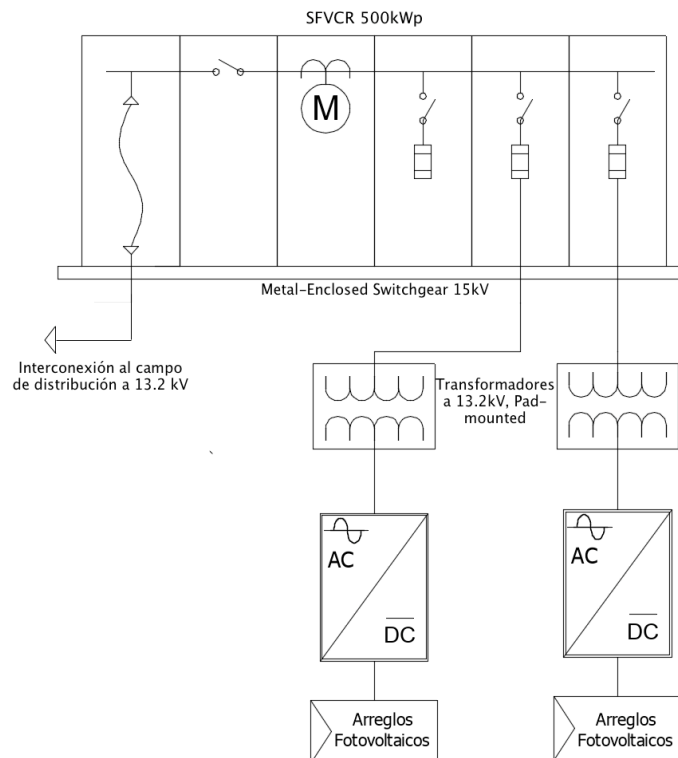


Figura 4.31: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado radial.

Sistemas en anillo.

La red en anillo o en bucle puede ser abierta o cerrada. un anillo cerrado se alimenta desde dos o más sitios cerrando un anillo, se necesita de interruptores los cuales se insertarán entre los transformadores para garantizar la desconexión en caso de fallo. La ventaja principal es que ante una avería de un transformador, inversor o cualquier otro equipo de una unidad de producción del SFV, la producción de energía se sigue realizando por parte de las otras unidades, garantizando la continuidad del servicio. Por otra parte, un anillo abierto, no es nada mas la apertura de un interruptor de un anillo cerrado o la no conjetura con la otra parte del anillo, teniendo así un corte y un anillo no completado. Estas redes son más complejas y más difíciles de proteger eléctricamente. Es común ver estos arreglos en sistemas de media y gran potencia.

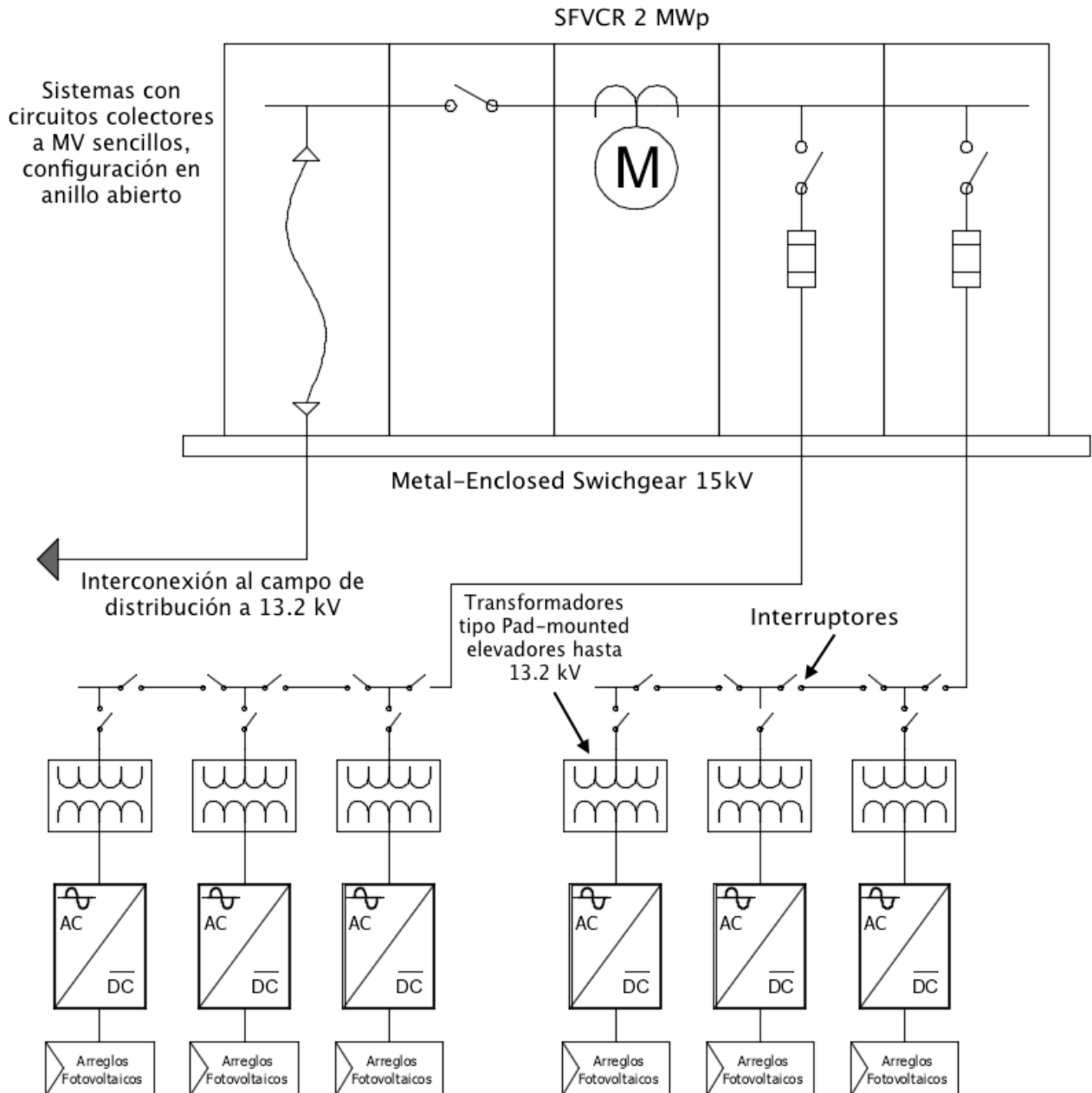


Figura 4.32: Esquema de un SFVCR a MV sencillos, en una configuración en anillo abierto.

El sistema fotovoltaico es de una potencia de 2 MWp, emplea dos circuitos 13.2 kV, para recolectar la energía proveniente de 3 inversores con transformadores tipo Pad-Mounted en anillo abierto, todos los interruptores permanecen cerrados, en caso de falla en una unidad del sistema este se desconecta y el resto sigue en producción, se emplea un switchgear con 5 celdas para alojar las protecciones de fusibles, medición y conexión con la red eléctrica.

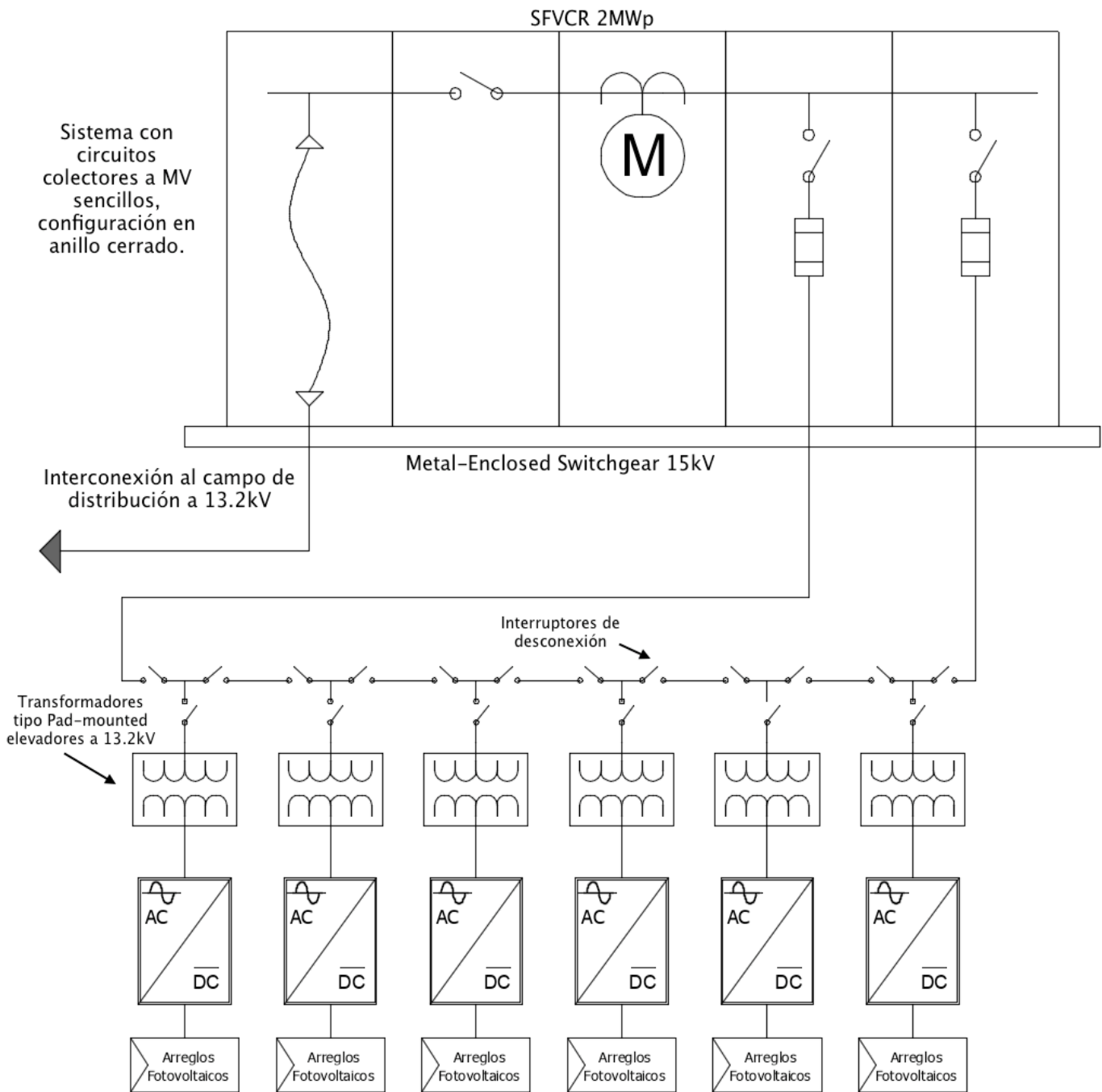


Figura 4.33: Esquema de un SFVCR a MV sencillos, en configuración en anillo cerrado.

Al igual que el anillo abierto, este sistema de 2 MWp, completa un anillo cerrado cuando todos sus interruptores permanecen cerrados, la energía se inyecta por dos recorridos, al ocurrir una falla en alguna unidad, puede desconectarse, y seguir en producción con el resto de unidades.

Sistemas con múltiples anillos.

En sistemas fotovoltaicos de potencias mas grandes, es común implementar múltiples anillos interconectados, lo cual nos llevan a siempre a tener sistemas mucho mas confiables y eficientes, sin embargo, su aplicación con lleva a realizar los estudios de costos, debido a su complejidad que requiere para poder proteger estas redes eléctricamente.

SFVCR 10 MWp en conexión de anillo cerrado múltiple a 46kV

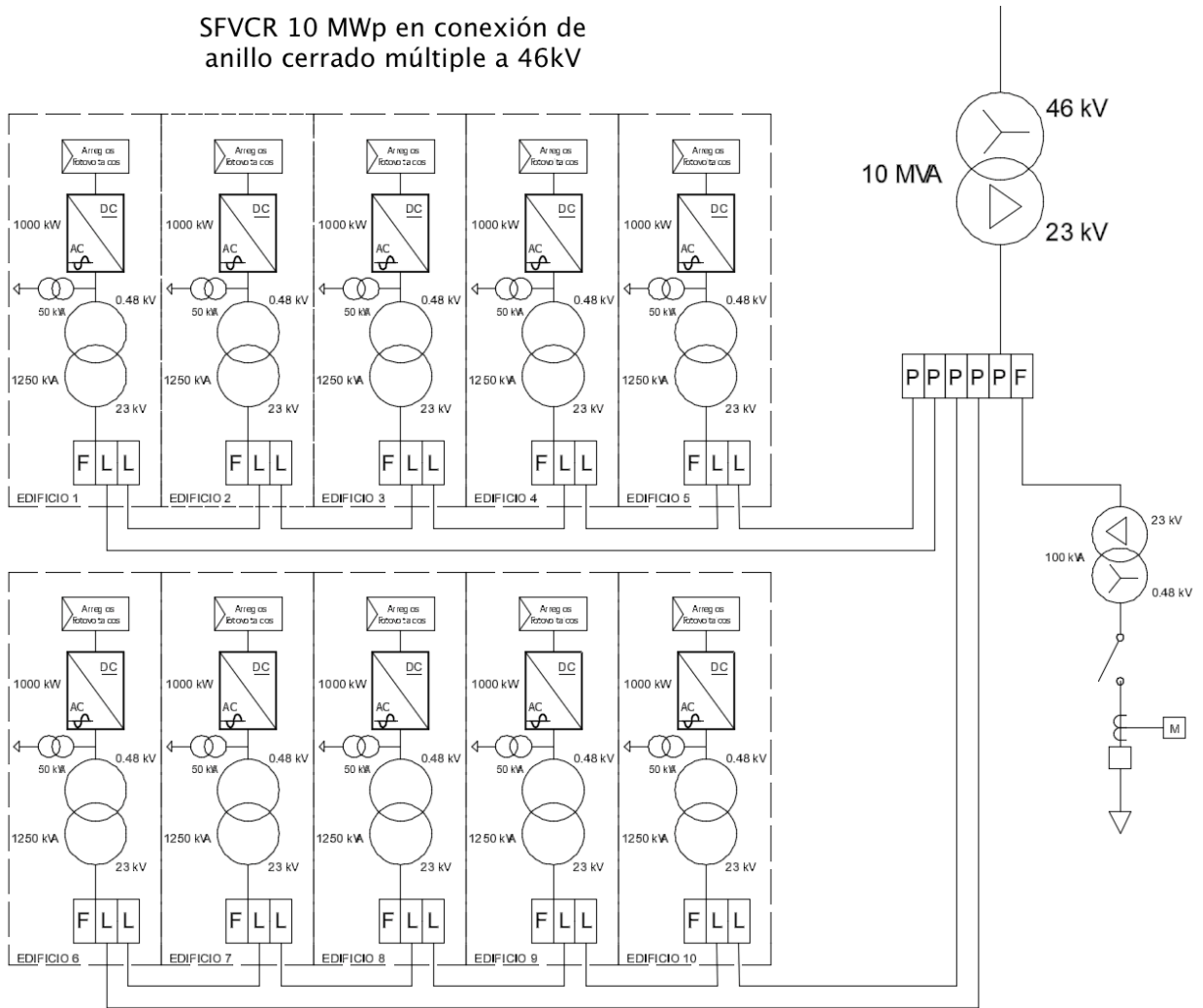


Figura 4.34: Esquema de un SFVCR en conexión de anillos múltiples a 46 kV

4.7 Protecciones en aplicaciones fotovoltaicas.

Un sistema fotovoltaico se complementa con un sistema de protecciones DC y AC. El generador fotovoltaico en sus strings de MFV, se protegen con fusibles, diodos de paso o bloqueo, como ya lo hemos visto anteriormente en los capítulos.

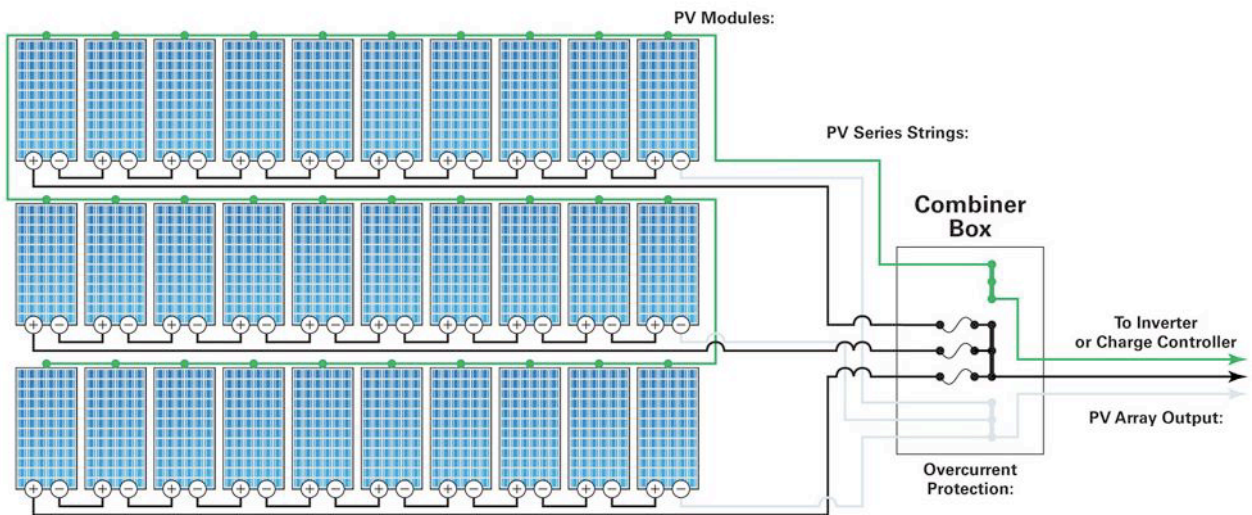


Figura 4.35: Diagrama de conexiones en combiner box. [53]

[53] Las cajas de conexiones DC (Combiner Box)³⁰, se deben instalar de forma segura, fijadas mecánicamente a una pared, estructura o soporte, y situadas en lugares accesibles de fácil manejo. Deberán cumplir la norma IEC 61439-1 y deberán contar con los siguientes elementos:

- a) Seccionador bajo carga.
- b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
- c) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string. (dependerá del criterio de diseño antes del NEC 2017, o después de la aplicación de la nueva normativa NEC 2017)
- d) Fusibles o interruptores automáticos en DC, polos positivos, por cada string.
- e) Bornes de conexión DC para línea colectora hacia el inversor.
- f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- g) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
- h) El tablero DC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

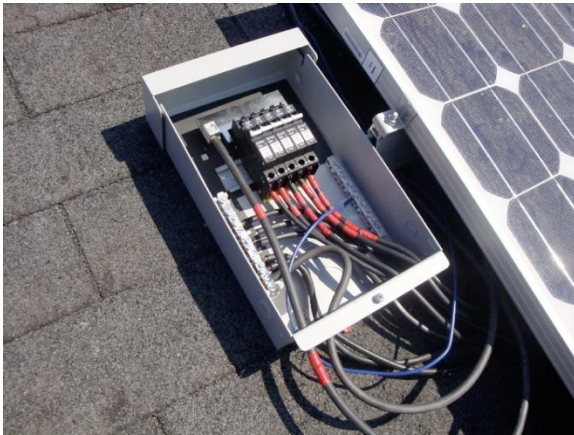


Figura 4.36: Representación de una caja de conexiones de un generador fotovoltaico. [53]

[53] Una vez, instalados las protecciones de diodos de paso o bloqueo en el generador, y finalizada la instalación de conexiones DC, se procede a proteger el restante de los equipos del SFV. Para ello dispondremos de las siguientes protecciones:

- Dispositivos de protección contra sobrecorriente.
- Medios de desconexión.
- Descargadores de sobretensión/Supresores.
- Protecciones contra descargas atmosféricas.
- Protecciones diferenciales de falla a tierra en sistemas fotovoltaicos aterrizados.
- Protecciones y consideraciones en sistemas fotovoltaicos no aterrizados. (flotantes)
- Protecciones en conexiones a la Red (AC)

³⁰ Más información sobre Combiner Box, puede consultarse la referencia [53] sobre requerimientos de instalación y seguridad.

4.7.1 Dispositivos de protección contra sobrecorrientes

Según norma [53] Definiciones:

1. **Corriente de los circuitos de la fuente fotovoltaica o unidad de generación fotovoltaica:** La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1.25 veces.
2. **Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica:** La corriente máxima será la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo calculado en la definición vista anteriormente.
3. **Corriente de los circuitos de entrada del inversor:** La corriente máxima será la corriente de entrada de régimen permanente del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.
4. **Corriente del circuito de salida del inversor:** La corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor (La corriente a la potencia nominal del inversor).

Indispensablemente, todos los circuitos de corriente del SFV deben contar con su respectiva protección contra sobrecorriente, tanto para el la de corriente continua, como el lado de corriente alterna. Los conductores y los dispositivos de protección contra sobrecorrientes deben ser dimensionados de modo de que conduzcan como mínimo 1.25 veces las corrientes máximas calculadas en la definición (1).

Los dispositivos de protección de sobrecorriente de los circuitos de fuente o salida fotovoltaica deben seleccionarse como 1.56 veces la corriente de cortocircuito de la cadena o arreglo fotovoltaico que protege. Para el circuito de salida del inversor con 1.25 veces la corriente nominal de éste.³¹

Se permite usar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del valor nominal inmediato superior a la capacidad de conducción de corriente calculada. El valor nominal o ajuste de los dispositivos de sobrecorriente se permitirá de acuerdo con el NEC 240.4 (B) y (C).

$$I_{\text{fuse}} = I_{\text{sc}} \times 1.56 \quad \text{Ecu. 4.18}$$

O también:

$$I_{\text{fuse}} = \frac{I_{\text{sc}}}{0.8 \times 0.8} \quad \text{Ecu. 4.19}$$

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, como fusibles o los interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte de CC de un sistema fotovoltaico de alimentación, deben estar listados para su uso en circuitos CC y deben tener los valores nominales adecuados de tensión, corriente y valor de interrupción (corrientes de falla).

Los fusibles en el lado CC deberán cumplir con la norma IEC 60269-6, deberán ser seleccionados según los criterios anteriormente mencionados, y ser capaces de disipar potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.

Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947-2 o IEC 60947-3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.

³¹ Nota: la corriente máxima calculada en la definición (1) y el factor de multiplicación para conductores y protecciones contra sobrecorriente de 1.25 veces la corriente máxima, la multiplicación de ambos es como resultado 1.56. El dimensionamiento de las protecciones de los circuitos de fuente y salida fotovoltaicos se considera un factor de 1.25 que representa el margen de seguridad ante sobrecorrientes en carga continua (corriente máxima), el segundo factor de 1.25 es considerado por los incrementos en la irradiancia solar que superan el valor estándar de 1000 W/m².

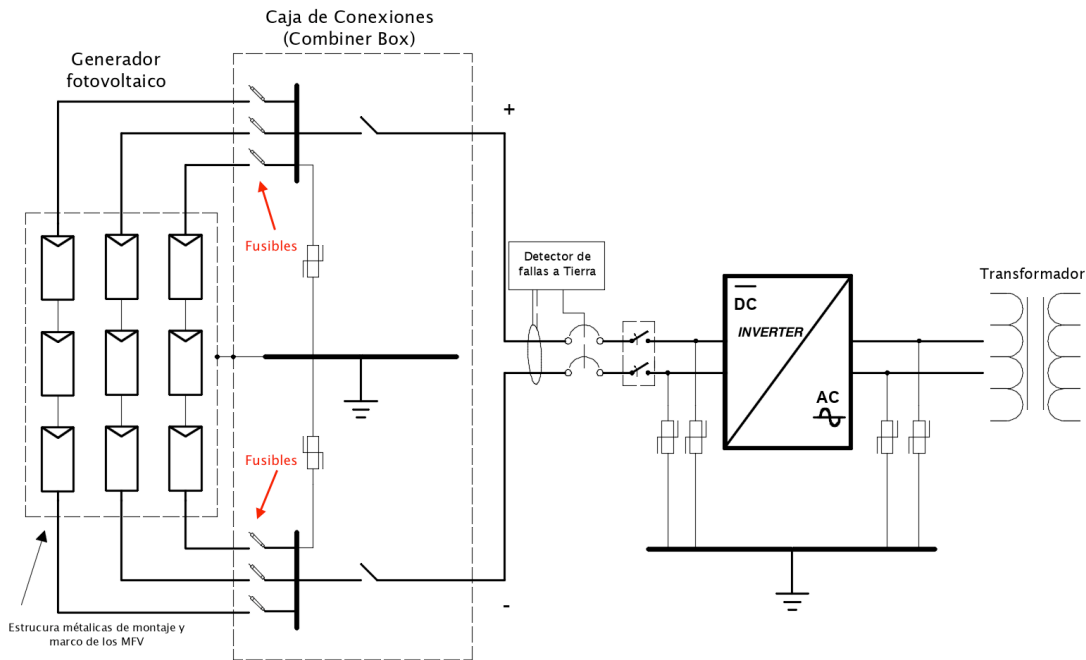


Figura 4.37: Instalación de fusibles en un Sistema fotovoltaico sin conexión a tierra o sistema flotante (No aterrizado).

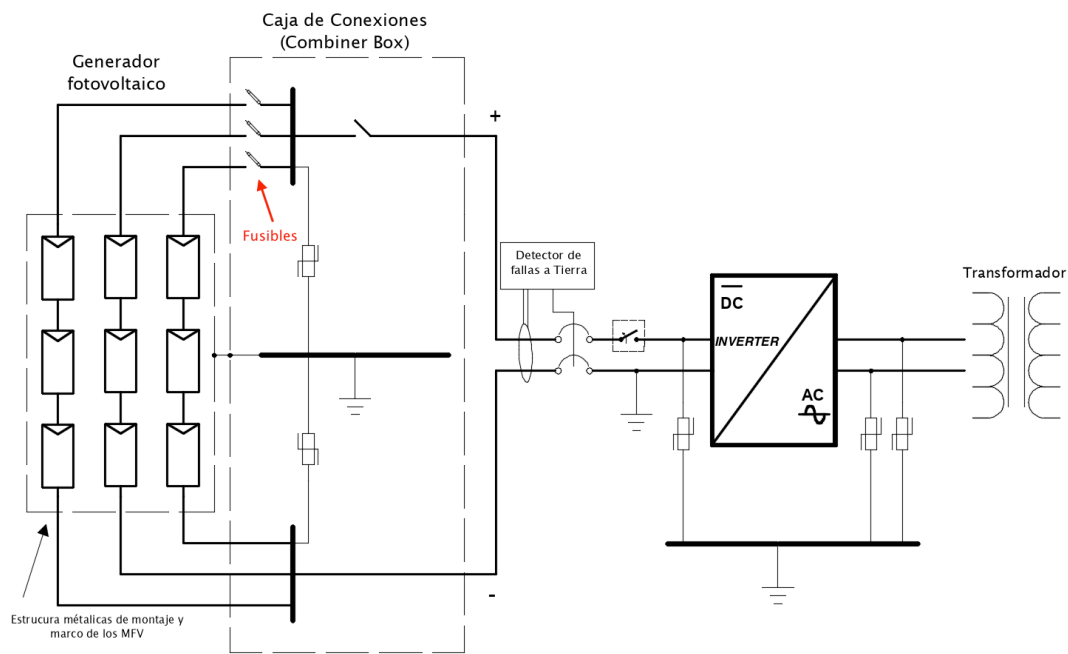


Figura 4.38: Instalación de fusibles en un Sistema fotovoltaico con una sólida conexión a tierra (Aterrizado).

Observar la Figura 4.37 y Figura 4.38, se encuentran diferencias entre un sistema sin conexión a tierra y un sistema sólidamente conectado a tierra. Desde la versión del NEC 2005, se introdujo el artículo 690.35 “Sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra”, entendiéndose así, aquellos sistemas que su inversor no posee transformador de aislamiento, los criterios de instalación en este caso se refieren a instalar fusibles de protección contra sobrecorriente en las terminales positivas y negativas por igual. Mientras que, para sistemas sólidamente conectados a tierra, aquellos donde es posible conectar a tierra una de sus terminales del generador fotovoltaico (en inversores con transformador de aislamiento), se requiere instalar fusibles únicamente en la terminal que no se encuentra conectada a tierra.

Aprender.

Coloquialmente un sistema conectado a tierra o no conectado a tierra, los hemos conocido como sistemas aterrizados o no aterrizados, sin embargo el NEC, hace énfasis en que la manera correcta de definición es: Sistemas con o sin conexión a tierra.

Estos criterios de instalación de protección contra sobrecorriente han ocasionado que muchos contratistas y personas calificadas en el rubro de sistemas fotovoltaicas, muchas veces entren en discusiones en que si debe o no llevar mas protecciones contra sobrecorrientes en ambas terminales (positivo y negativo) por considerarlos como sobredimensionamiento de los sistemas de protección contra sobrecorrientes.

la conexión a tierra de los conductores del circuito del sistema fotovoltaico. En los primeros años de la energía fotovoltaica, hasta aproximadamente el año 2005, teníamos principalmente sistemas fotovoltaicos con conexión a tierra y sistemas de batería de CC con conexión a tierra donde uno de los conductores del circuito estaba "conectado a tierra" o "conectado" al sistema de conexión a tierra que está compuesto por el equipo. Sistema de puesta a tierra, el conductor del electrodo de puesta a tierra y el sistema de electrodo de puesta a tierra. En algunos casos, el método de "conexión a tierra" es un conductor sólido y en otros casos, el método de conexión a tierra es mediante un fusible o un interruptor de circuito como los utilizados en la Sección 690.5 [NEC 2014], Protección contra falla a tierra. En otros casos, se utilizan varias resistencias o dispositivos de estado sólido para "conectar a tierra" uno de los conductores del circuito. Y ahora tenemos un número creciente de paneles fotovoltaicos sin conexión a tierra e inversores no aislados (sin transformador) que no tienen conductores de circuito de CC conectados directamente a tierra. Los sistemas fotovoltaicos con conexión a tierra se están convirtiendo en cosa del pasado, pero existirán durante años. Los requisitos del Código requeridos para abordar estos variados sistemas de "puesta a tierra" son engorrosos, difíciles de entender y difíciles de aplicar en muchos casos [61]. Los cambios en el NEC 2017 abordan y simplifican muchos de estos requisitos de puesta a tierra y además introduce la definición de un sistema fotovoltaico funcionalmente conectado a tierra como uno "que tiene una referencia eléctrica a tierra que no está sólidamente conectada a tierra". Por último, el artículo 690.35 introducido en 2005 y en las versiones 2008, 2014 "Sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra" fue eliminado en el NEC 2017. Sobre lo cambios en el NEC 2017 se puede consultar la referencia [62].

En el NEC 2017 se pretende esquematizar un diseño único, para acabar con el problema de si debe o no llevar protección contra sobrecorriente en ambas terminales en sistemas conectados a tierra y sin conexión a tierra. Observar la Figura 4.39 y Figura 4.40, ambos diseños son manejados con un sistema de protección en una única terminal del generador, pero también observar que es obligatorio colocar dos medios de desconexión para cualquiera sea el caso, con esto se evita aquella discusión de sobredimensionamiento de sistema de protección en ambos terminales del generador. Y se logró lo que el NEC llama como sistema fotovoltaico conectado a tierra funcional.

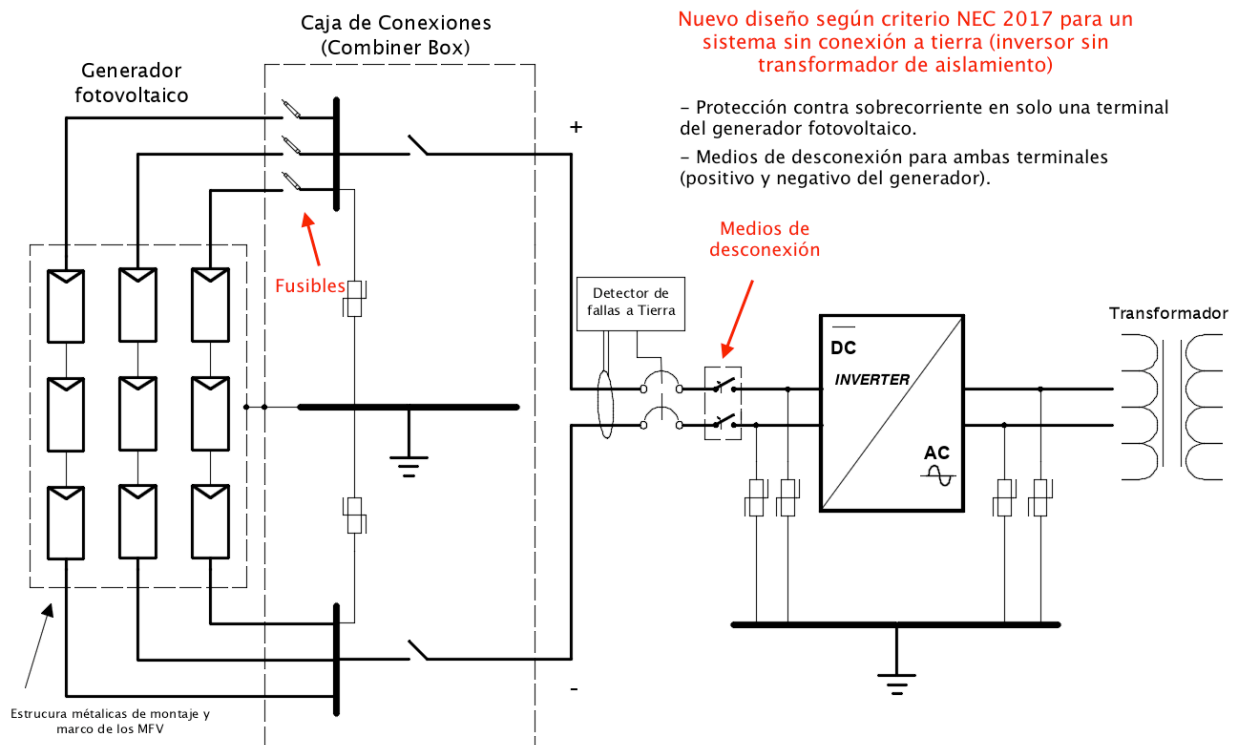


Figura 4.39: Nuevo criterio de diseño NEC 2017 para sistemas de protección contra sobrecorriente en un sistema sin conexión a tierra.

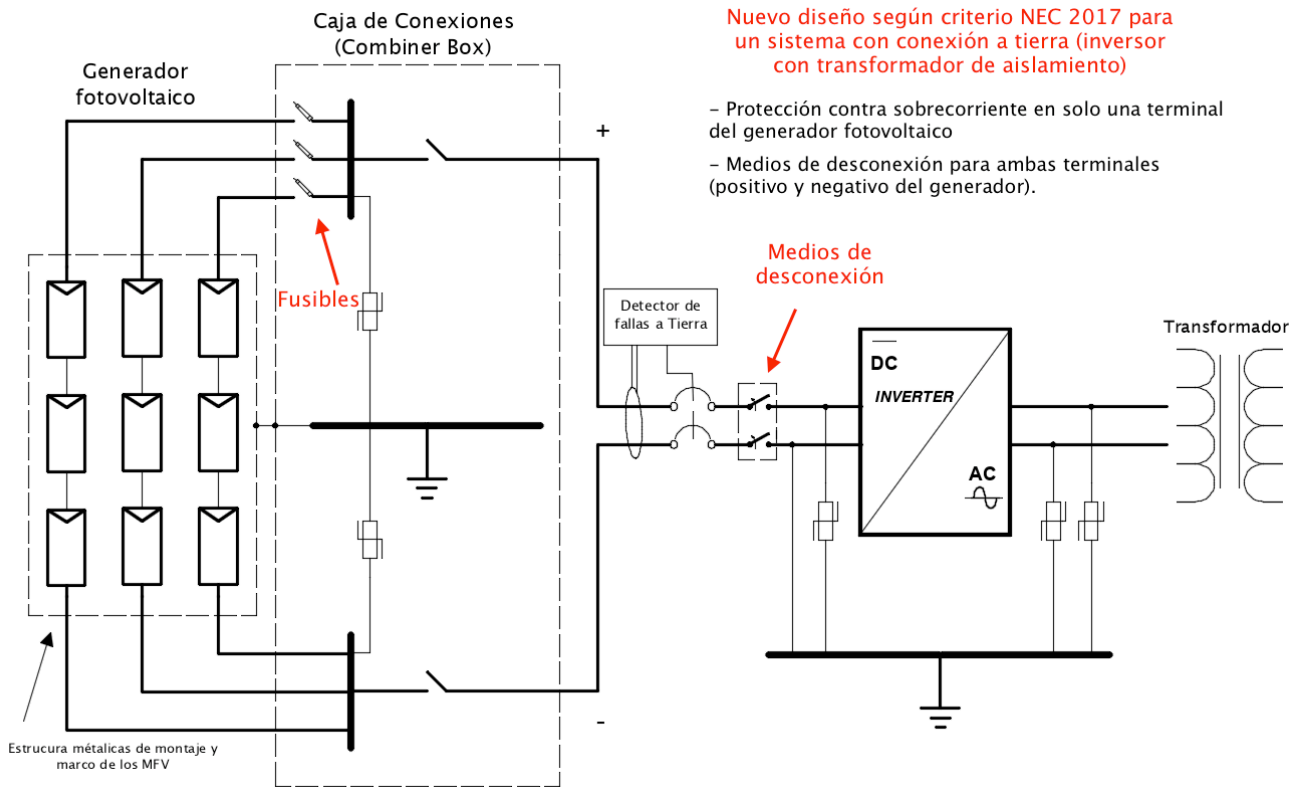


Figura 4.40: Nuevo criterio de diseño NEC 2017 para sistemas de protección contra sobrecorriente en un sistema con conexión a tierra.

Es importante mencionar que este nuevo criterio de diseño es introducido por el NEC 2017, mientras que por normativa IEC, se mantiene hasta ahora, llevar protecciones en ambos terminales positivos y negativos para sistemas fotovoltaicos aislados (No aterrizados), como se ha venido haciendo todos estos años atrás.

Ejemplos de Combiner box con nuevo diseño de instalación de sistema de protección contra sobrecorrientes generalizado para una única terminal.

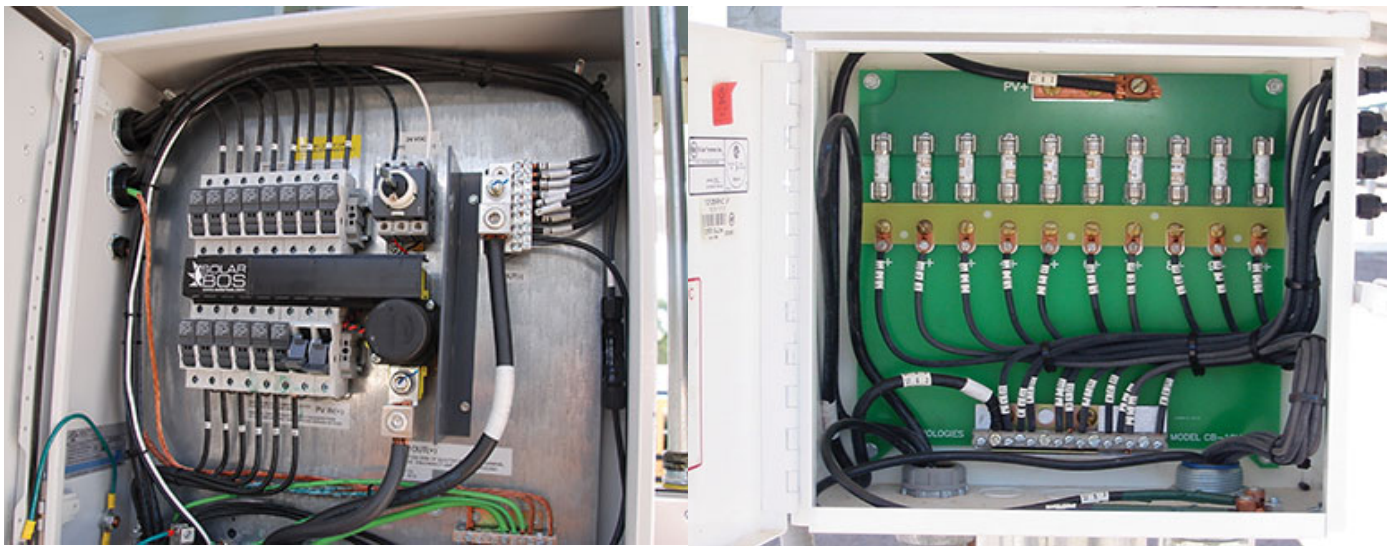


Figura 4.41: Ilustración de cajas combinadoras con su sistema de protección contra sobrecorrientes en una terminal del generador fotovoltaico. según nuevo diseño NEC 2017. (a la izquierda una caja combinadora con instalación de portafusibles en caja, a la derecha una caja combinadora con fusibles standar de contacto) [61]

CH 10 gPV - Fuse-links

General characteristics UL file: E347771

Rated voltage	1000V d.c. L/R=2ms
Breaking capacity	30kA d.c.
Standards	IEC 60269-6 ed 1.0 (2010-9)
Application	For protection of photovoltaic modules.



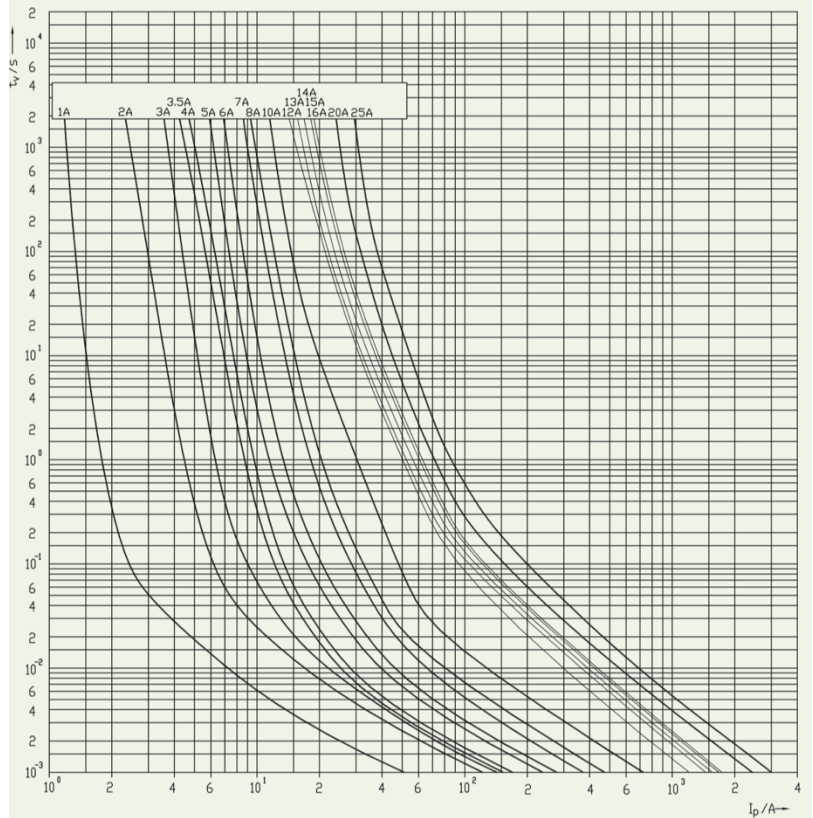
Standard Contacts



CH 10 gPV

Size	I_n [A]	Code No. "standard contacts"	Code No. "type SU contacts"	Pre-arcing Joule integral [A ² s] L/R=2ms	Operating Joule integral [A ² s] L/R=2ms	Power dissipation [0,7 x I _n P _d] [W]	Power dissipation [I _n P _d] [W]	Weight [g]	Packaging [pcs]
10 x 38	1	002625138	002625129	0,8	2,5	0,4	1	10/12	10/500 SU:10/380
	2	002625101	002625115	1,3	3,5	0,52	1,25		
	3	002625100	002625113	2,6	7,5	0,55	1,3		
	3,5	002625135	002625127	3	9,5	0,48	1,16		
	4	002625102	002625116	4	13	0,52	1,25		
	5	002625111	002625124	7,4	23	0,63	1,49		
	6	002625103	002625117	10	45	0,73	1,65		
	7	002625110	002625114	13	57	0,79	1,92		
	8	002625104	002625118	17	62	0,84	2		
	10	002625105	002625119	21	88	0,97	2,3		
	12	002625106	002625120	28	110	0,95	2,2		
	13	002625137	002625128	30	160	1	2,3		
	14	002625136	002625126	31	180	1,1	2,5		
	15	002625112	002625125	33	260	1	2,4		
	16	002625107	002625121	35	270	1,1	2,6		
	20	002625108	002625122	50	430	1,3	3		
25*	002625109	002625123	75	620	1,6	4			

* 900V d.c.



CH 10 gPV I/t characteristics

Figura 4.42: Fusible comerciales. Especificaciones técnicas y curva de funcionamiento [63]

Otros fabricantes de fusibles:

La clasificación NH1, NH2, NH3 corresponde a la categoría de corrientes nominales que maneja cada uno, así: NH1 de 25 A a 200 A nominales, NH2 de 200 A y 250 A nominales, y NH3 de 200 A a 400 A nominales.

NH1	In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni./CAJA	373210				
					373215	373225	373230	373235
U 1000V DC PODER DE CORTE 30kA NORMAS UL	25	373210	1/30					
	32	373215	1/30					
	40	373225	1/30					
	50	373230	1/30					
	63	373235	1/30					
	80	373240	1/30					
	100	373245	1/30					
	125	373250	1/30					
	160	373255	1/30					
	200	373260	1/30					
NH2	200	373350	1/15					
	250	373360	1/15					
NH3	200	373425	1/15					
	250	373435	1/15					
	315	373445	1/15					
	355	373450	1/15					
	400	373455	1/15					

Figura 4.43: Fusibles comerciales, compatibilidad con normas IEC 60269-1, IEC 60269-6, UL 248-19. [64]

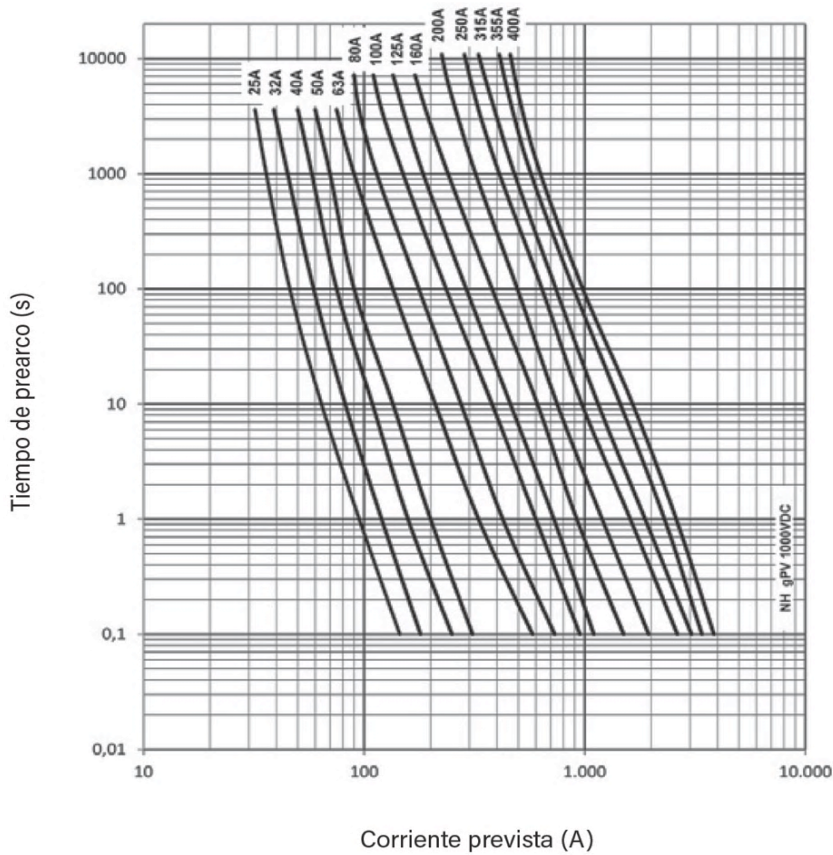


Figura 4.44: Especificaciones técnicas y Curva característica I/t para los fusibles NH1, HH2, NH3. [64]

4.7.2 Medios de desconexión

Los sistemas fotovoltaicos deben estar provistos de medios de desconexión, que permita desconectar todos los conductores portadores de corriente de una fuente fotovoltaica de alimentación en CC, así como los conductores que provienen de la conexión a la Red en AC. Se deben instalar estos dispositivos en los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puesto a tierra de todas las fuentes.

[53] Los medios de desconexión pueden ser interruptores de cuchilla, interruptores automáticos, interruptores termomagnéticos, o interruptores de palanca y deben seleccionarse de acuerdo al tipo de corriente a manejar (corriente alterna o corriente continua). En el lado fotovoltaico se permitirá instalar como medios de desconexión, equipos seccionadores del circuito de la fuente fotovoltaica, dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo.

Todos los medios de desconexión para los conductores (no puestos a tierra) deben consistir en uno o varios interruptores, o interruptores automáticos operables manualmente y deben cumplir con los requisitos siguientes:

- Estar ubicado donde sea fácilmente accesible.
- Ser operable desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes vivas.
- Estar claramente marcado para indicar cuándo esté en la posición de abierto o cerrado.
- Tener un valor nominal de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y para la corriente disponible en los terminales de línea de los equipos.

El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe ser adecuado para las condiciones ambientales predominantes, el equipo instalado en lugares ocupacionales especiales (clasificados como peligrosos Clases I, II y III) debe cumplir con los requisitos de los Artículos del NEC 500 hasta 517.

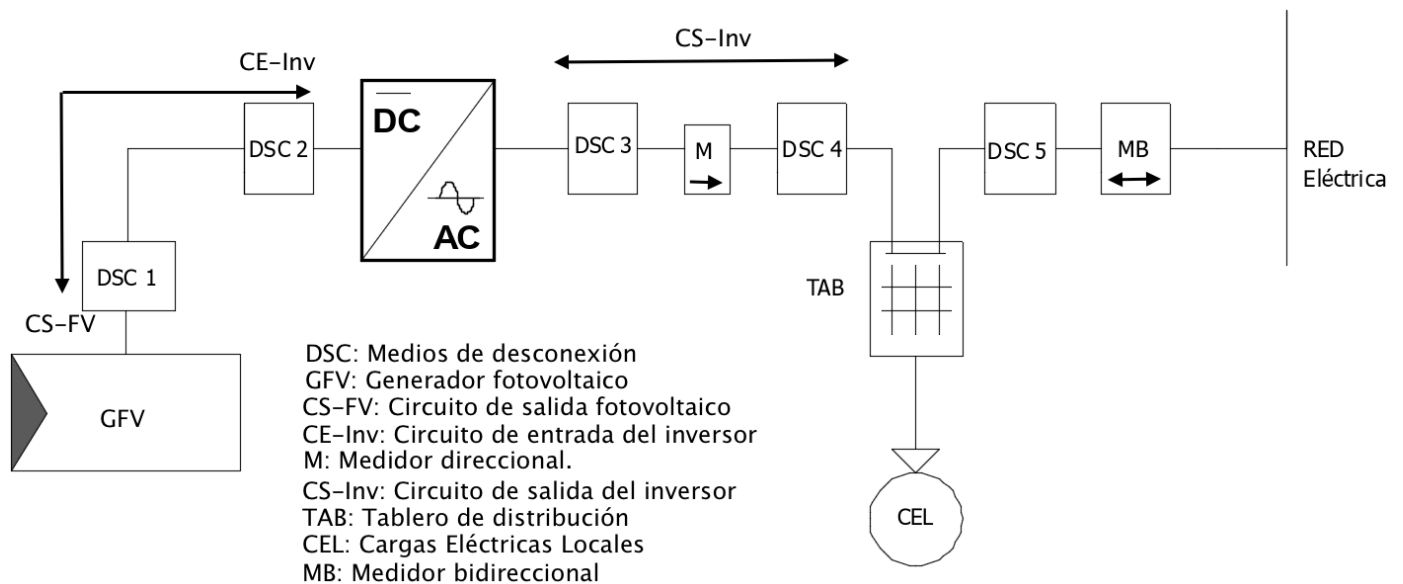


Figura 4.45: Esquema de protección con medios de desconexión DC y AC.

La capacidad de conducción de (CE-FV) debe ser 1.56 veces la corriente de corto circuito del generador fotovoltaico y en el circuito de salida (CS-Inv) 1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor.

Los interruptores DSC 1 y DSC 2 protegen el generador fotovoltaico y la entrada al inversor. DSC 3, es requerido que se instale tan cerca como sea posible del inversor, un DSC 4 es instalado para como medio desconexión hacia el tablero de distribución, el DSC 5 se recomienda instalarlo como un el interruptor de servicio de la acometida de servicio.

[53] Los medios de desconexión deben estar contenidos en una caja con grado de protección de acuerdo a su ubicación; interior IP54 (NEMA tipo 2) o exterior IP65 (NEMA tipo 4 o 4X en ambientes salinos) o superior. Alternativamente, pueden instalarse en o dentro del inversor siempre y cuando se pueda garantizar la desconexión eléctrica para realizar trabajos de servicio y mantenimiento.

Medios de desconexión en sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra y sistemas fotovoltaicos con conexión a tierra.

Es de importancia saber cuantos interruptores de desconexión se instalarán en sistemas flotantes (sin conexión a tierra y sistemas sólidamente a conectados a tierra. Para el caso de los sistemas sin conexión a tierra la modalidad de instalación hecha en estos años antes del nuevo diseño del NEC 2017, es instalar medios de desconexión para ambos terminales positivo y negativo del generador fotovoltaico. Y en el caso de sistemas conectados a tierra, se colocará un medio desconexión únicamente en la terminal que no se encuentra conectada a tierra. Como se presenta a continuación en la Figura 4.46 y en la Figura 4.47.

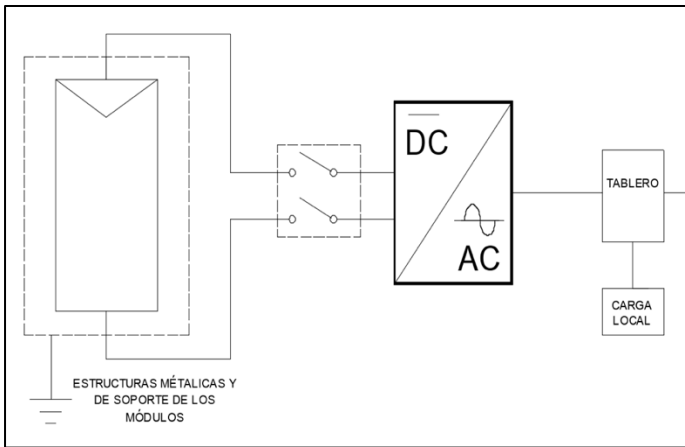


Figura 4.46: Medio de Desconexión para circuito de salida fotovoltaico sin conexión a tierra (flotante o aislado).

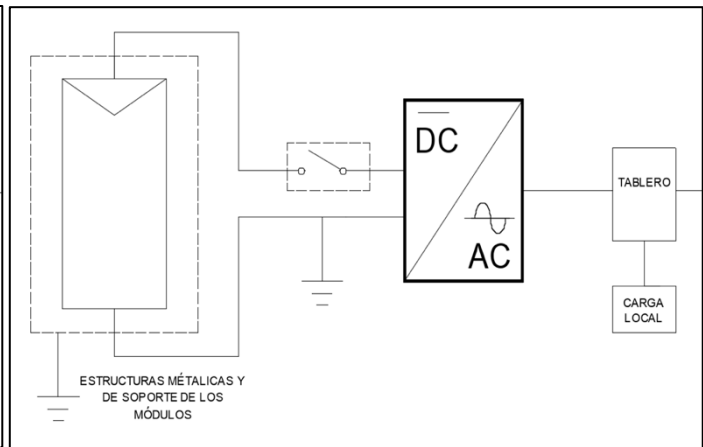


Figura 4.47: Medio de desconexión para circuito de salida fotovoltaico sólidamente conectado a tierra.

Con el nuevo criterio de diseño del NEC 2017, exige colocar medios de desconexión a ambas terminales, en los dos casos para un sistema conectado a tierra o sin conexión a tierra.

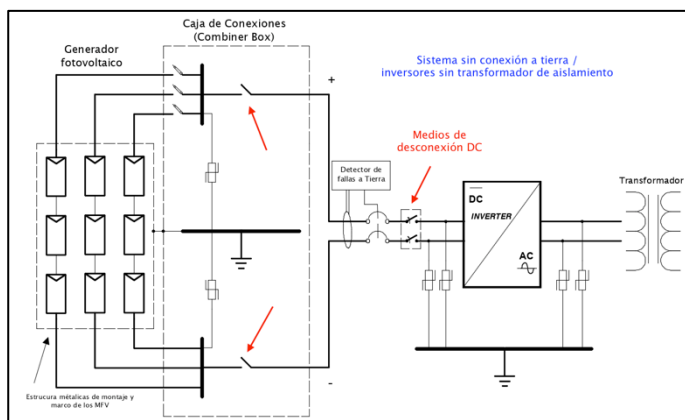


Figura 4.48: Medios de desconexión para circuito de salida fotovoltaico sin conexión a tierra. Según NEC 2017

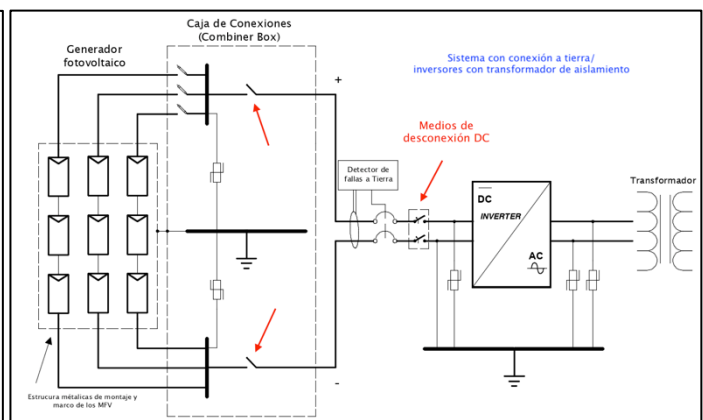


Figura 4.49: Medios de desconexión para circuito de salida fotovoltaico con conexión a tierra. según NEC 2017.

4.7.3 Descargadores de sobretensión (DPS)

– Propósito general de los DPS.

Neutralizar los picos de sobretensiones en las líneas, causados por acople capacitivo, inductivo o resistivo desde una descarga atmosférica cercana, o por efecto de maniobras en la red eléctrica.

El DPS debe ser capaz de limitar cualquier sobre-voltaje a un nivel considerado seguro para el elemento más vulnerable de los que se intenta proteger

Requerimientos Según norma [53] en su Art 19 expone:

- Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema fotovoltaico del circuito de salida está aterrizado, ambos conductores, el positivo y el negativo, deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas. Si uno de los conductores de electricidad está puesto a tierra, el otro conductor debe tener un dispositivo de protección contra sobretensiones.
- La protección contra sobretensiones debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene al medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaica, es decir, en la Caja de conexiones o combiner box, la cual debe tener un bus metálico que sirva como terminal de puesta a tierra.
- El dispositivo de protección contra sobretensiones debe instalarse antes del medio de desconexión principal del circuito de salida fotovoltaico, y en el caso de tener circuitos en paralelo, que se empalman en un bus metálico o block de potencia, el descargador de sobretensión debe conectarse en dicho elemento.
- Si el inversor trae integrado una protección contra sobretensiones en sus entradas de circuitos en CC, no se requiere instalar una protección contra sobretensiones en dicha posición. Sin embargo, si la caja de conexiones o Combiner box y el inversor no están a la vista, se sugiere instalar, antes del inversor y en la entrada del circuito en CC, una protección contra sobretensiones; dicho dispositivo debe estar contenido en una envolvente o caja con hermeticidad de acuerdo al sitio de instalación.
- Se deberá instalar dispositivos supresores de transitorios de voltaje en los circuitos de salida de CA del inversor, los cuales deberán tener una capacidad de soportar las corrientes de falla de la instalación eléctrica.
- El dispositivo de protección contra sobretensiones del sistema fotovoltaico debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión eléctrica mayor que 1.25 la tensión eléctrica a circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local mínima anual, y deberán tener la capacidad de soportar las corrientes de falla de la instalación eléctrica.
- Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643-11.
- El dispositivo contra sobretensiones debe tener un indicador o marca que indique su estado de operación.
- No se requiere de dicho dispositivo en el caso de microinversores que ya lo tengan integrado en el circuito de entrada fotovoltaica, pero se requiere en el circuito de salida del inversor.

Los dispositivos de protección se clasifican en tipos según su capacidad de descarga:

Tipo 1: Ensayados con un impulso en onda 10/350 μ s (ensayo clase I), que simula la corriente que se produce en caso de un impacto directo de rayo. Capacidad de derivar a tierra corrientes muy elevadas, ofreciendo un nivel de protección Up alto. Deben ser acompañados con protectores Tipo 2. Concebidos para utilización en cuadros generales de instalaciones donde el riesgo de impacto de rayo es elevado, por ejemplo, en edificios con sistema de protección externa.

Tipo 2: Ensayados con un impulso en onda 8/20 μ s (ensayo clase II), que simula la corriente que se produce en caso de una conmutación o de un impacto de rayo sobre la línea de distribución o en sus proximidades. Capacidad de derivar a tierra corrientes elevadas, ofreciendo un nivel de protección Up medio. Concebidos para utilización en subcuadros aguas abajo de protectores tipo 1 o en cuadros generales de instalaciones donde el riesgo de impacto de rayo es reducido.

Tipo 3: Ensayados con un impulso en onda combinada 1,2/50 μ s - 8/20 μ s (ensayo clase III), que simula la corriente y la tensión que pueden llegar a los equipos a proteger. Capacidad de derivar a tierra corrientes medias, ofreciendo un nivel de protección Up bajo. Instaladas siempre aguas abajo de una protección tipo 2, y concebidos para la protección de equipos sensibles o separados de éstos una distancia superior a 20 m.

Tipo 1+2 y Tipo 2+3: La tecnología permite ofrecer soluciones de protectores que combinan distintos tipos de protección.

Ubicación de los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)

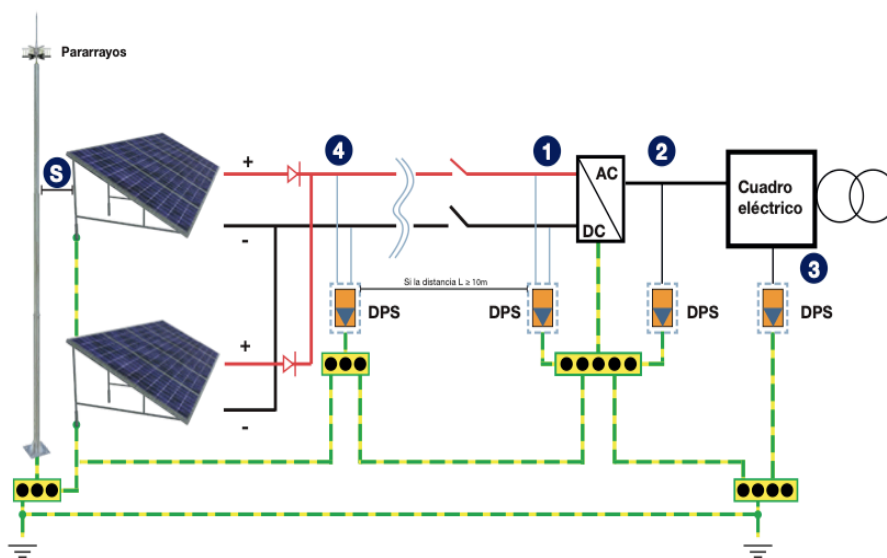


Figura 4.50: Localización de los DPS en un sistema fotovoltaico.

Situación	Tipos de protectores contra sobretensiones (DPS) IEC 61643-32:2017		
	Ubicación (3)	Ubicación (2)	Ubicación (1) y (4)
Sin protección contra rayos (SPCR) externo.	DPS clase I (IEC61643-11) o DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-31)
Con SPCR externo con distancia de separación (S).	DPS clase I (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-31)
Con SPCR externo sin distancia de separación (S)	DPS clase I (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-11)	DPS clase II (IEC61643-31)

Tabla 4.2: Tipos de DPS, según la situación de instalación, conforme a la norma IEC 61643-11 e IEC 61643-31.

El estándar IEC 61643-11, nos brinda una clasificación según la clase (el tipo de ensayo), para sistemas fotovoltaico el tipo 2, es el DPS mas utilizado.

- Norma ANSI/IEEE 62.41-42

La Norma IEEE C62.41.2 define las categorías de DPS según su ubicación: A, B, C. pero además define las capacidades de los DPS de dos maneras:

- Por modo: es una protección DPS de Línea a Neutro (L-N) O Línea a Tierra (L-G).
- Por fase: es la suma de las capacidades de la clasificación de amperaje pico de los componentes de supresión individuales utilizados dentro una protección particular por modo. Ambos modos de línea neutral (L-N) y línea-tierra (L-G) se suman para representar un amperaje máximo por fase. (Es decir, por ejemplo, L-N 100 kA, L-G 100 kA proporciona 200 kA/fase).

Surge current capacity based on ANSI / IEEE C62.41 location category			
Category	Application	Per Phase (kA)	Per Mode (kA)
C	Service Entrance Locations (Switchboards, Switchgear, MCC, Main Entrance)	200	100
		250	125
		300	150
B	High Exposure Roof Top Locations (Distribution Panelboards)	120	60
		160	80
		200	100
A	Branch Locations (Panelboards, MCCs)	50	25
		80	40
		100	50
		120	60

Tabla 4.3: Categorías de selección de DPS según norma ANSI/IEEE 62.41. [65]

- El nivel C es el que se ve más expuesto a transitorios externos, esta es el área de acometidas, alimentadores aéreos y tableros generales en baja tensión. Estos DPS deben de tener una corriente de supresión que este entre 125kA a 250kA.
- El nivel B es considerada como de exposición media, aquí se encuentran el área de los subtableros, alimentadores, UPS's entre otros. La corriente de supresión para este nivel se encuentra entre 80kA a 160KA.
- El nivel A es considerado el de menor exposición, aquí se encuentran tableros de distribución terminales que alimentan a cargas finales, también se encuentran circuitos derivados que alimentan cargas críticas altamente electrónicas. Las corrientes de supresión, tienen un rango entre 40kA y 120kA.

RECOMMENDED SURGE RATINGS (8/20µs)					
ANSI/IEEE C62.41	CAT C		CAT B	CAT A	
IEC 61643 Test Class	I, II		II	III	
VDE Classification	B		C	D	
	POINT-OF-ENTRY HIGHLY EXPOSED OR CRITICALLY IMPORTANT SITES	POINT-OF-ENTRY EXPOSED OR RURAL SITES	POINT-OF-ENTRY INNER CITY SITES	SUB CIRCUITS OR NEAR TO POINT-OF-ENTRY	DISTRIBUTED CIRCUITS, POWER OUTLETS, CIRCUITS REMOTE FROM POINT-OF-ENTRY
EXPOSURE					
HIGH Ng >2	100kA	70kA	40kA	20kA	10kA
MED. Ng 0.5-2	65kA	40kA	20kA	20kA	5kA
LOW Ng <0.5	65kA	40kA	15kA	5kA	3kA

Figura 4.51: Compartativa entre norma IEC 61643 y ANSI/IEEE C62.41 según la localización de un DPS y selección de DPS. Para un ensayo tipo 2 (8/20us) [66]

- Estándar UL1449 3ra y 4ta edición.

La categorización según UL 1449 Tercera Edición es de Tipos 1 a 3 y se basa en la ubicación donde puede instalarse el equipo DPS de acuerdo a sus protecciones intrínsecas, corriente de cortocircuito (SCCR), y tipos de pruebas pasadas con éxito. Tipo 4 y 5.

Tipo 1:

- SPD conectados permanentemente destinados a la instalación entre el secundario del transformador de servicio y el lado de la línea del equipo de servicio.
- Instalado sin el uso de un dispositivo de protección de sobrecorriente externo.

Tipo 2:

- SPD conectados permanentemente destinados a la instalación en el lado de carga del dispositivo de sobrecorriente del equipo de servicio. incluyendo los SPDs que se localizan en el tablero derivado.

Tipo 3:

- SPD de punto de utilización.
- Instalado a una longitud mínima del conductor de 10 metros (30 pies) desde el panel de servicio eléctrico

Tipo 4:

- Se integra por uno o más componentes del Tipo 5, en conjunto con un desconectador (integral o externo), o un medio para satisfacer la prueba de limitación de la corriente.

Tipo 5:

- Supresores de sobretensiones de componentes discretos, tales como componentes de sobretensión (MOV o SASD).
- Se pueden montar en una PCB conectada por cables.
- Se puede utilizar dentro de un recinto con medios de montaje y terminaciones de cableado.
- No probado para corrientes de falla bajas, intermedias o alta.
- Debe montarse dentro de otro Enclouser.

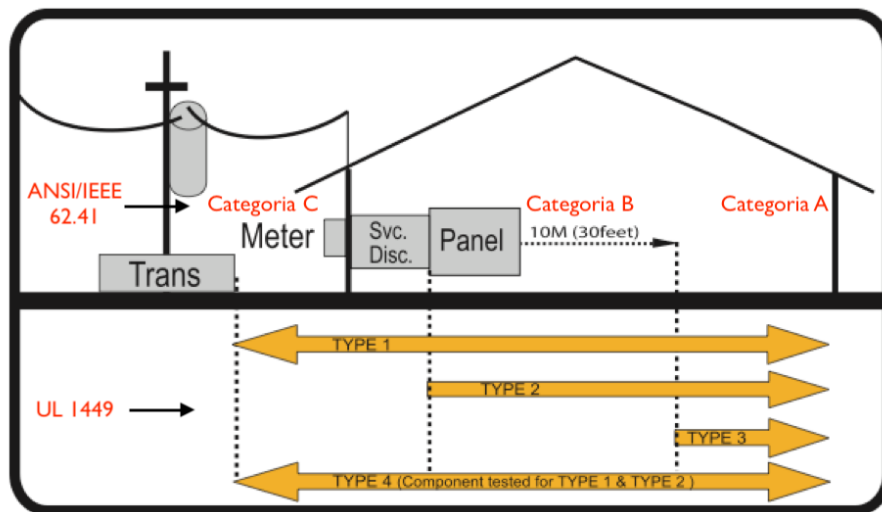


Figura 4.52: Comparativa entre norma ANSI/IEEE 62.41 y UL 1449, definición de las zonas a proteger. [67]

- Selección de un DPS, mediante método de Schneider Electric, basado en la norma ANSI/IEEE 62.41.

Una manera sencilla de seleccionar un DPS, es basado en el método de Schneider Electric, la cual esta basado en diferentes puntos de riesgo, la suma de ellos en el proceso, definirá la protección a instalarse.

- 1- Ubicación geográfica de la instalación, en este caso para El Salvador, se calcula el nivel de riesgo que se considera contra de descargas atmosféricas, se determina a partir del mapa cerámico de la Figura 4.82. Este mapa entrega un promedio de los días tormentas, por kilómetro cuadrado.

Nivel isocerámico	Puntos
Alto	18
Medio	10
Bajo	2

2- Días de tormenta al año.

Días tormenta al año	
Alto	30 o más
Medio	15 a 30
Bajo	0 a 15

3- Ubicación respecto a otras actividades.

Ambiente	Puntos
Rural	11
Sub-urbano	6
Urbano	1

4- Ubicación respecto a otras construcciones.

Construcciones	Puntos
El mas alto	11
Mediano	6
El mas pequeño	1

5- Tipo de acometida.

Acometida	Puntos
Último cliente	11
Clientes múltiples	6
Independiente	1

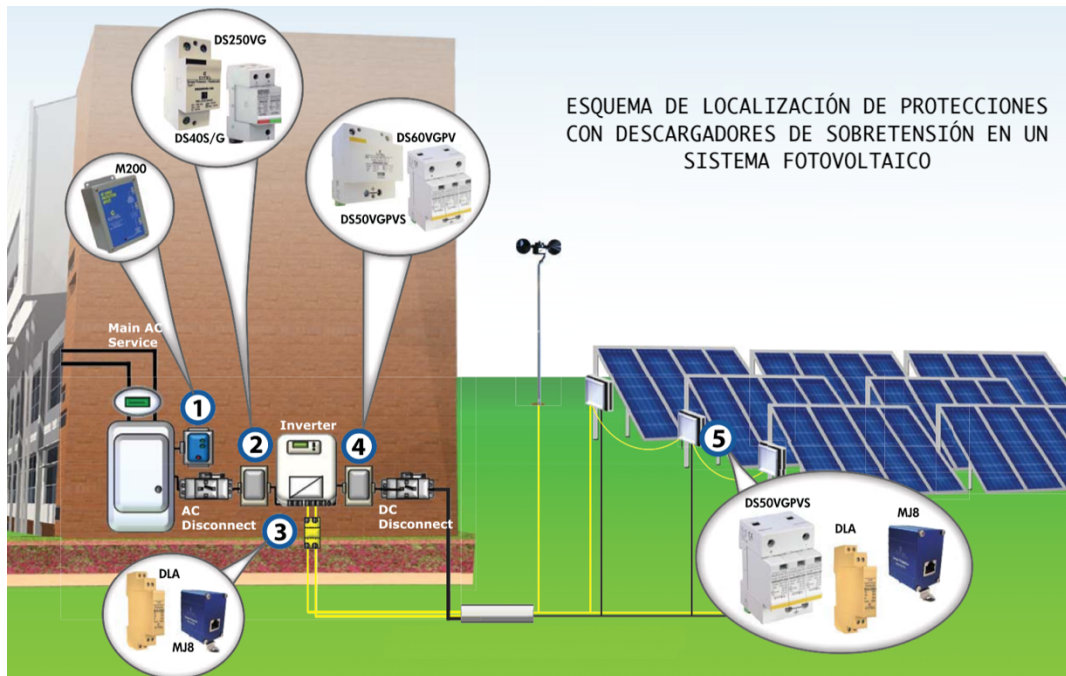
6- Historio de Disturbios.

Disturbios	Puntos
Frecuentes	11
Ocasionales	6
Escasos	1

7- Tabla de selección.

ANSI/IEEE C62.41	Índice de exposición calculado				
	De 12 a 24	De 25 a 38	De 39 a 55	De 56 a 75	De 76 a 100
Categoría C	120 kA 120 kA	160 kA 120 kA	240 kA 160 kA	320 kA 240 kA	480 kA 320 kA
Categoría B	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80 kA	160 kA 120 kA	240 kA 160 kA
Categoría A		36 kA	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80 kA

- Localización de los descargadores de sobretensión en un SFVCR.



Descargadores de Sobretensión/Supresores

El circuito de salida fotovoltaica (DC), así como el circuito de salida del inversor (AC) deben tener instalado dispositivos de protección contra sobretensiones, también los sistemas de control y líneas de datos deben estar equipados con estas protecciones.

Figura 4.53: Esquema representativo de las protecciones descargadores de sobretensión en un sistema fotovoltaico. [60]

Descripción de la Figura 4.53:

- 1- Protector contra sobretensiones en panel de distribución AC.

Protege todas las cargas conectadas al panel de distribución principal de la instalación, contra los transitorios que se originan en la red de AC o los equipos de conmutación internos como motores de inducción, elevadores, maquinaria.

Technical Data	M200-480D	M200-277Y	M200-120T
Nominal line voltage (AC)	480Vac	277Vac	120Vac
Repetitive surges x 15 (8/20 μs) In	5kA	5kA	5kA
Surge current (8/20 μs)	I _{max} 200kA	200kA	200kA

Figura 4.54: M200 Protección contra sobretensiones AC. [60]

- 2- Protección a la salida del inversor.

Protección local frente al inversor para proteger contra amenazas de la red de AC y generada internamente dentro de la instalación.

Technical Data	DS250VG-300	DS250VG-120
Nominal line voltage (AC)	277Vac	120Vac
Repetitive surges x 15 (8/20 μs) In	30/20kA*	30/20kA*
Surge current (10/350 μs)	I _{imp} 25kA	25kA

Technical Data	DS4xS-480/G	DS4xS-400/G	DS4xS-120/G
Nominal line voltage (AC)	480Vac	277Vac	120Vac
Repetitive surges x 15 (8/20 μs) In	20kA	20kA	20kA
Surge current (8/20 μs)	I _{max} 40kA	40kA	40kA

* IEC = 30kA, UL = 20kA : UL maximum value is 20kA
* x = Number of poles protected: 1,2,3,4

Figura 4.55: Protecciones contra sobretensiones frente al inversor, provenientes de la red de distribución o instalación interna. [60]

3- Protección para líneas de datos/señal.

Protege el inversor, el equipo de comunicación y la estación de trabajo de la PC, contra los transitorios inducidos por rayos que ingresan al sistema a través de sensores expuestos y líneas de comunicación

MJ8 - RJ45
DLA - Screw Terminal
 Data/Signal Line Surge Protector
 - RS-485 - PT100
 - 4-20mA - Telco



UL
CE


Technical Data	MJ8-170V DLA-170	MJ8-2RN DLA-48D3	MJ8-CAT5E DLA-6D3
Nominal line voltage (DC)	170Vdc	48Vdc	6Vdc
Repetitive surges x 10 (8/20 μ s) In	5kA	5kA	5kA
Surge current (8/20 μ s)	I _{max} 20kA	20kA	20kA

Figura 4.56: Protección contra transitorios inducidos por rayos a través de líneas de comunicación con el inversor. [60]

4- Protección a la entrada del inversor.

Protección local frente al inversor para proteger contra transitorios inducidos por rayos que se originan en el arreglo de paneles fotovoltaicos.


DS60VGPV
 Heavy Duty - DC Surge Protector
 - Inverter DC Input
 - PV Combiner Box
 *No Leakage Current
 *No Working Current



CITEL VG TECHNOLOGY
UL US
SP
CE

Technical Data	DS60VGPV-500	DS60VGPV-1000
Nominal line voltage (DC)	600Vdc	1000Vdc
Repetitive surges x 15 (8/20 μ s) In	20kA	20kA
Surge current (10/350 μ s)	I _{imp} 12.5kA	12.5kA

DS50VGPVS
 General Duty - DC Surge Protector
 - Inverter DC Input
 - PV Combiner Box
 *No Leakage Current
 *No Working Current



CITEL VG TECHNOLOGY
UL US
SP
CE


Technical Data	DS50VGPVS-500	DS50VGPVS-1000
Nominal line voltage (DC)	600Vdc	1000Vdc
Repetitive surges x 15 (8/20 μ s) In	20kA	20kA
Surge current (8/20 μ s)	I _{max} 40kA	40kA

Figura 4.57: Protección contra transitorios inducidos por rayos, provenientes de los arreglos fotovoltaicos. [60]

5- Protección en las combiner box de arreglos fotovoltaicos.

Protege los módulos solares, seguidores de potencia y diodos de bloqueo del daño físico resultante de transitorios inducidos por rayos. Para este caso se utiliza el mismo que el de protección a la entrada del inversor.

DS50VGPVS
 General Duty - DC Surge Protector
 - Inverter DC Input
 - PV Combiner Box
 *No Leakage Current
 *No Working Current



CITEL VG TECHNOLOGY
UL US
SP
CE

Technical Data	DS50VGPVS-500	DS50VGPVS-1000
Nominal line voltage (DC)	600Vdc	1000Vdc
Repetitive surges x 15 (8/20 μ s) In	20kA	20kA
Surge current (8/20 μ s)	I _{max} 40kA	40kA

Figura 4.58: Protección en cajas combinadoras contra transitorios inducidos por rayos, provenientes de los arreglos fotovoltaicos. [60]

- Descargadores de sobretensión en un sistema sin conexión a tierra y un sistema con conexión a tierra.

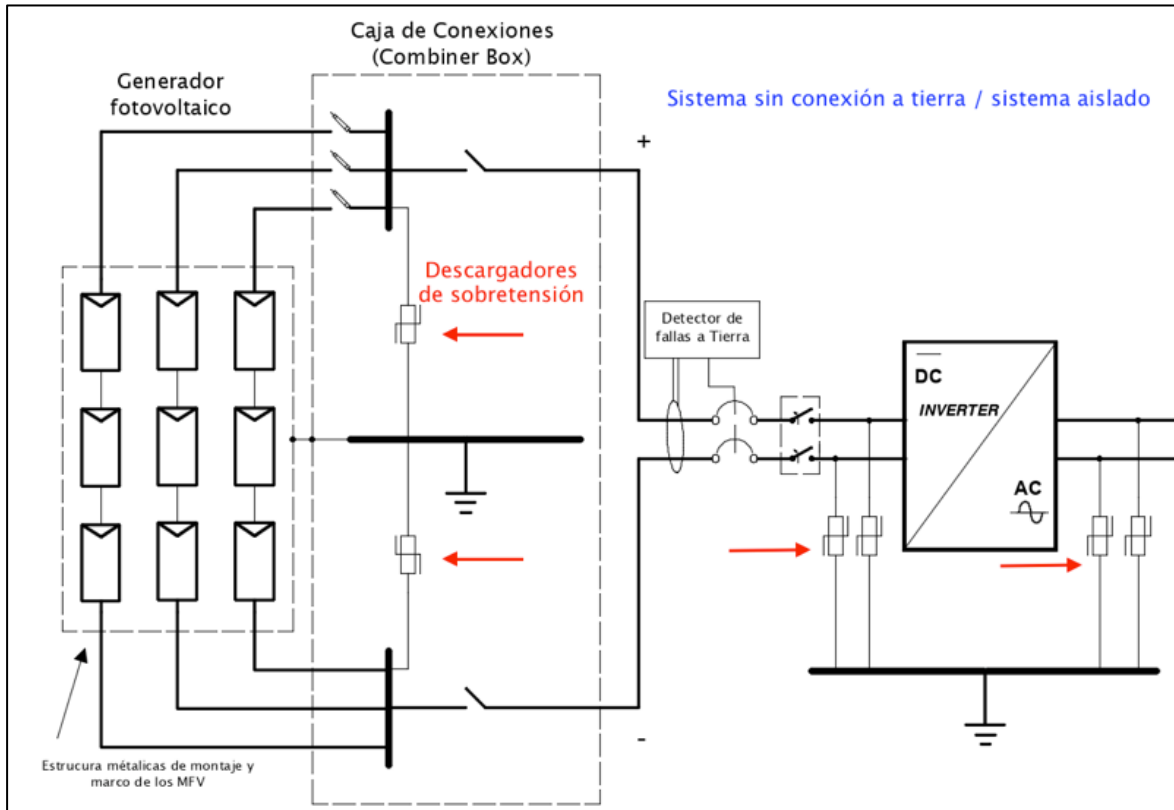


Figura 4.59: Localización de descargadores de sobretensión en un sistema sin conexión a tierra.

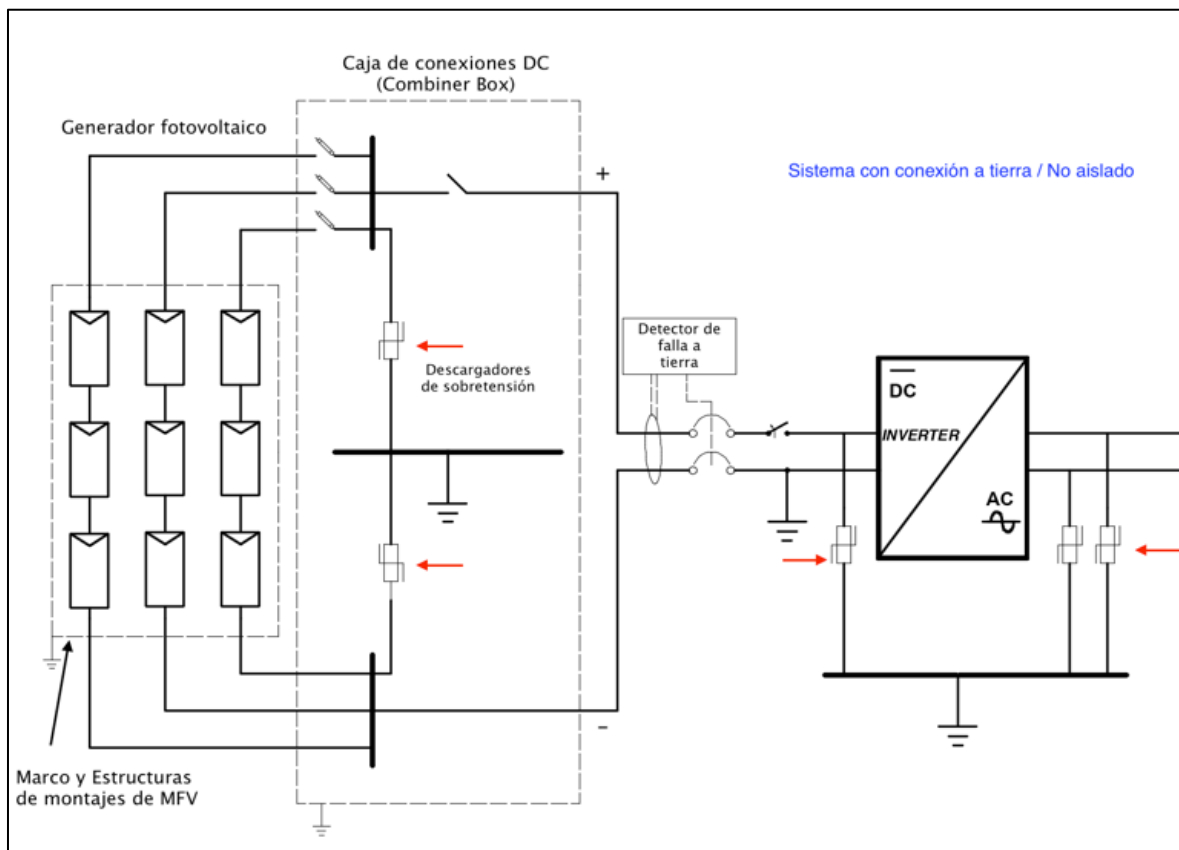


Figura 4.60: Localización de descargadores de sobretensión en un sistema con conexión a tierra.

4.7.4 Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas

Las plantas fotovoltaicas generadoras e instalaciones fotovoltaicas pequeñas, es necesario protegerlas dada su vulnerabilidad ante un rayo y en los desperfectos que pueden causar en sus sistemas y en el suministro de energía.

En España, un país de los pioneros en implementar sistemas fotovoltaicos, han realizado proyectos de protecciones contra rayos, con utilización de normativas IEC, EN 61643-11, etc.³²

Las plantas fotovoltaicas están formadas por la unión de numerosos paneles, soportados sobre grandes estructuras metálicas, ubicadas en zonas abiertas y normalmente muy expuestas a las perturbaciones electrostáticas producidas por los rayos. Son grandes superficies de captura con un elevado índice de descargas que precisan de protección específica dada su ubicación en zonas aisladas y son equipos que conllevan un alto coste de instalación e implantación, por lo que su vida útil debe medirse a largo plazo. Por ello, y por motivos de normativa y de seguridad, en todo proyecto de diseño de una planta fotovoltaica, es imprescindible contemplar un sistema integral de protección contra el rayo y las sobretensiones para protección del sistema.

Las protecciones contra rayos en instalaciones fotovoltaicas, podemos clasificarla en dos tipos:

- Protecciones externas contra rayos.
- Protecciones internas contra rayos.

Protecciones externas contra rayos.

Un sistema de protección externa contra el rayo está formado por dispositivos de captación, derivación y puesta a tierra. La protección externa debe dar cobertura a las placas fotovoltaicas, a las estructuras, a las edificaciones, y a cualquier elemento, equipo o persona, situado en el exterior y susceptible a los impactos directos de los rayos.

Los modelos de pararrayos adecuado para la protección de una instalación fotovoltaica, se determina a partir del cálculo del nivel de protección, según el análisis de riesgo publicado en el Anexo A de la norma UNE 21186:2011 / IEC 62305-2.

Protecciones internas contra rayos.

Las sobretensiones transitorias que aparecen en las instalaciones de las plantas fotovoltaicas, son producidas por diferentes fenómenos y pueden ser:

- Debidas a impactos directos de rayo sobre el sistema de protección externa.
- Debidas a impactos directos y a sus corrientes inducidas y distribuidas en la red eléctrica.
- Transmitidas desde la red de distribución eléctrica y ser de origen atmosférico o por conmutaciones en las líneas.
- Causadas por las variaciones de campo eléctrico como consecuencia de los rayos.

En un sistema fotovoltaico, el núcleo principal es el inversor, por lo que la protección contra rayos y sobretensiones deberá estar focalizada en dicho equipo. Para conseguir una correcta protección del inversor, se debe instalar supresores (Descargadores de sobretensión) tanto en el lado de DC como en el lado de AC. Dichos protectores deberán estar acordes con la norma UNE EN 61643-11 Parte 11: (Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión. Requisitos y métodos de ensayo).

Cuando se trata de plantas generadoras grandes, la protección contra el rayo resulta de gran importancia, una protección correcta, garantiza la operatividad y seguridad del sistema, sin afectar al consumidor.

³² Nota: La referencia [71] se cita para establecer los criterios del por qué deben instalarse protecciones contra rayos en el lado exterior e interior de una instalación fotovoltaica.

4.7.4.1 Métodos de diseño del sistema externo de protección contra rayos

Los métodos se utilizan para identificar la ubicación más adecuada de los captadores con puntas franklin, están basados en el área de protección brindada por cada uno de estos.

La norma NFPA 780 utiliza dos métodos de ubicación:

1. "Ángulo de protección", que es una construcción puramente geométrica.
2. "Esfera rodante o ficticia", que involucra relaciones empíricas de la distancia de impacto y la corriente pico del rayo y es parcialmente una construcción geométrica.

La norma IEC 62305 también propone los dos anteriormente citados, pero también un tercero que es:

3. "Método de malla", (el cual se enfoca en protección de superficies planas, no se estudiará aquí)

Y un cuarto método que se basa en el modelo de apantallamiento de subestaciones y líneas de transmisión, y que también puede ser aplicado para protección de plantas fotovoltaicas, el cual es:

4. "Apantallamiento con hilo de guarda".

- **Ángulo de protección.**

Este método se basa en la asunción de que un captador u objeto elevado conectado a tierra crea un espacio cónico adyacente que es inmune al rayo. El concepto del "Cono de Protección" para definir una zona de protección contra rayo. Básicamente es una construcción geométrica que dependerá de la altura del captador de rayo para el cubrimiento de un cono de protección a su alrededor.

Posicionamiento del sistema de captura

- La ubicación del sistema de captura se considera adecuada si la estructura a proteger está situada completamente dentro del volumen de protección dado por dicho sistema.
- Para la determinación del volumen de protección sólo se considerarán las dimensiones físicas reales de los captadores.

El volumen de protección mediante una punta Franklin se asume que tiene la forma de un cono recto de base circular con vértice localizado en el extremo de la punta y semiángulo α que depende del nivel de protección y altura de la punta.

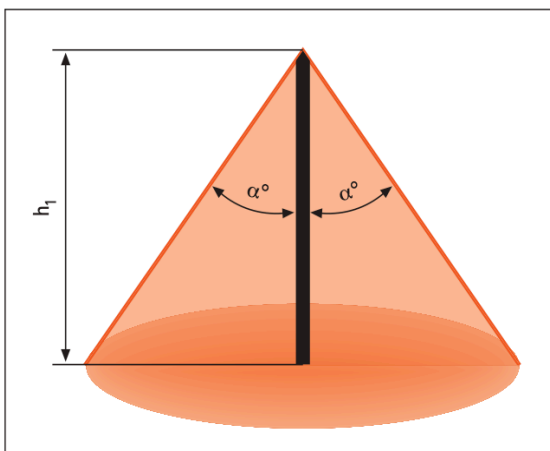


Figura 4.62: Volumen protegido por una punta franklin vertical Norma IEC 62305-3 [68]

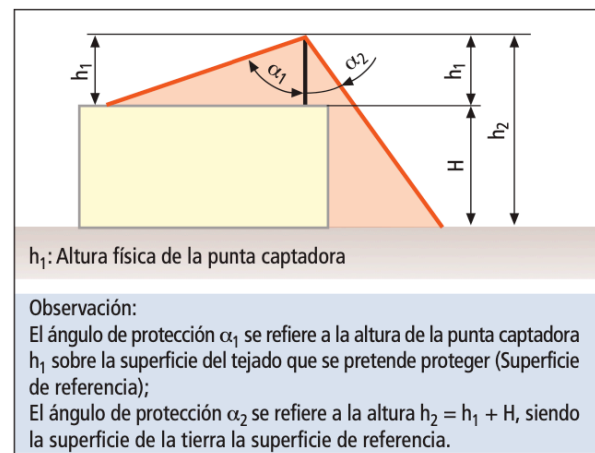


Figura 4.61: Ejemplo de volúmenes de protección para los ángulos α_1 y α_2 en función de las alturas h_1 y h_2 . [68]

El método más adecuado para proteger contra rayos edificaciones es éste, por su forma simple, sin embargo, tiene la limitación de una altura máxima según el nivel de protección aplicado. La grafica de la Figura 4.63, corresponde al ángulo (α) y altura (h) en metros de la zona a proteger, con respecto a la norma IEC 62305-3.

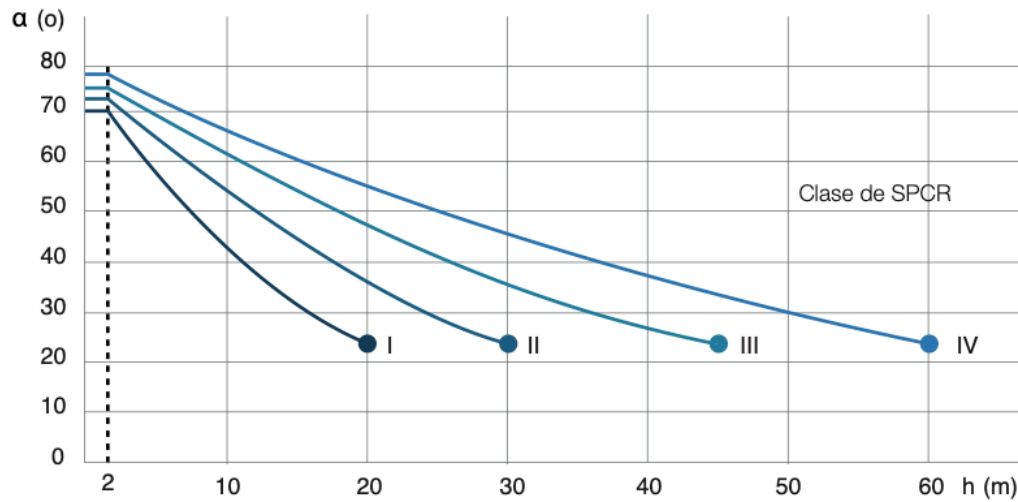


Figura 4.63: Ángulos de protección (α) correspondientes a la clase de protección norma IEC 62305-3 [69]

Notar que el ángulo (α) no varía para alturas inferiores de 2m. Una vez obtenida el ángulo (α), a partir de la altura y el nivel de protección, se procede por geometría respetando la ecuación:

$$r = \tan(\alpha) \cdot h \quad \text{Ecu. 4.20}$$

Para cobertura de un área mayor, se utilizan más captores, ejemplo de ello representado en la Figura 4.64, en la cual se muestra el volumen ocupado por dos captores brindando protección.

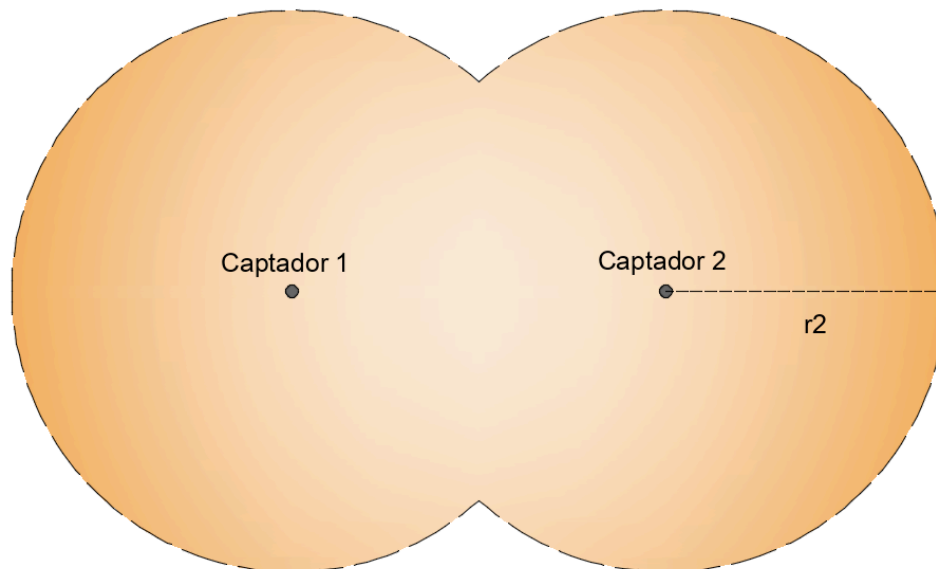


Figura 4.64: Proyección de volumen en el plano de piso. sistema de protección externo utilizando (2) dos captores verticales de acuerdo al ángulo (α) de protección.

Adicionalmente, este método se puede realizar utilizando un conductor de unión entre los dos captores, para generar un volumen mucho mas grande, como se muestra en la Figura 4.65. **Error! Reference source not found.**

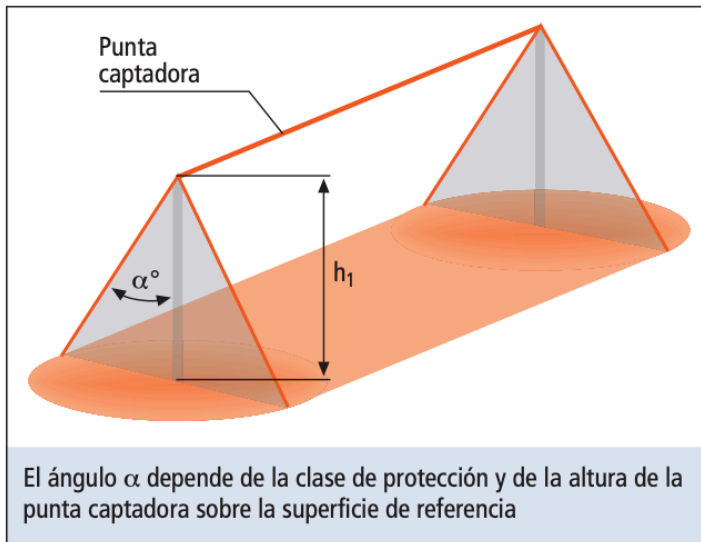


Figura 4.65: Espacio protegido por un conductor horizontal, de acuerdo al ángulo de protección. [68]

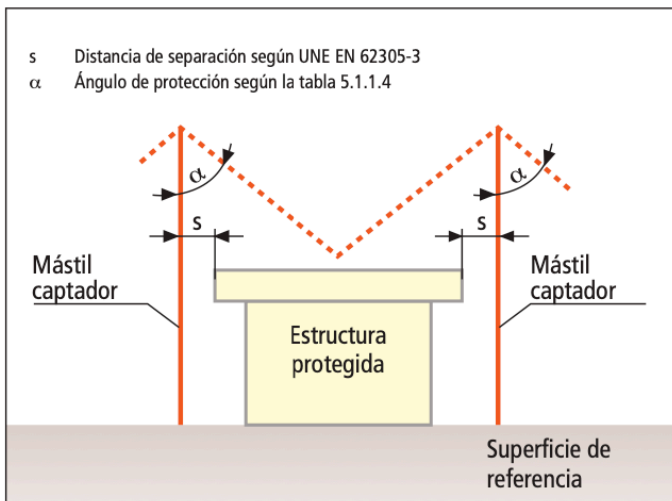


Figura 4.67: Sistema de protección externa contra rayos con dos mástiles captadores separados de acuerdo con el procedimiento del ángulo de protección. [68]

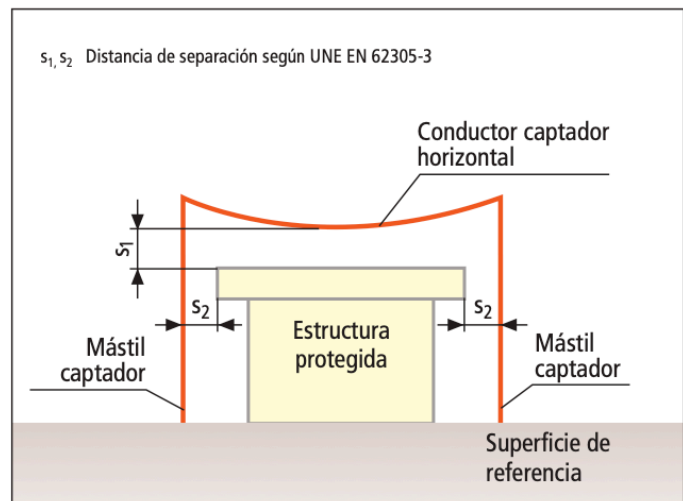


Figura 4.66: Sistema de protección externa contra rayos, compuesto por dos mástiles captadores separados, unidos entre sí por un conductor horizontal captador: Proyección vertical [68]

Para un sistema fotovoltaico, se pueden colocar múltiples puntas franklin de altura (h), para lograr volúmenes que puedan y cubrir la zona deseada.



Figura 4.68: Ejemplo de protección de sistemas fotovoltaicos con el método de ángulo.

- **Método de la esfera rodante o ficticia.**

La base física de este método es el Modelo Electrogeométrico (EGM). Para aplicarlo se hace rodar una esfera imaginaria sobre la estructura en todas las direcciones. Se considera que todos los puntos de contacto requieren protección y que no es necesaria en las superficies y volúmenes no afectados.

Este método parte de las siguientes suposiciones fundamentales:

- El punto de impacto del rayo se determina cuando el líder (el canal ionizado) descendente (se aproxima a la tierra o a una estructura a la distancia de impacto.
- El rayo impacta al objeto en la tierra que se encuentre más cerca de su punto de discriminación y, por tanto, la peor posición es cuando el centro de una esfera es común a varios objetos en la tierra.

Como el radio de la esfera y la distancia de impacto están relacionados con la corriente del rayo, estas suposiciones permiten concluir que el rayo no impactará una estructura protegida si su distancia de impacto es mayor que el radio de la esfera.

Para un valor típico de corriente pico de 10 kA, la distancia de impacto es aproximadamente 45 m. Esta es la distancia a la cual un líder descendente produce la iniciación de un líder ascendente desde la estructura.

Nótese que mientras menor es la distancia de impacto (que implica una corriente pico de rayo más baja) la esfera que puede penetrar en la zona de protección es más pequeña. Cuando se requiere hacer un diseño más conservador se selecciona el radio de la esfera usando una corriente pico menor. Como no son muy probables valores de corriente entre 5 kA y 7 kA, generalmente se asume una corriente de 10 kA que representa 91 % de todos los eventos de rayo.

Para este método la norma NFPA 780 especifica radios de la esfera rodante:

- 46 m (150 ft), para estructuras ordinarias.
- 30 m (100 ft), para estructuras con riesgo de incendio o explosión especiales.

Mientras que la norma IEC 62305, da una tabla de niveles de protección en función de los kA y el radio de la esfera (r), de este modo existe proporcionalidad entre el valor de cresta de la corriente y la distancia final de descarga (radio de la esfera) mediante la ecuación:

$$r = 10 \cdot I^{\frac{2}{3}} \quad \text{Ecu. 4.21}$$

Donde:

- r = radio de la esfera en metros.
- I = Corriente de cresta (kA).

En base a la norma IEC 62305-1, se determina nivel de riesgo que posee la instalación (I, II, III, IV), y de acuerdo a ella, el radio de la esfera rodante a utilizar.

Nivel de protección	Radio de la esfera (rsc)	Corriente mínima presunta de rayo (kA de cresta)	Eficiencia de protección
Nivel I	20	3 kAc	99%
Nivel II	30	5 kAc	98%
Nivel III	45	10 kAc	97%
Nivel IV	60	16 kAc	97%

Tabla 4.4: Relación entre nivel de de protección, radio de la esfera (distancia de descarga), valor mínimo de la corriente presunta de rayo.

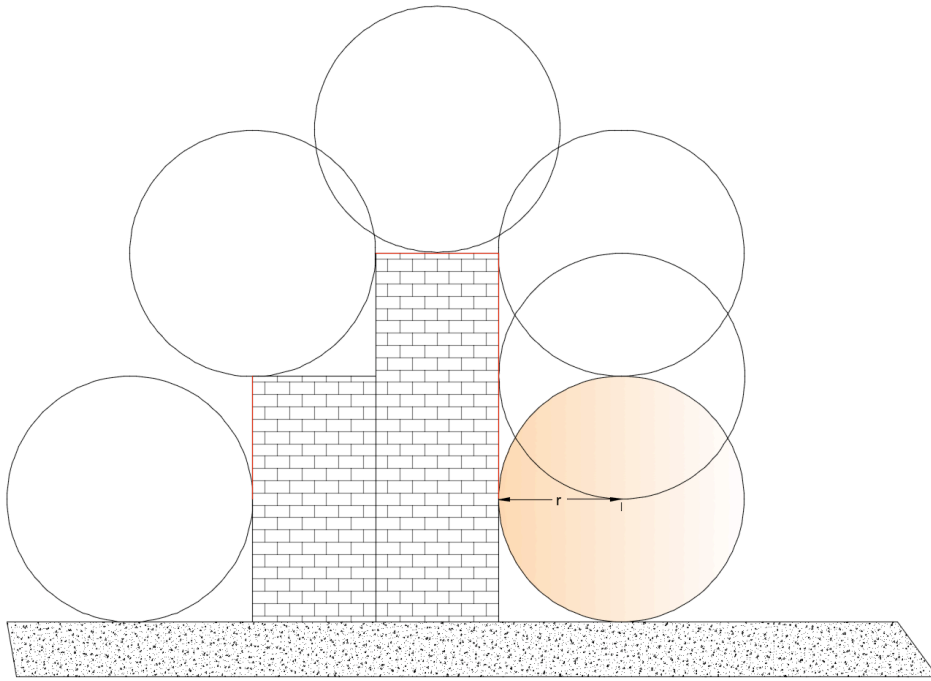


Figura 4.69: Esquema de esfera rodante de radio (r), sobre una edificación.

Para un sistema fotovoltaico, se sigue tomando el mismo criterio, ya sea por la norma NFPA 780 o la IEC 62305, por lo que hacer rodar una esfera sobre el parque generador, nos darían los puntos donde se ubicarían las puntas de protección contra rayos. Diferentes diseños de ubicación y localización de un sistema contra rayos pueden realizarse, dependerá de lo requerido, evaluación de costos, y el tamaño del parque fotovoltaico y la instalación. Ejemplo de dos tipos de diseños se pueden observar en la Figura 4.70 y Figura 4.71.

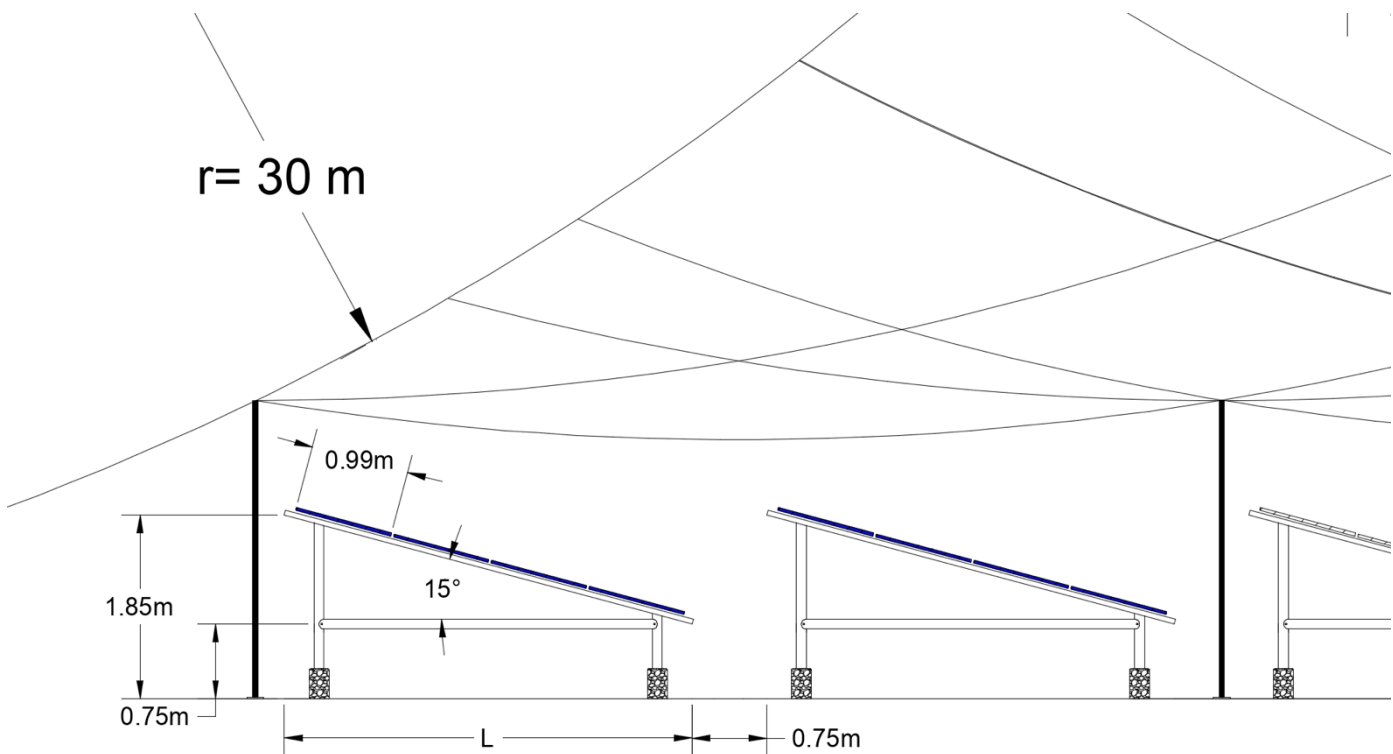


Figura 4.70: Ejemplo 1 de protección contra rayos, utilizando método de la esfera rodante de radio ($r=30m$), puntas franklin de altura ($h=2.85m$), en un generador fotovoltaico: vista lateral- proyección vertical

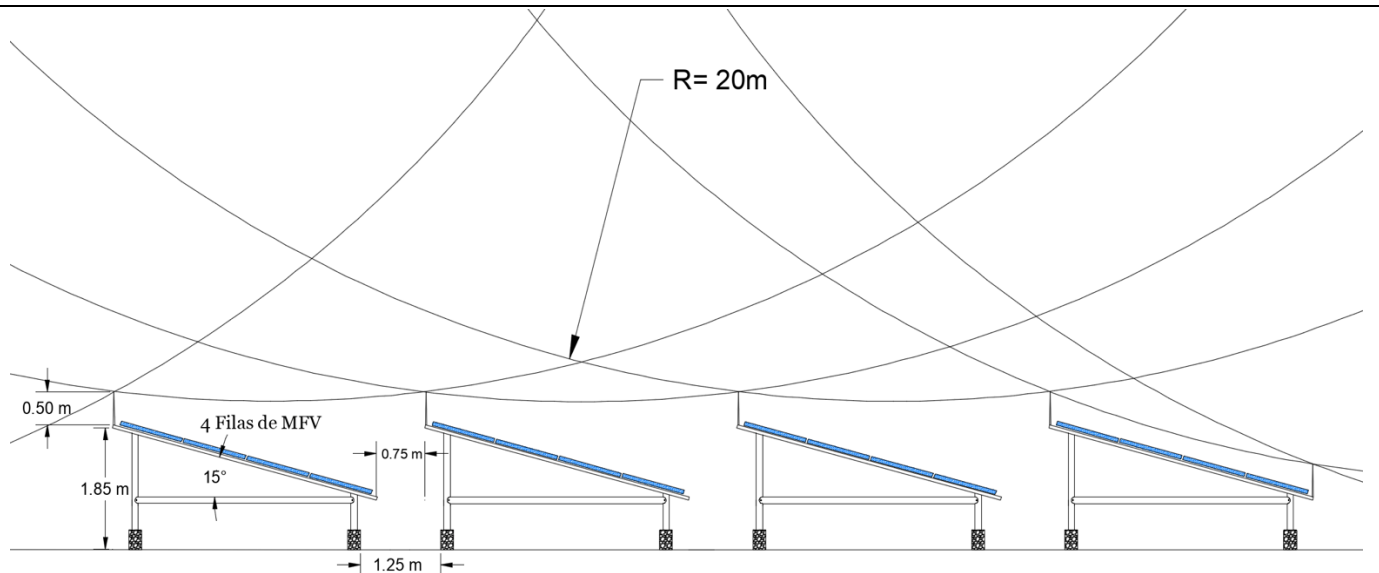
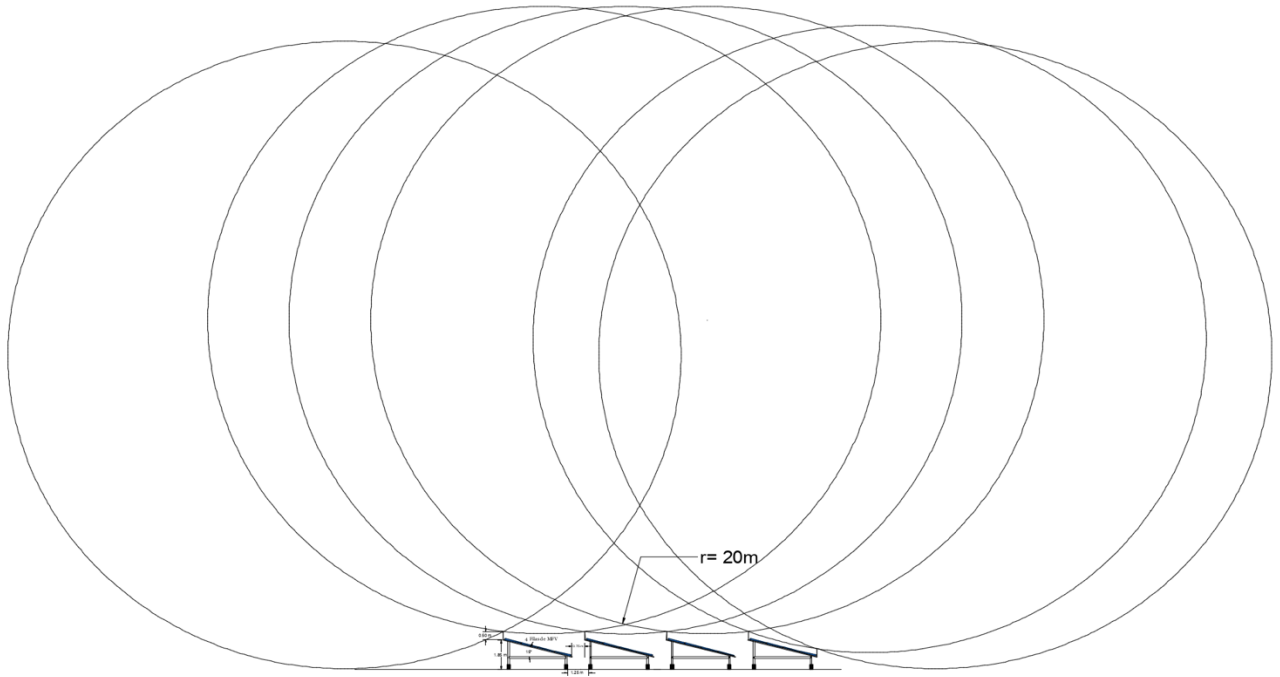


Figura 4.71: Ejemplo 2: Esfera rodante de 20 metros, puntas franklin de 50 cm, ubicadas en las estructuras de soporte de los MFV

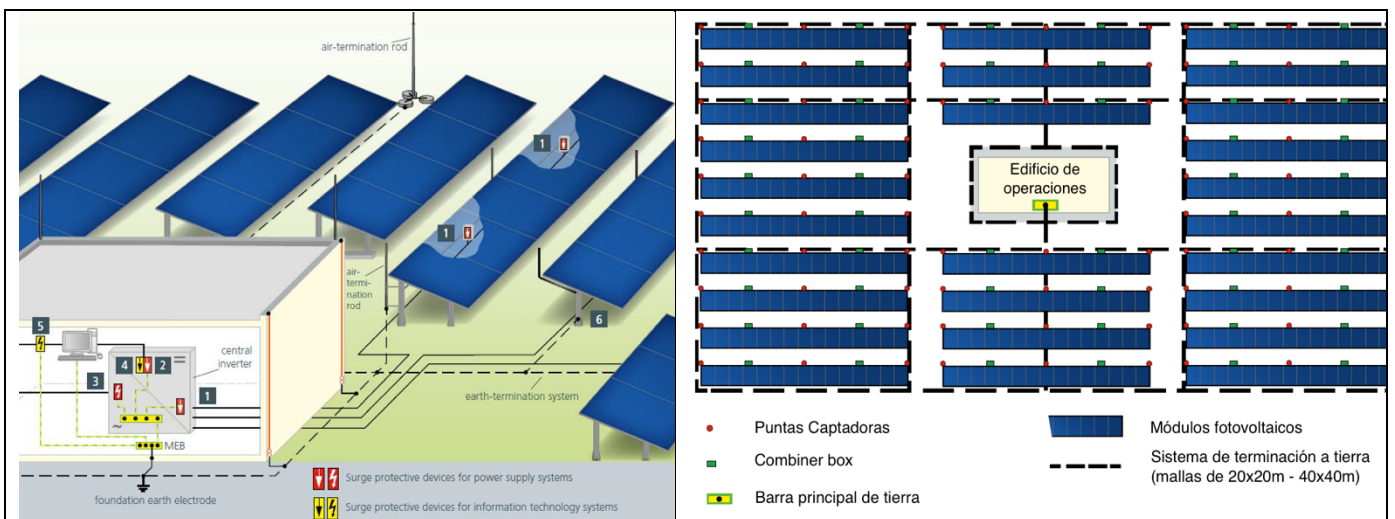


Figura 4.72: Ejemplos de protección contra descargas de rayos en un sistema fotovoltaico de tamaño medio.

- **Método de cable de guarda (Apantallamiento).**

El apantallamiento con cable de guarda, su aplicación en su mayoría se ve implementado en subestaciones de potencia, torres de transmisión, sub-transmisión, y en algunos casos en distribución. el calculo del apantallamiento puede realizarse por dos métodos:

- Modelo Electrogeométrico.
- Método gráfico.

En la actualidad, se ha determinado que este tipo de protección contra descargas atmosféricas directa, también tiene lugar para poder ser implementado en sistemas fotovoltaicos. En este caso de estudio, describiremos el método gráfico de apantallamiento con hilo (cable) de guarda, que debe seguirse para una protección contra descargas atmosféricas de un parque solar fotovoltaico.

Características del cable de guarda EHS 5/16”:

1. Es un cable pararrayo.
2. Se instala por encima de los equipos (pórticos o postes), para lograr un volumen de apantallamiento sobre lo que quiere protegerse.
3. Son de acero galvanizado tipo EHS 5/16”:
 - De bajo costo.
 - Alta resistencia mecánica y térmica.
 - Galvanizado (la mejor opción anticorrosiva).
 - Normas: ASTM – A90, ASTM – A111, ASTM – A363, ASTM – A475, ASTM – B6.



Figura 4.73: Cable hilo de guarda EHS 5/16" de acero galvanizado.

- **Apantallamiento con 1 hilo de guarda.**

Para determinar el volumen de apantallamiento por un hilo de guarda, se utiliza el método gráfico de **Langrehr**, el cual permite hallar de manera rápida, la altura de los elementos apantalladores, de acuerdo a norma DIN VDE 0101. El método puede ser aplicado hasta tensiones de 420 kV y zonas protegidas de aproximadamente 25 m de altura. Y consiste en determinar gráficamente, la zona de protección que brinda el hilo de guarda, con el objeto de asegurar una protección segura y eficaz de los equipos que se encuentra bajo ella. La misma metodología se puede aplicar a un sistema fotovoltaico, como se ve en la Figura 4.74.

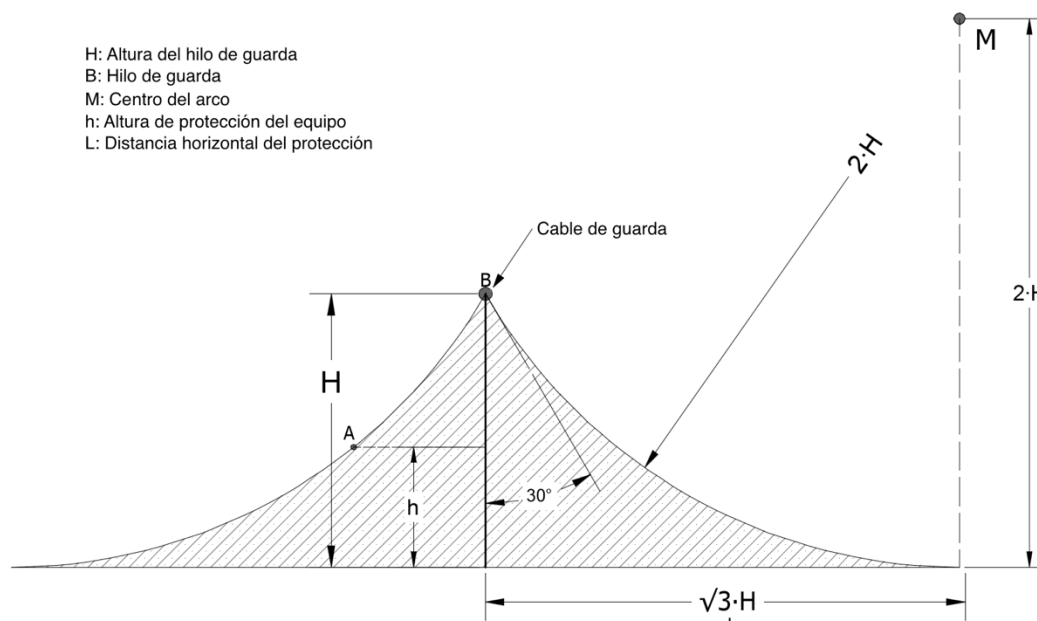


Figura 4.74: Método de apantallamiento mediante un hilo de guarda. Vista lateral: Vertical.

El volumen de apantallamiento generado por un hilo de guarda se ve representado en la Figura 4.75.

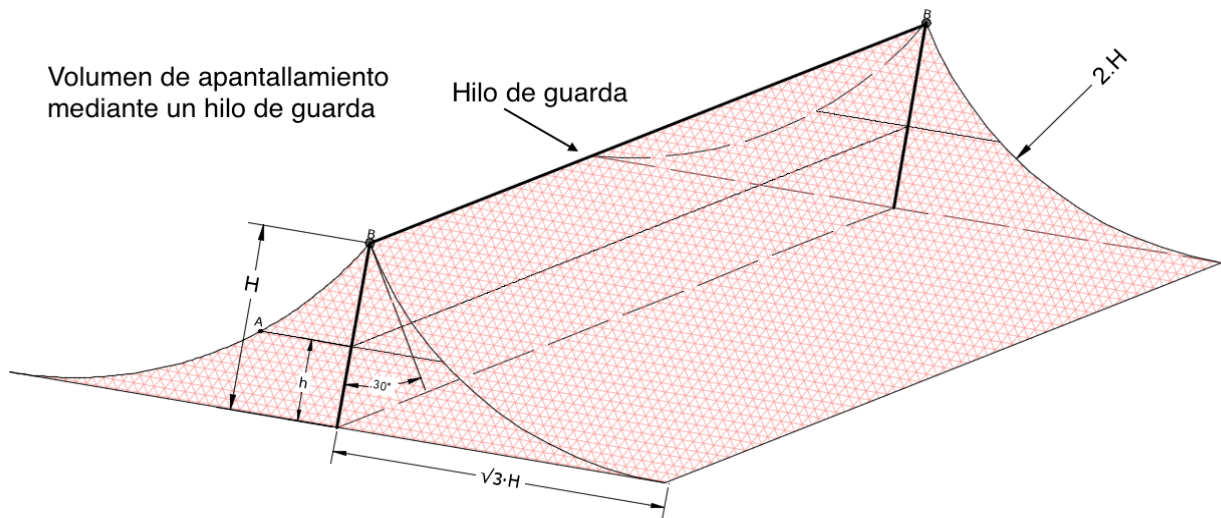


Figura 4.75: Volumen de apantallamiento por un hilo de guarda, zona de protección contra descargas de rayo.

El método gráfico, puede ser calculado mucho más rápido con la gráfica de la Figura 4.76. la cual está construida con la altura de protección (h) en metros, la altura del cable de guarda (H) en metros, y la distancia horizontal de protección (L) en metros. El procedimiento es simple, escogemos una distancia (L) que deseamos cubrir con el apantallamiento, escogemos una altura máxima de protección de los equipos (h), en este caso en particular, la altura del arreglo de módulos fotovoltaicos más alto, cruzamos una recta en la gráfica a partir de la distancia (L) e interceptamos con la altura máxima (h), se obtiene la altura máxima del hilo de guarda (H).

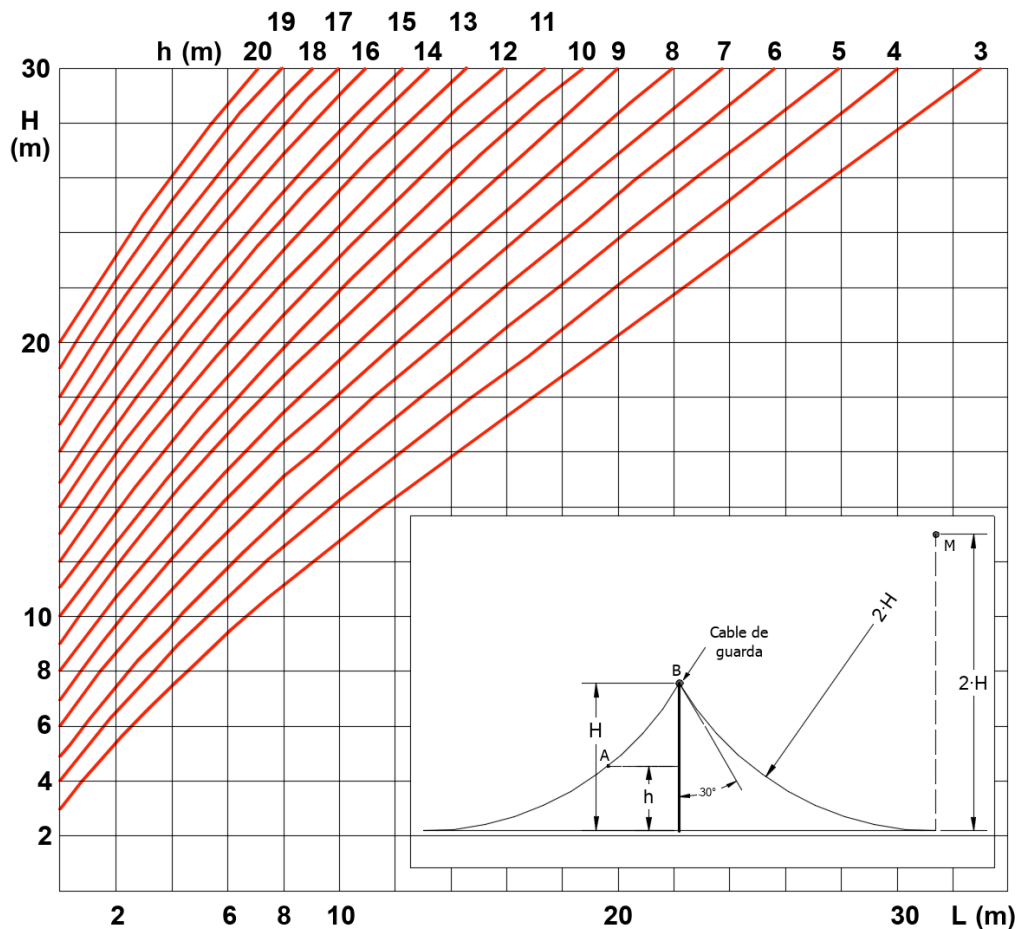


Figura 4.76: Método gráfico de protección con apantallamiento de un hilo de guarda.

○ Apantallamiento con 2 hilos de guarda.

La combinación de dos hilos en guarda en paralelo, distanciados una distancia (C), obtenemos como resultado un volumen de apantallamiento mucho más grande, que permitirá proteger mas equipos (y en este caso, mas arreglos fotovoltaicos) en la instalación.

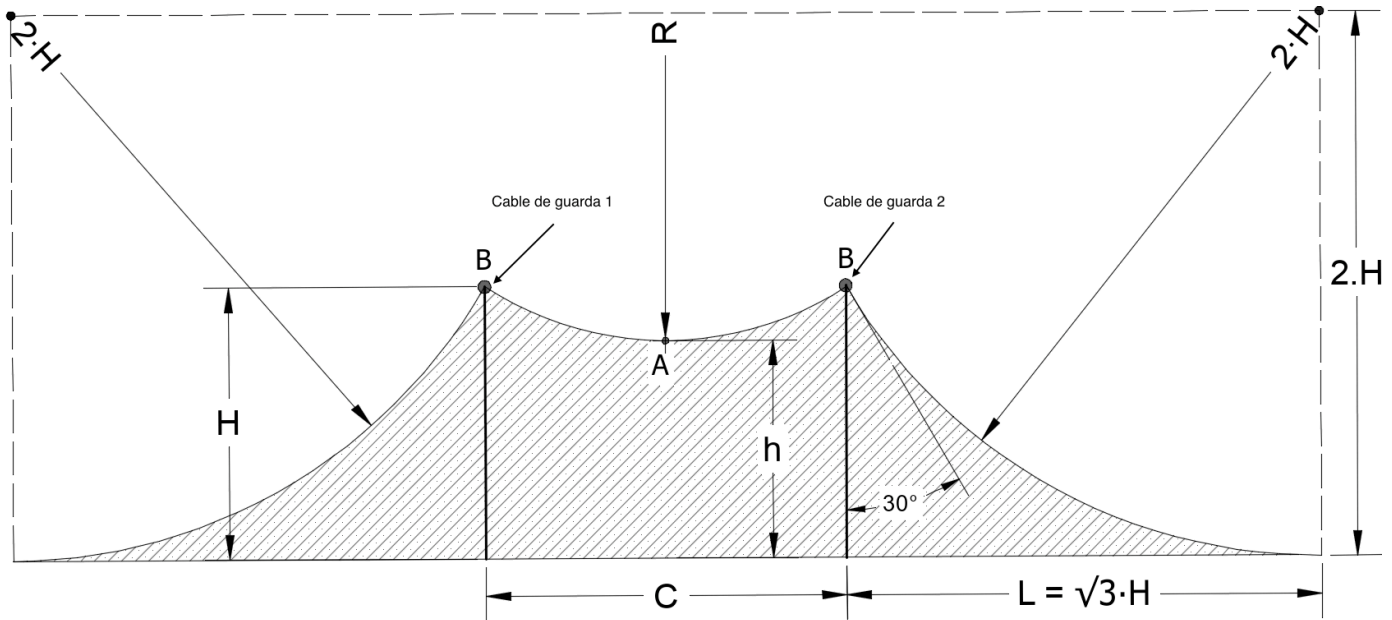


Figura 4.77: Método de apantallamiento mediante dos hilos de guarda. Vista lateral: vertical.

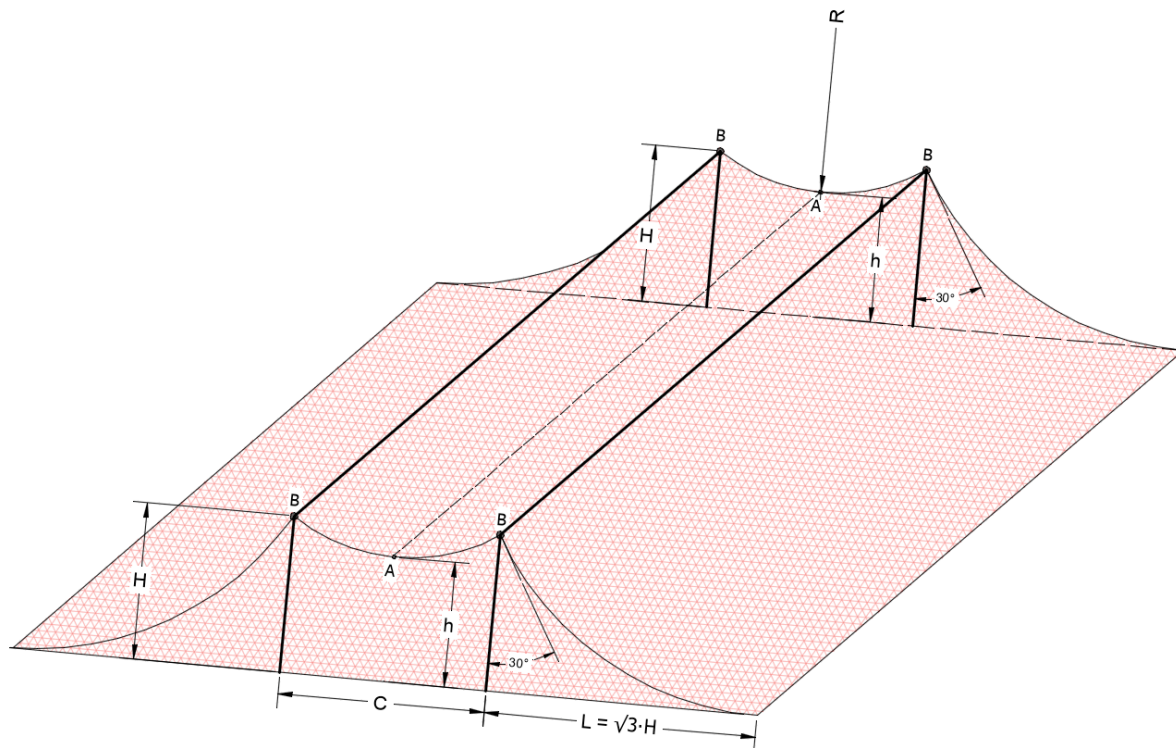


Figura 4.78: Volumen de apantallamiento por dos hilos de guarda, zona de protección contra descargas de rayo.

De la misma manera que se hizo con un solo hilo de guarda, el método gráfico para dos hilos de guarda, puede ser calculado mucho más rápido con la gráfica de la Figura 4.79 . la gráfica añade una tercera variable (C) en metros, que es la distancia de separación entre los dos hilos de guarda, y en el se ha de forma un arco de radio (R), el cuál define la altura (h) de protección de los equipos.

al de separación entre filas de módulos fotovoltaicos. Por lo cual se evaluará para el día 21 de diciembre cuando la declinación es se encuentra en el trópico de capricornio cuando la declinación solar es (-23.45°) y para el 21 de junio en el trópico de cáncer, cuando la declinación es $(+23.45^\circ)$.

- Determinaremos el ángulo de incidencia solar (θ), habiendo elegido una separación inicial (C), procedemos a la búsqueda de la altura del cable de guarda (H) en la gráfica de la figura Figura 4.79. El ángulo de incidencia, lo podemos calcular apoyándonos con la estructura de soporte vertical, que en la mayoría de veces serán postes de acero galvanizado, o pórticos que mantendrán el cable de guarda a una altura (H) y para ello, será necesaria la ecuación 2.15. considerando que los arreglos fotovoltaicos se han ordenado viendo hacia el hemisferio sur. El punto máximo se obtendrá a las 12 horas del medio día solar ($\omega = 0$).

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(\delta)\text{Cos}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Cos}(\omega) \quad \text{Ref. Ecu. 2.15}$$

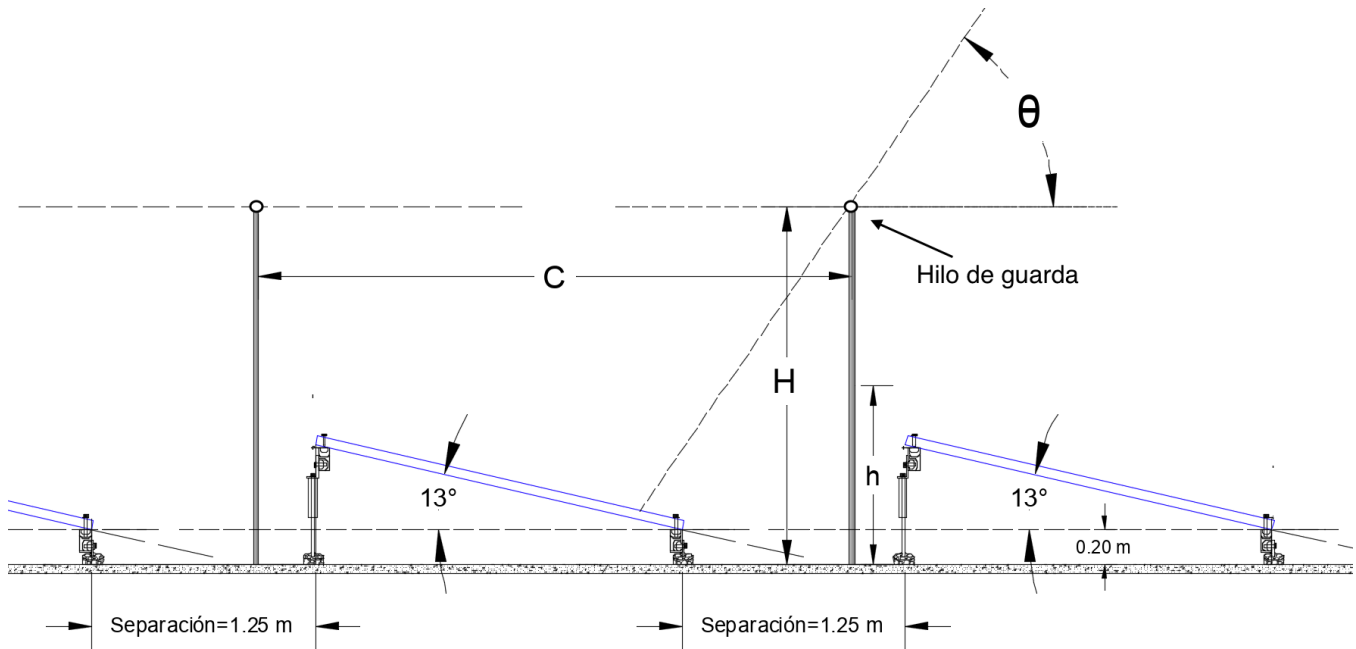


Figura 4.80: Análisis de sombreado en de un sistema de apantallamiento con hilo de guarda.

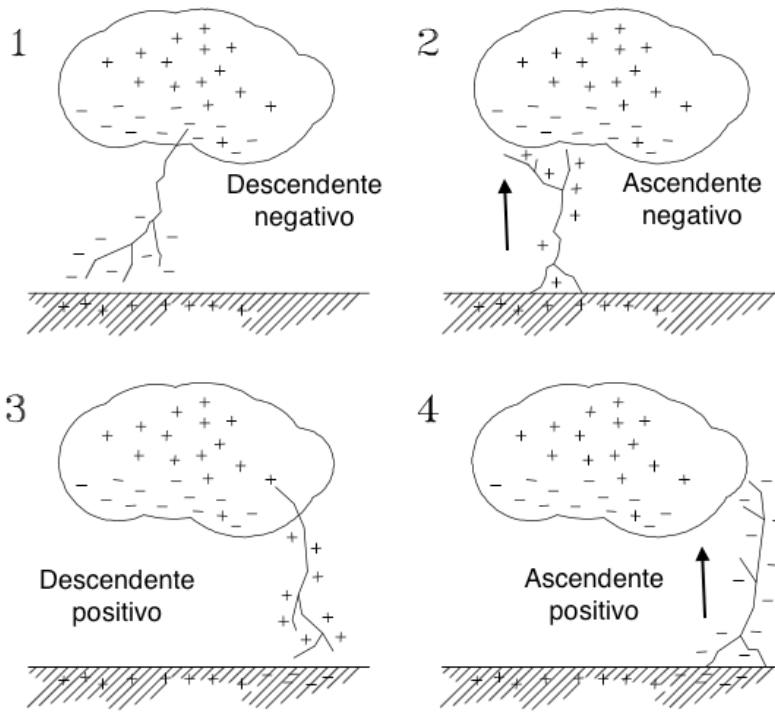
- Determinado el ángulo de incidencia, si se determina que habrá sombra a partir de la altura (H) y la distancia (C) de separación, se repite el proceso, hasta conseguir lo más óptimo posible, evitando tener sombreado por parte del cable de guarda.³³

4.6.4.2 Protección activa y pasiva de descargas atmosféricas

Para entender la diferencia entre la protección activa y la protección pasiva hay que entender las circunstancias previas a la generación del rayo. Cuando se origina una tormenta eléctrica se genera, mayoritariamente en la parte inferior de las nubes, un campo eléctrico de carga negativa, que a la vez crea una carga positiva en la tierra próxima a la tormenta. Cuando el campo electrostático es inferior a 8 kV/m el aire es aislante, pero cuando es igual o superior se puede producir la rotura de un arco (rayo).

Los tipos de descarga atmosféricas más común es la que se da entre nube y tierra, la cual es la de particular interés para los diseñadores de protección contra rayos. En ella podemos categorizar 4 tipos de descargas de rayos:

³³ Nota: si al conseguir, la distancia de separación (C) y la altura (H), requiere de que las filas de módulos se separen aún más de la separación óptima ya calculada con la distancia mínima de separación de filas entre módulos, entonces, sera criterio del diseñador, elegir la separación a la cual pueda cumplir ambos requisitos. Generalmente va a predominar es el análisis de sombreado por apantallamiento con hilo de guarda, pero tendrá mucha influencia la optimización del área del generador fotovoltaico, y es tarea del diseñador evaluar todos estos puntos, a la hora de elegir el apantallamiento con hilo de guarda.



1. Rayo descendente negativo.
2. Rayo ascendente negativo.
3. Rayo descendente positivo.
4. Rayo ascendente positivo.

Conocimiento.

Las cuatro categorías anteriores son el resultado de observaciones alrededor del mundo que se han registrado. Existe un porcentaje estadístico acerca del rayo nube-tierra y se ha llegado a la conclusión que:

- El 90% de las descargas ocurridas son de tipo descendentes negativas.
- El 10% restante de los fenómenos registrados son de tipo descendentes positivas.

Figura 4.81: Tipos de descargas atmosféricas entre nube-tierra.

Entender, la teoría del rayo, permitirá el uso de pararrayos pasivos o activos. Antes de definir estos, debemos saber que todo el planeta en diferentes estaciones de un año, están sometidos a tormentas eléctricas, en las cuales se dan muchas descargas de rayos. Un mapa ceráunico o mapa geográfico, es el que representa una zona o país para determinar el nivel de riesgo de rayos, representa los días tormentas al año, por kilómetro cuadrado. Para El Salvador se tiene el siguiente:

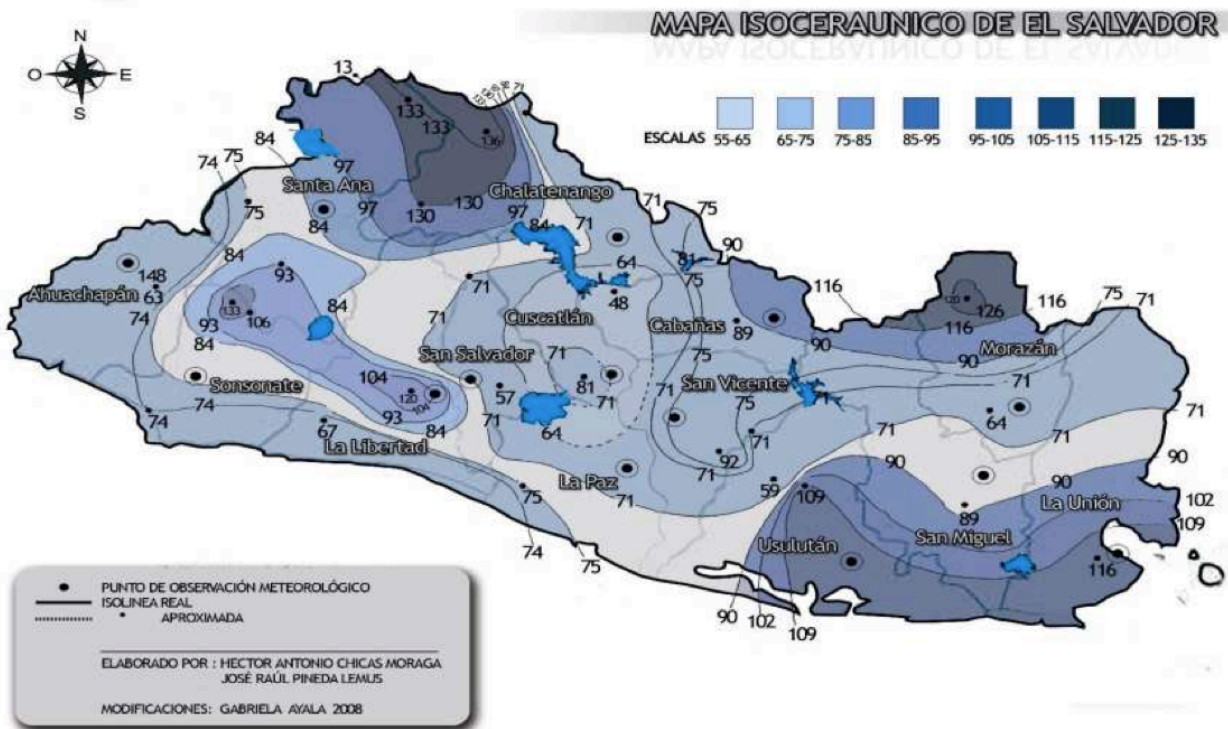


Figura 4.82 Mapa ceráunico de El Salvador, creado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica en la Universidad de El Salvador. [70]

Un día tormenta es un día en que un trueno es escuchado. Los datos queráunicos son compilados en cartas geográficas con líneas de igual nivel queráunicos o líneas isoqueráunicas. Con los años, se han propuesto relaciones matemáticas entre los días tormenta al año (T_d) registrados y la densidad de descargas a tierra (N_g) (descargas a tierra/unidad de área/unidad de tiempo).

En este contexto, es necesario determinar los niveles riesgos a descargas de rayos en la zona donde se hará una instalación fotovoltaica. Determinado el nivel de riesgo, es decisión del diseñador el tipo de protección contra rayos que utilizará. Entonces se determina las protecciones pasivas o activas.

4. ¿Qué es un sistema de puntas simples (pasivo)?

Las puntas captadoras o puntas franklin no realizan ninguna acción especial durante el proceso de la tormenta eléctrica, la protección de estas puntas se basa en la posición de las varillas, la morfología, material y la reacción física que se realiza en el campo electrostático.

La carga positiva asciende del suelo, a través de la conexión de toma de tierra, hasta la punta del pararrayos, que, al situarse en una altura predominante, se convierte en un punto favorable a la caída del rayo, evitando que la descarga se produzca en otra parte de la instalación. Estos deberían cumplir con la norma IEC 62305.



Figura 4.83: Pararrayos punta franklin o punta captadora simple. [69]

5. ¿Qué es un sistema de pararrayos PDC (activo)?

Un pararrayos ionizante (PDC) con dispositivo de cebado tiene como objetivo anticiparse al rayo para mantener protegida el resto de la zona. El principio de funcionamiento es el mismo que la punta simple, pero se añade un sistema de ionización adicional que consigue cubrir un radio de protección mayor.

Crea un trazador ascendente a más distancia gracias a la ionización extra del pararrayos, que se activa con el campo electromagnético producido por la tormenta, que atrae al rayo hasta su ubicación, donde el sistema de protección conduce el rayo hasta el suelo manteniendo toda la instalación protegida. Estos deberían cumplir con la norma IEC 62305.



Figura 4.84: Pararrayos con dispositivo de cebado (PDC). [69]

6. ¿Qué diferencias hay entre la protección activa y pasiva?

La diferencia entre estos sistemas es la actividad que realizan durante la tormenta. Como hemos explicado en los puntos anteriores, la principal e importante diferencia es el radio de protección que pueden llegar a asumir los distintos tipos de protección externa contra el rayo y el nivel de riesgo a descargas eléctricas en la zona.

Esta diferencia nos permite especificar sus ventajas:

- El sistema activo tiene un radio de protección mucho más elevado: pudiendo llegar a tener más del doble de radio de protección que los pararrayos simples, dependiendo de los modelos.
- El sistema de protección activo resulta más económico: En los casos donde sea necesario cubrir una zona amplia, puede ser más costoso instalar un número elevado de puntas franklin que la instalación de un PDC.
- Impacto visual más reducido: Al necesitar menos elementos, la estética de la estructura o zona protegida se verá menos afectada.
- La protección activa no solo protege la estructura, también protege alrededores y zonas abiertas.

4.7.5 Protecciones diferenciales de falla a tierra en sistemas fotovoltaicos con conexión a tierra

[53] Los circuitos del sistema fotovoltaico de DC, puestos a tierra deberán contar con un monitor de corriente diferencial (o sistema de detección de fallas a tierra) el que podrá estar incluido en el inversor o ser externo a él. Dicho monitor deberá ser sensible a todo tipo de corriente, capaz de diferenciar entre las corrientes de escape capacitivas condicionadas por el servicio (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de falla (causadas por el contacto de un polo del generador fotovoltaico). El inversor se deberá desconectar inmediatamente de la red en cuanto se supere el valor límite absoluto de 300 mA (protección contra incendios) o el valor de la corriente de falla del lado de CC de 30 mA (protección para personas).

En los casos en que el monitor de corriente diferencial (o sistema de detección de fallas a tierra) este incorporado al inversor, deberá cumplir con la norma IEC 62109-2. Para aquellos casos en que la protección diferencial no esté incorporada en el inversor, deberá satisfacer los requerimientos de las normas IEC 62020 y IEC 60755.



Figura 4.85: Ejemplo de monitores de corriente diferencial. [53]

El NEC en su artículo 690.5 “protección contra fallas a tierra” también expone:

Los arreglos fotovoltaicos de C.C puestos a tierra deben tener protección de C.C contra fallas a tierra que cumpla con los requisitos de las secciones 690.5(A) hasta (C) para reducir los peligros de incendio.

Excepción No. 1: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos montados en el suelo o en postes, con no más de dos circuitos de alimentación en paralelo y con todas las fuentes de CC y los circuitos de salida de CC separados de los edificios no tengan protección contra fallas a tierra.

Excepción No. 2: Se permitirá que los arreglos fotovoltaicos instalados en lugares diferentes de las unidades de vivienda no tengan protección contra fallas a tierra, si los conductores de puesta a tierra de equipos están dimensionados de acuerdo con la sección 690.45.

Excepción No. 3: En el caso de micro-inversores instalados debajo de los módulos fotovoltaicos o que la distancia del circuito de salida fotovoltaica al inversor sea menor de 2.0 m, no se requiere del sistema de protección de falla a tierra. [53]³⁴

La protección diferencial contra fallas a tierra deberá de cumplir los siguientes requisitos:

- A) Detección e interrupción de fallas a tierra:** El dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra debe ser capaz de detectar una corriente de falla a tierra, interrumpir el flujo de la corriente de falla y mostrar una indicación de dicha falla.

³⁴ Excepción agregada por parte de la norma de referencia [53].

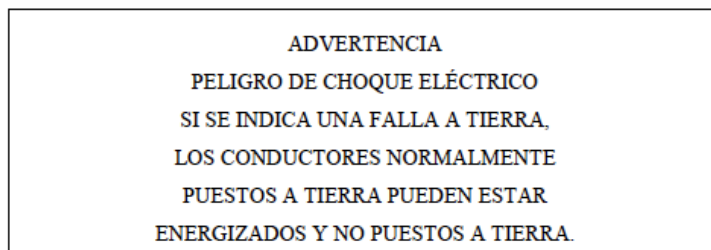
Se permitirá la apertura automática del conductor puesto a tierra del circuito en falla para interrumpir la trayectoria de la corriente de falla. Si un conductor puesto a tierra se abre para interrumpir la trayectoria de la corriente de falla a tierra, todos los conductores del circuito en falla se deben abrir automáticamente y simultáneamente.

La operación manual del desconectador principal del circuito fotovoltaico de c.c. no debe activar el dispositivo de protección contra fallas a tierra ni hacer que los conductores puestos a tierra se conviertan en no puestos a tierra.

B) Separación de los circuitos en falla: Los circuitos en falla se deben separar mediante uno de los siguientes métodos:

- (1) Los conductores no puestos a tierra del circuito en falla se deben desconectar automáticamente.
- (2) El inversor o el controlador de carga alimentado por el circuito en falla debe detener automáticamente la alimentación a los circuitos de salida.

C) Etiquetados y marcados: Debe aparecer una etiqueta de advertencia en el inversor, o debe ser colocada por el instalador cerca del indicador de falla a tierra en una ubicación visible estableciendo lo siguiente:



Cuando el sistema fotovoltaico contenga baterías, la misma advertencia se debe colocar por el instalador en un lugar visible a las baterías. (para sistemas fotovoltaicos híbridos)

- Para el caso de un generador fotovoltaico puesto a tierra, el sistema de detección de falla a tierra debe tener un sensor de corriente, un sistema de detección con indicador del tipo de falla y un contactor o interruptor automático. El sensor de corriente y el contactor o interruptor deben instalarse entre la salida del arreglo fotovoltaico y el punto de conexión a tierra, antes del inversor.

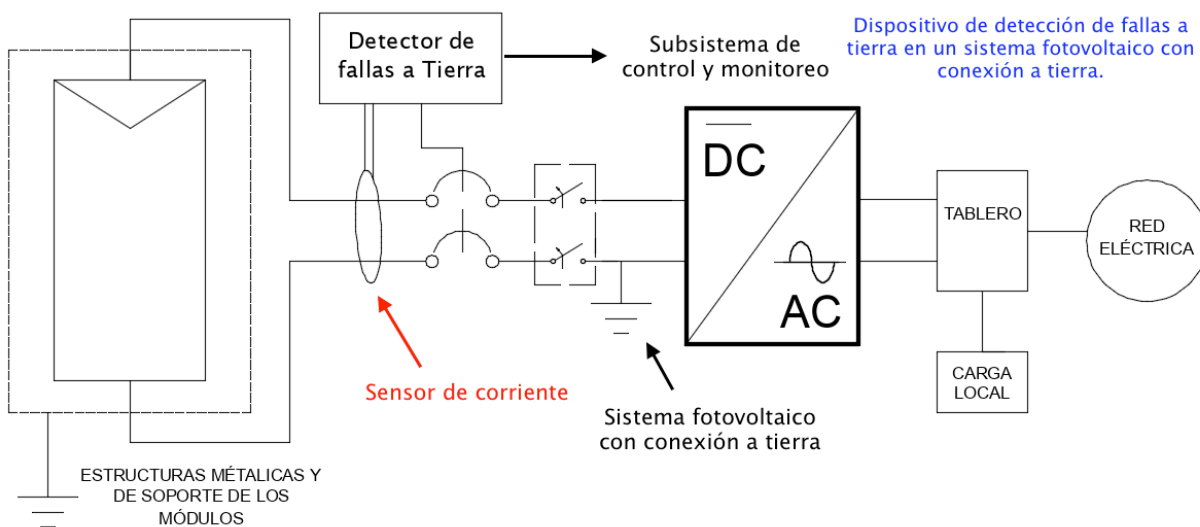


Figura 4.86: Dispositivo de detección de fallas a tierra, en un sistema fotovoltaico con sólida conexión a tierra.

4.7.6 Protecciones y consideraciones en sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra (flotantes)

El NEC versión 2005, 2008 y 2014 en el artículo 690.35 da algunas consideraciones para protección de este tipo de sistemas sin conexión a tierra, aplicable para sistemas ya existentes sin la aplicación del nuevo diseño que se propone en la versión NEC 2017.³⁵

- Se permitirá que los sistemas de alimentación fotovoltaica funcionen con circuitos fotovoltaicos de fuentes y de salida no puestos a tierra cuando el sistema cumpla con lo que a continuación se indica:
- A) Desconectores.** Todos los conductores de los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben tener desconectores que cumplan lo indicado en el artículo 18 Medios de Desconexión.
- B) Protección contra sobrecorriente.** Todos los conductores de los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida (conductor positivo y conductor negativo) deben tener protección contra sobrecorriente de acuerdo con el artículo 17.
- C) Protección contra fallas a tierra.** Todos los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben tener un dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra (para el caso un dispositivo monitor de aislamiento) que cumpla con lo siguiente:
- (1) Detecte una falla a tierra.
 - (2) Indique que ha ocurrido una falla a tierra.
 - (3) Desconecte automáticamente todos los conductores o haga que el inversor o el controlador de carga conectados al circuito en falla, suspenda automáticamente la alimentación de energía a los circuitos de salida.
- D) Los conductores de la fuente fotovoltaica deben consistir de uno de los siguientes elementos:**
- (1) Cables multiconductores con chaqueta no metálica.
 - (2) Conductores instalados en canalizaciones, o
 - (3) Conductores listados e identificados como alambre fotovoltaico (PV) instalado como expuesto y de un solo conductor.
- E) Se permitirá usar los circuitos de corriente continua de un sistema de alimentación fotovoltaica con sistemas de baterías no puestos a tierra que cumplan lo especificado en el inciso 56.7.**
- F) La fuente de alimentación fotovoltaica debe estar etiquetada con la siguiente advertencia en cada caja de empalme, Combiner box, medios de desconexión y dispositivo donde los circuitos energizados, no puestos a tierra puedan estar expuestos durante el servicio:**

<p>ADVERTENCIA PELIGRO DE CHOQUE ELÉCTRICO. LOS CONDUCTORES DE C.C. DE ESTE SISTEMA FOTOVOLTAICO NO ESTÁN PUESTOS A TIERRA Y PUEDEN ESTAR ENERGIZADOS.</p>

³⁵ Nota: las consideraciones de sistemas fotovoltaicos sin conexión a tierra, como ya se vio en apartados atrás en este capítulo, es únicamente aplicable para sistemas fotovoltaicos que han sido instalados bajo la modalidad de las versiones del NEC 2005, 2008 y 2014. Debido a que en la versión 2017 del NEC se ha eliminado este apartado, dando nuevas consideraciones de diseño para sistemas fotovoltaicos puestos a tierra y sistemas no puestos a tierra.

4.7.7 Protecciones en conexiones a la red (AC)

Algunas normativas de instalación de interruptores diferenciales en el lado AC de un sistema fotovoltaico, lo expone la norma [53] en su artículo 23 así:

Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante un incidente.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial e interruptor general termomagnético bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tripolar para el caso de las instalaciones trifásicas, **con intensidad de corriente de falla superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.** La protección en este caso que se instala en sistema fotovoltaico que no presenta como mínimo de separación simple entre los lados de corriente continua y alterna, el dispositivo diferencial instalado para garantizar la protección en caso de falla deber ser **tipo B**, conforme a lo especificado en la norma IEC 60755. Además, protección anteriormente indicada, para unidades de generación de potencia instalada inferiores 10kW, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 30 mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA.

Si el inversor por construcción, no puede inyectar corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica (inversor cuenta con transformador de aislamiento que garantiza la separación galvánica entre los circuitos de DC y AC), no se requiere un dispositivo diferencial del tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755, en este caso se podrá utilizará un diferencial **tipo A**.

Excepción: Se podrá obviar la instalación de la protección diferencial en los casos que esté incorporada en el inversor.

- Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con protecciones red, que actúen sobre el interruptor de acoplamiento cuando al menos un valor de operación de la red de distribución se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección; estas protecciones podrán estar incorporadas al inversor o mediante un sistema de protección adicional. Las protecciones de red serán de acuerdo al IEEE 1547 – “Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica”, las cuales se detallan a continuación:

Dispositivo	Función
27	Relé de mínima tensión
59	Relé de sobretensión
81o	Relé de alta frecuencia
82u	Relé de baja frecuencia

Tabla 4.5: Protecciones para interconexión de generadores distribuidos. [72]

- Los ajustes de máxima y mínima tensión, y de máxima y mínima frecuencia de la protección de interconexión de red serán los que se establecen la norma IEEE 1547.

Voltage range (% of the base voltage ^a)	Clearing time ^b (s)
V<50	0.16
50≤V<88	2.00
110<V<120	1.00
V≥120	0.16

^a Base voltages are the nominal system voltages stated in ANSI C84.1 Table 1.

^b DR ≤30 kW, maximum clearing times; DR >30 kW, default clearing times.

Tabla 4.6: Respuesta del sistema de interconexión a tensiones anormales. [72]

DR size	Frequency range (Hz)	Clearing time ^a (s)
≤30 kW	>60.5	0.16
	<59.3	0.16
>30 kW	>60.5	0.16.
	<{59.8 to 57.0} (adjustable set point)	Adjustable 0.16 to 300
	<57.0	0.16

^a DR ≤30 kW, maximum clearing times; DR >30 kW, default clearing times.

Tabla 4.7: Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales. [72]

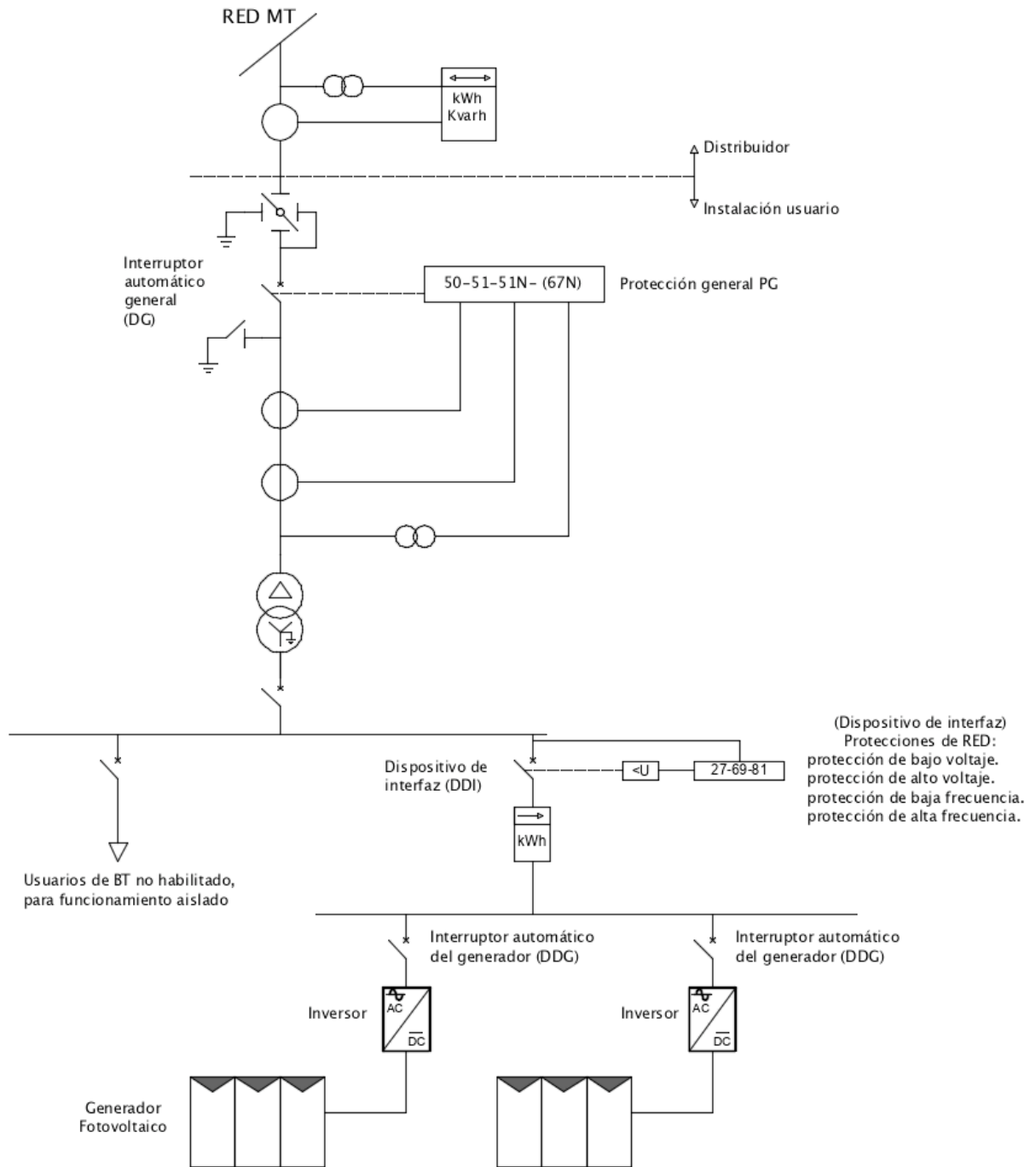


Figura 4.87: Ejemplo de diagrama unifilar de un Sistema fotovoltaico interconectados a la Red con protecciones AC

Las protecciones 50-51-51N son contra sobre intensidad o sobrecorriente instantáneos y temporizados de fase o neutro, y la 67-67N protección de sobrecorriente direccional de fase o neutro, para subestaciones, se instalarán en generadores fotovoltaicos de varios kW o MW. (Leer mas en protecciones de subestaciones de potencia).

4.8 Conductores y canalización en sistemas fotovoltaicos

- **Conductores para la unidad de generación fotovoltaica.**

[53] Los conductores utilizados en el lado de DC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1000 V y 2000 V en DC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica.

Algunos de los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007 y UL-SU 4703.

- **Dimensionamiento de conductores.**

- **Lado DC.**

Los conductores de la unidad de generación y de salida fotovoltaicas deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 %.

Los conductores del lado de DC, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente obtenidas en la definición (1) subtema 4.6.1. Por lo tanto, para los circuitos de la fuente y de salida fotovoltaica la ampacidad o capacidad de conducción de los conductores debe seleccionarse con un valor mayor a 1.56 veces la corriente de corto circuito, del módulo, string o arreglo fotovoltaico, realizando las correcciones pertinentes por temperatura y agrupamiento.

Para cables de conductores pequeños como las interconexiones de módulos se admitirán cables de un solo conductor listados para uso en exteriores que sean resistentes a la radiación solar y a la humedad en los tamaños mínimos de 16 AWG y 18 AWG, cuando dichos cables cumplan los requisitos de capacidad del presente capítulo. (Se debe usar la sección 310.15 del NEC para determinar la ampacidad y los factores de reducción debido a la temperatura). La mayoría de veces el fabricante del panel fotovoltaico, en su ficha técnica especifica el calibre de conductor DC para interconexión de módulos.

- **Lado AC.**

Los conductores en el circuito de salida del inversor o lado de AC, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor (1.25 veces la corriente a la potencia nominal del inversor), realizando las correcciones pertinentes por temperatura y agrupamiento.

Para los alimentadores del lado AC del sistema fotovoltaico, deberá tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener una sección suficiente para que la caída de tensión desde la unidad de generación hasta el punto de acoplamiento (conexión a la red) sea inferior al 3%.

Para el cálculo del calibre de conductor, considerando la caída de tensión inferior a 1.5% para el lado DC, y 3% para el lado AC hasta el punto de acoplamiento, se utilizarán las siguientes formulas.

Sistemas monofásicos y Sistemas DC (1)	$S = \frac{2 * \rho * L * P}{\Delta V_{\%} * V^2}$	$S = \frac{2 * \rho * L * I * \cos \varphi}{\Delta V_{\%} * V}$
Sistemas trifásicos	$S = \frac{\rho * L * P}{\Delta V_{\%} * V^2}$	$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I_L * \cos \varphi}{\Delta V_{\%} * V}$

<p>Donde:</p> <p>S: Sección en (mm²).</p> <p>ρ: Resistividad ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).</p> <p>L: Longitud (m).</p> <p>I: Corriente (A).</p> <p>IL: Corriente de línea (A).</p> <p>Cos (ϕ): Factor de potencia de la carga al final de la línea.</p> <p>$\Delta V\%$: Caída de tensión en (%/100).</p> <p>V: Tensión de la línea (480 V en trifásicos, 240 V en monofásicos y 12 ó 24 V en DC) (V).</p> <p>(1) El los circuitos DC se utilizan las fórmulas monofásicas sin el termino Cos(ϕ).</p>

La sección 310.5 del NEC nos dice el calibre mínimo para conductores en la siguiente tabla:

Tensión nominal del Conductor (Volts)	Calibre mínimo del conductor (AWG)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre
De 0 a 2,000	14	12
De 2,001 a 8,000	8	8
De 8,001 a 15,000	2	2
De 15,001 a 28,000	1	2
De 28,001 a 35,000	1/0	1/0

Tabla 4.8: Calibre mínimo de conductores según la tensión nominal, NEC-tabla 310.5

En la determinación de la sección transversal de los conductores de cada arreglo, se deberá considerar la temperatura máxima de operación del arreglo de acuerdo con las condiciones climatológicas del lugar, y elegir la sección transversal de conductor considerando los factores de corrección por temperatura indicados en la Tabla 4.9, mostrada a continuación.

TABLE 310.15(B)(2)(A) Ambient Temperature Correction Factors Based on 30°C (86°F)

For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below.

Ambient Temperature (°C)	Temperature Rating of Conductor			Ambient Temperature (°F)
	60°C	75°C	90°C	
10 or less	1.29	1.20	1.15	50 or less
11–15	1.22	1.15	1.12	51–59
16–20	1.15	1.11	1.08	60–68
21–25	1.08	1.05	1.04	69–77
26–30	1.00	1.00	1.00	78–86
31–35	0.91	0.94	0.96	87–95
36–40	0.82	0.88	0.91	96–104
41–45	0.71	0.82	0.87	105–113
46–50	0.58	0.75	0.82	114–122
51–55	0.41	0.67	0.76	123–131
56–60	—	0.58	0.71	132–140
61–65	—	0.47	0.65	141–149
66–70	—	0.33	0.58	150–158
71–75	—	—	0.50	159–167
76–80	—	—	0.41	168–176
81–85	—	—	0.29	177–185

Tabla 4.9: Tabla de factores de corrección de temperatura para conductores. Referencia NEC 2011- Art.310.15

Además, cuando se instalen tres cables conductores portadores de corriente en una misma canalización la capacidad de conducción de corriente debe corregirse, reduciendo su valor, con los factores de la Tabla 4.10.

TABLE 310.15(B)(3)(a) Adjustment Factors for More Than Three Current-Carrying Conductors in a Raceway or Cable	
Number of Conductors¹	Percent of Values in Table 310.15(B)(16) through Table 310.15(B)(19) as Adjusted for Ambient Temperature if Necessary
4–6	80
7–9	70
10–20	50
21–30	45
31–40	40
41 and above	35

¹Number of conductors is the total number of conductors in the raceway or cable adjusted in accordance with 310.15(B)(5) and (6).

Tabla 4.10: Factores de ajuste para más de tres conductores con corriente en una misma canalización. NEC 2011- Art 310.15

Table 310.15(B)(16) (formerly Table 310.16) Allowable Ampacities of Insulated Conductors Rated Up to and Including 2000 Volts, 60°C Through 90°C (140°F Through 194°F), Not More Than Three Current-Carrying Conductors in Raceway, Cable, or Earth (Directly Buried), Based on Ambient Temperature of 30°C (86°F)*

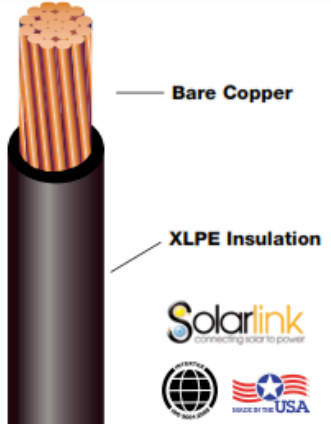
Size AWG or kcmil	Temperature Rating of Conductor [See Table 310.104(A).]						Size AWG or kcmil
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
18**	—	—	14	—	—	—	—
16**	—	—	18	—	—	—	—
14**	15	20	25	—	—	—	—
12**	20	25	30	15	20	25	12**
10**	30	35	40	25	30	35	10**
8	40	50	55	35	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	315	375	425	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	490	555	330	395	445	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	525	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	555	665	750	470	560	630	2000

*Refer to 310.15(B)(2) for the ampacity correction factors where the ambient temperature is other than 30°C (86°F).

Tabla 4.11: Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 voltios y 60° C a 90° C (140° F a 194° F). No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrados directamente), basadas en una temperatura ambiente de 30° C (86° F). NEC 2011- Art 310.15.

Ejemplos de cableados en aplicaciones fotovoltaicas de 1000 V y 2000 V.

1kV Rated PV



Cable Identification

ADVANCED DIGITAL CABLE XX AWG (UL) PV WIRE 1KV 90C WET OR 105C DRY (-40C) SUN RES UV RATED VW-1 OR RHW-2 600V DIRECT BURIAL RoHS E324841

Cross-Linked Polyethylene Insulated
18 - 750 MCM • 1000 Volts • -40°C to 105°C Dry and 90°C Wet



Description
ADC's **Solarlink** brand Photovoltaic cable has a chemically cross-linked polyethylene insulation.

Applications
Appropriate for use in solar power applications that require 1,000 volt rating. For use in grounded interconnection and ungrounded Photovoltaic power systems.

Construction
Conductors: Stranded bare copper conductor per ASTM B-3, B-8. Available in 7 or 19 stranded versions as well as tinned copper.
Insulation: Chemically Cross-linked polyethylene

Colors: Black, Green, White, Red. Print on one side with a contrasting ink. An extruded stripe and other colors are available upon request.

Industry Listings & Standards
UL Listed as Photovoltaic Cable per Standard Subject 4703 and 44
-40°C/90°C Wet/105°C Dry Rated
Gasoline and Oil Resistant II
RoHS Compliant
Sunlight Resistant
VW-1 Rated

Cable Data						
Part Number	AWG	Strand	Insulation Thickness (mils)	Nominal O.D. (inch)	Approximate Net Weight lbs/1M'	Copper Weight per lbs/1M'
3181PV	18	7	75	.198	22.81	5.40
3161PV	16	7	75	.208	26.8	7.97
3141PV	14	7	75	.223	33.73	12.78
3121PV	12	7	75	.242	43.84	20.20
3101PV	10	7	75	.266	59.09	32.05
3081PV	8	7	85	.316	88.12	51.05

PV PHOTOVOLTAIC CABLE

2kV Rated PV



Cable Identification

ADVANCED DIGITAL CABLE XX AWG (UL) PV WIRE 2KV 90C WET OR 105C DRY (-40C) SUN RES UV RATED VW-1 OR RHW-2 600V DIRECT BURIAL RoHS E324841

Cross-Linked Polyethylene Insulated
18 - 750 MCM • 2000 Volts • -40°C to 105°C Dry and 90°C Wet

Description
ADC's **Solarlink** brand Photovoltaic cable has a chemically cross-linked polyethylene insulation.

Applications
Appropriate for use in solar power applications that require 2,000 volt rating. For use in grounded interconnection and ungrounded Photovoltaic power systems.

Construction
Conductors: Stranded bare copper conductor per ASTM B-3, B-8. Available in 7 or 19 stranded versions as well as tinned copper.
Insulation: Chemically Cross-linked polyethylene

Colors: Black, Green, White, Red. Print on one side with a contrasting ink. An extruded stripe and other colors are available upon request.

Industry Listings & Standards
UL Listed as Photovoltaic Cable per Standard Subject 4703 and 44
-40°C/90°C Wet/105°C Dry Rated
Gasoline and Oil Resistant II
RoHS Compliant
Sunlight Resistant
VW-1 Rated




Cable Data						
Part Number	AWG	Strand	Insulation Thickness (mils)	Nominal O.D. (inch)	Approximate Net Weight lbs/1M'	Copper Weight per lbs/1M'
3182PV	18	7	75	.198	22.81	5.40
3162PV	16	7	75	.208	26.80	7.97
3142PV	14	7	75	.223	33.73	12.78
3122PV	12	7	75	.242	43.84	20.20
3102PV	10	7	75	.266	59.09	32.05
3082PV	8	7	85	.316	88.12	51.05

PV PHOTOVOLTAIC CABLE

Figura 4.88: Conductor fotovoltaico PV- 1000 V y 2000 V, en conformidad con el Estandar UL 4703. [73]

Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable



Eland Product Group: **A6S**

APPLICATION

Updated harmonised (H1Z2Z2-K) European standard solar cable intended for the interconnection within photovoltaic systems such as solar panel arrays. Suitable for fixed installations, internal and external, within conduit or systems, but not direct burial applications. Our solar cable is ozone-resistant according to BS EN 50396, UV resistant according to HD 605 S2 and is tested for durability according to EN 60216. For installations where fire, smoke emissions and toxic fumes create a potential risk to life and equipment.

CONSTRUCTION

Conductor

Class 5 flexible tinned copper conductor

Insulation

Halogen-free cross-linked compound

Sheath

Halogen-free cross-linked, flame retardant compound

CABLE STANDARDS

EN 50618:2014, TÜV 2 PfG 1169/08.2007, IEC 60228/VDE 0295, HD 605 S2, BS EN 60811-401, BS EN 60811-404, BS EN 60811-501, BS EN 60811-503-508, BS EN 53505, ASTM D624, BS EN 50289-3-7, HD516, BS EN 50396, BS EN 60068-2-78, IEC/BS EN 60332-1-2, IEC/BS EN 60754-1, IEC/BS EN 61034-1, IEC/BS EN 60754-2, IEC/BS EN 60754-1, IEC/BS EN 60754-2, BS EN 50395 Clause 9



The electrical and dimensional properties of this product are measured by the Technical and Quality Assurance department at the Eland Cables laboratory. Cable performance in respect of conductor resistance, construction quality (workmanship), dimensional consistency, and other parameters are verified to published standards and approved product drawings. Conformance to RoHS (Restriction of the use of Hazardous Substances) is determined and confirmed.

CHARACTERISTICS

Voltage Rating (U_o/U)

AC: 600/1000V

DC: 900/1800V

Temperature Rating

Fixed: -40°C to +90°C

Figura 4.89: Conductor fotovoltaico PV1-F, en conformidad con el Estandar TÜV 2 pfg 1169/08.2007 [74]

[53] Para la canalización de conductores se utilizarán los métodos de alambrado con canalizaciones especificados por el NEC en su Capítulo 3 “Métodos y materiales para alambrado”³⁶, y deben soportar las influencias externas, tales como viento, variaciones extremas de temperatura y radiación solar.

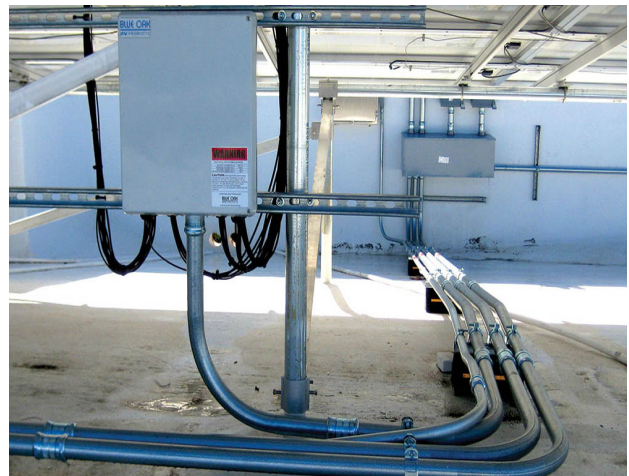


Figura 4.90: Canalización con tubería metálica.

- Las canalizaciones que se usen para portar cables a la intemperie pueden ser del tipo: tubo conduit metálico semipesado (IMC, pared gruesa), tubo conduit metálico hermético a los líquidos (LFMC), tubo conduit no metálico hermético a los líquidos (LFNC-B).
- Para el caso de canalizaciones en interiores, además de las anteriores, se puede usar: tubo conduit metálico de pared delgada (IMC), tubería eléctrica metálica EMT, tubo conduit no metálico, o bandejas porta cables, cuya selección sea adecuada al tipo de instalación.
- No debe mezclarse canalizaciones de ductos metálicos con ductos no metálicos.

³⁶ Para profundizar el tema de canalizaciones, se requiere que se consulte el NEC en el capítulo 3.

4.9 Puesta a tierra de sistemas fotovoltaicos

La puesta a tierra de sistemas fotovoltaicos, como ya lo hemos mencionado en más de una ocasión en subtemas anteriores, para las unidades de generación fotovoltaica, que se han realizado bajo diseños dispuestos por las versiones anteriores del NEC 2017 y para el nuevo diseño también mostrado en éste, se tienen las dos topologías eléctricas los cuales son: sistemas fotovoltaicos con sistemas sólidamente conectados a tierra y sistemas sin conexión a tierra (flotantes). Retomando tendremos:

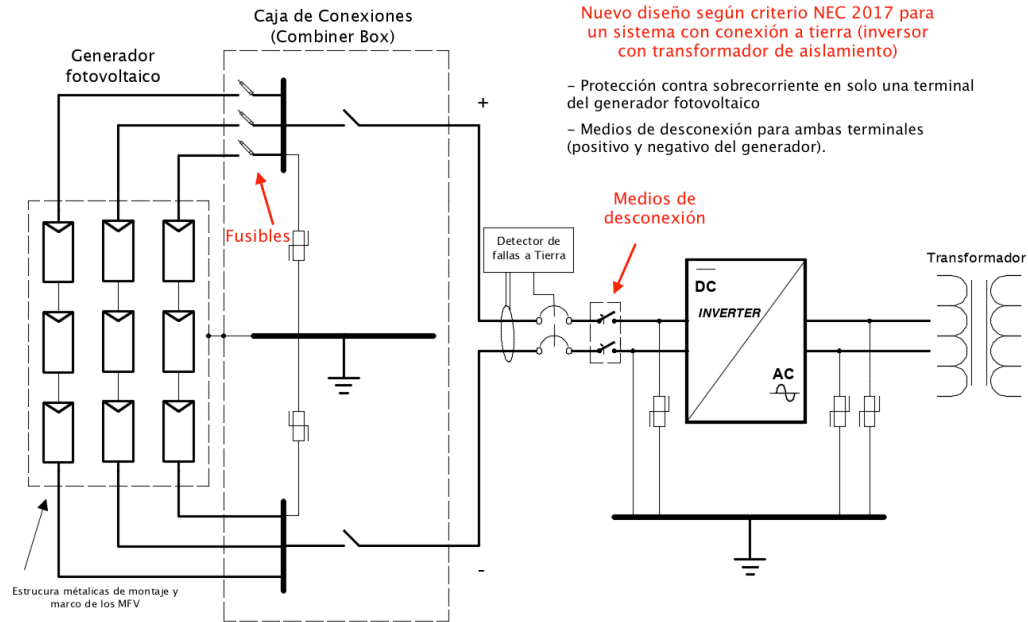


Figura 4.91: Sistema fotovoltaico con negativo conectado solidamente a tierra.

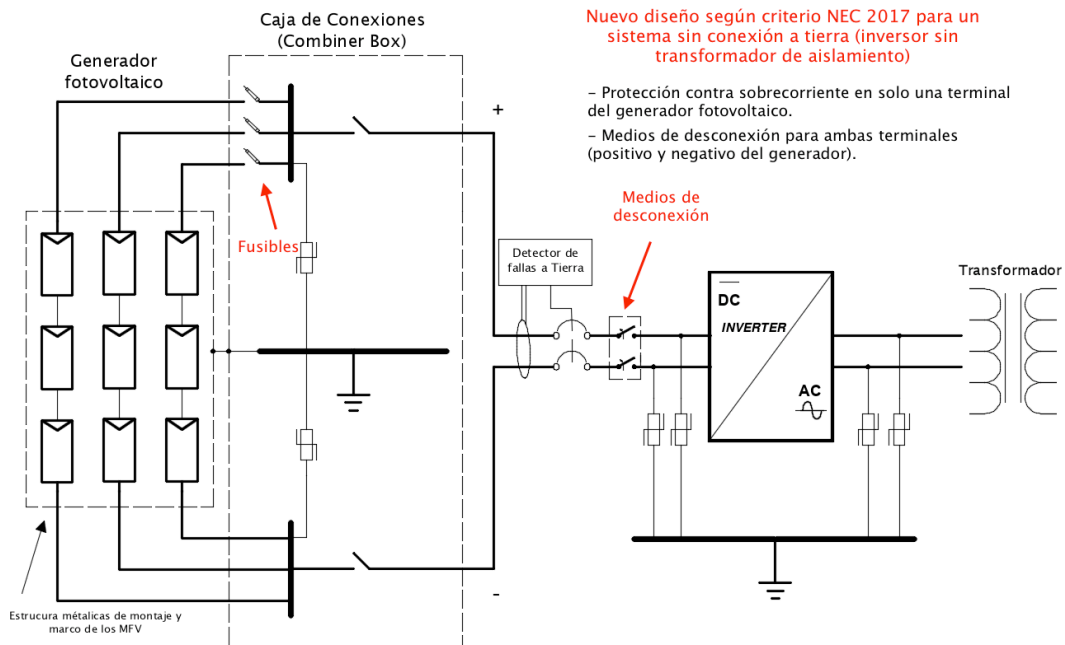


Figura 4.92: Sistema fotovoltaico sin conexión a tierra (flotante).

En ambos casos Figura 4.91 y Figura 4.92 todas las partes metálicas de los aparatos y soportes (carcasas, envoltentes, marcos y estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos) que forman parte de la instalación, deberán estar conectadas entre sí y puestas a tierra según las especificaciones que se darán a conocer posteriormente con el nuevo criterio de diseño de sistemas fotovoltaicos propuesto por el NEC 2017, se dispondrán de la misma cantidad de protecciones, sin diferencia alguna, para ambos sistemas.

Los métodos normativos a seguir para una puesta a tierra, están dados por el Artículo 250 del NEC titulado “Puesta a tierra y unión”.

El NEC en su Art. 250.4 (A) da los siguientes requisitos de sistemas de puesta a tierra:

- (1) **Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.** Los sistemas eléctricos puestos a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión más alta, y que establezcan la tensión a tierra durante la operación normal.
- (2) **Puesta a tierra del equipo eléctrico.** Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que albergan conductores o equipo eléctrico, o que forman parte de dicho equipo, deben estar conectados a tierra con el fin de limitar la tensión a tierra en estos materiales.
- (3) **Unión de equipo eléctrico, materiales, conductores eléctricos y otros equipos.** Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que albergan conductores o equipo eléctrico, que forman parte de dicho equipo, o que tienen probabilidad de energizarse, se deben conectar entre sí y a la fuente de alimentación eléctrica de manera que establezcan una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.
- (4) **Trayectoria eficaz de la corriente de falla a tierra.** Los equipos y el alambrado eléctrico y otros materiales conductores eléctricos que tienen probabilidad de energizarse, se deben instalar de forma que creen un circuito de baja impedancia que facilite la operación del dispositivo de protección contra sobrecorriente o del detector de falla a tierra para sistemas de alta impedancia puestos a tierra. Deben tener la capacidad de transportar con seguridad la corriente máxima de falla a tierra que probablemente se imponga sobre él desde cualquier punto del sistema de alambrado en donde pueda ocurrir una falla a tierra hasta la fuente de alimentación eléctrica. La tierra no se debe considerar como una trayectoria eficaz para la corriente de falla a tierra.

4.9.1 Resistencia de tierra

[53] La resistencia de tierra consiste en uno o varios electrodos conectados entre sí. Estos electrodos deberán proporcionar una resistencia de tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

Por regulación SIGET, se tienen normativas de resistencia de tierra que se deben cumplir en una instalación, y para este caso en sistemas fotovoltaicos. Por lo general para sistemas fotovoltaicos residenciales de posiblemente W o kW de potencia instalada, se pueden basar en el transformador de conexión a la red al que estén conectados. SIGET dice que la resistencia de tierra no debe ser mayor a 25 ohmios, y cuando es mayor a 25 ohmios deberán usarse dos o mas electrodos hasta alcanzar el valor requerido.

kVA NOMINALES	NÚMERO MÍNIMO DE ELECTRODOS	RESISTENCIA (Ohmios)
5-15	1	25
25	1	20
37.5	1	15
50	1	12
75	2	8
100	3	6

Tabla 4.12: Requerimiento de puesta a tierra por capacidad de transformadores de hasta 100 kVA. [75]

Para sistemas de varios kW o MW de potencia deberemos respetar los valores máximos permitidos de resistencia de tierra por la Tabla 4.13, dada por SIGET en el Acuerdo No. 29–E-2000 “Norma técnica de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica”.

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA (Ohmios)
≤ 0.05	12
0.05-0.1	6
0.1-0.5	2
0.5-1	1.5
1-50	1
50-100	0.5
>100	0.2

Tabla 4.13: Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierra de una subestación en función de su capacidad. [76]

4.9.2 Electrodo de puesta a tierra

Los electrodos a instalar para bajar la resistencia de tierra hasta lo requerido por la normativa en la instalación, deberán ser aquellos que cumplan con lo establecido en la sección del NEC Art. 250.50 hasta 250.60. algunos de ellos se mencionan a continuación:

- 1) **Electrodos de varilla y tubo.** Estos deben poseer como mínimo 8 pies (2.44 m) de longitud no menos. Y podran ser de los siguientes materiales.
 - a) Los electrodos de puesta a tierra de tubo o conduit no deben ser menores que el indicador métrico 21 (tamaño comercial $\frac{3}{4}$) y, si son de acero, su superficie exterior debe ser galvanizada o debe tener otro recubrimiento metálico para la protección contra la corrosión.
 - b) Los electrodos de puesta a tierra de acero inoxidable o de acero recubierto con cobre o zinc (varilla tipo copperweld) deben medir como mínimo 15.87 mm ($\frac{5}{8}$ de pulgada) de diámetro, a menos que estén listados y deben medir como mínimo 12.70 mm ($\frac{1}{2}$ pulgada) de diámetro.

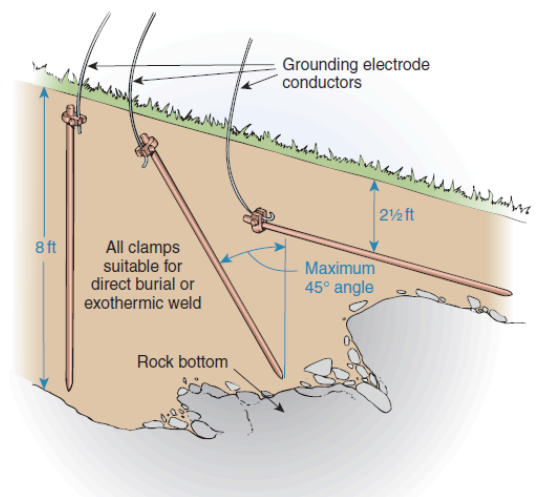


Figura 4.93: Ejemplo de instalación de electrodo de varilla y tubo.

- 2) **Armazón metálico de un edificio o estructura.** El armazón metálico de un edificio o estructura, cuando está conectada a la tierra mediante cualquiera de los siguientes métodos:
 - a) 3.0 m (10 pies) o más de un solo elemento metálico estructural en contacto directo con la tierra o encerrado en concreto que esté en contacto directo con la tierra.
 - b) Mediante la conexión del armazón metálico estructural a las barras de refuerzo de un electrodo encerrado en concreto, o un anillo de puesta a tierra especificados en el presente artículo.

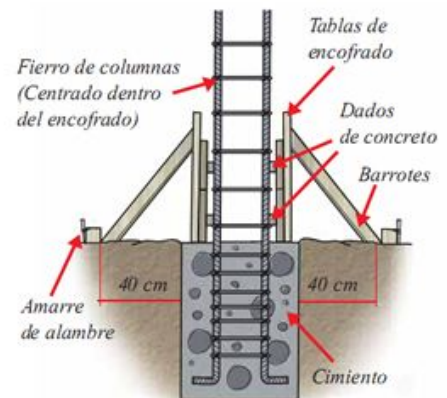


Figura 4.94: Ejemplo de Armazón metálico de un edificio o estructura.

- 3) **Electrodo encerrado en concreto.** Un electrodo encerrado en por lo menos 50 mm (2 pulgadas) de concreto, localizado horizontalmente cerca del fondo o verticalmente y dentro de la porción del cimiento o lecho de cimentación de concreto que está en contacto directo con la tierra, compuesto de mínimo 6.0 m (20 pies) de una o más barras o varillas de refuerzo de acero desnudas o galvanizadas con cinc u otro recubrimiento conductor eléctrico, de mínimo 13 mm (½ pulgada) de diámetro, o compuesto de mínimo 6.0 m (20 pies) de conductor de cobre desnudo no inferior al 4 AWG. Se permitirá que las barras de refuerzo estén unidas entre sí mediante los alambres de amarre de acero usuales u otro medio eficaz. Cuando están presentes electrodos múltiples encerrados de concreto en un edificio o estructura, se permitirá la unión de solo uno de ellos en el sistema del electrodo de puesta a tierra.

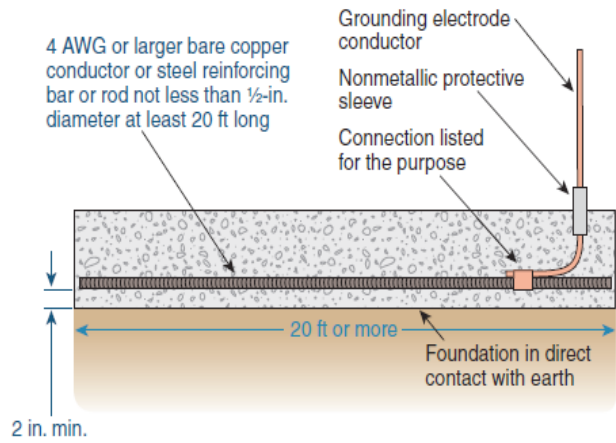


Figura 4.95: Un ejemplo de un electrodo revestido de hormigón que se requiere que se incorpore al sistema de electrodo de puesta a tierra. La barra de refuerzo instalada horizontalmente ubicada cerca de la base de la zapata debe consistir en una sola sección continua de 20 pies o múltiples secciones conectadas entre sí en una longitud continua de 20 pies.

- 4) **Anillo de puesta a tierra.** Un anillo de puesta a tierra que rodee el edificio o estructura, en contacto directo con la tierra, que consta de mínimo 6.0 m (20 pies) de conductor de cobre desnudo no inferior al 2 AWG. El anillo de puesta a tierra se debe enterrar a una profundidad mínima de 750 mm (30 pulgadas) por debajo de la superficie de la tierra.

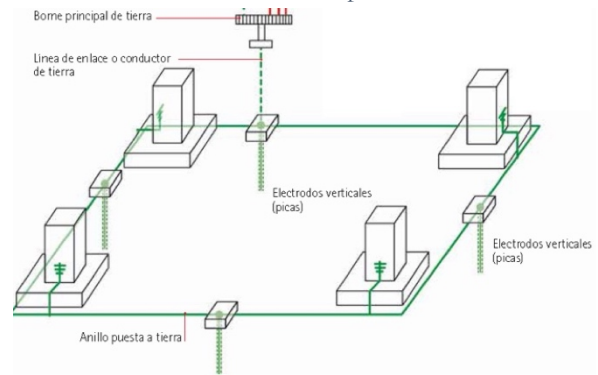


Figura 4.96: Ejemplo de anillo de tierra de rodeo en un

- 5) **Tubería metálica subterránea para agua.** Una tubería metálica subterránea para agua, que está en contacto directo con la tierra en una longitud de 3.0 m (10 pies) o más (incluido cualquier revestimiento metálico del pozo unido al tubo) y continua eléctricamente (o convertida en continua eléctricamente al hacer la unión alrededor de las juntas aislantes o de la tubería aislante) hasta los puntos de conexión del conductor del electrodo de puesta a tierra y los conductores de unión. La tubería metálica interior para agua ubicada a más de 1.52 m (5 pies) del punto de entrada al edificio no se debe usar como parte del sistema del electrodo de puesta a tierra ni como conductor para interconectar electrodos que sean parte del sistema del electrodo de puesta a tierra.

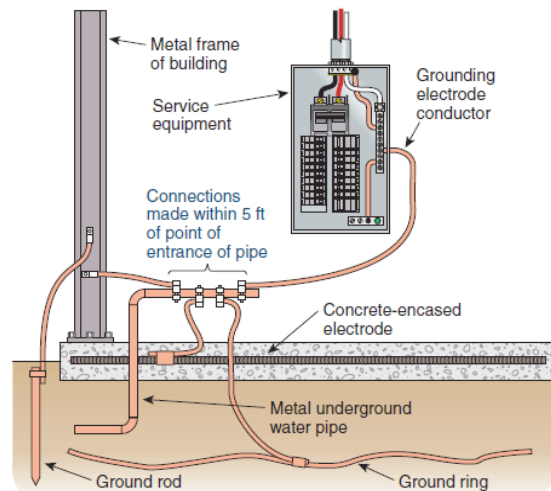


Figura 4.97: Ejemplo de un sistema que utiliza una tubería de agua subterránea de metal, también una varilla de tierra, un electrodo revestido de hormigón, y la estructura de metal de un edificio.

- 6) **Otros sistemas o estructuras locales subterráneas de metal.** Otros sistemas o estructuras locales subterráneas de metal, tales como sistemas de tuberías, tanques subterráneos y entubados metálicos de pozos subterráneos que no están unidos a una tubería metálica para agua.

Calibre del conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos. [53]

Los conductores de puesta a tierra para los circuitos de una fuente fotovoltaica y los circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar de acuerdo a lo siguiente:

- (A) General. Los conductores de puesta a tierra de equipos en fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida fotovoltaicos, así también los demás equipos eléctricos de la instalación deberán dimensionarse de acuerdo con la tabla NEC 250.122. Cuando no se utilice un dispositivo de protección contra sobrecorriente en el circuito, se utilizará en la tabla NEC 250.122 un dispositivo de sobrecorriente supuesto con una corriente de cortocircuito nominal según el sistema fotovoltaico en cuestión. No se requerirán aumentos en el tamaño del conductor de puesta a tierra del equipo para resolver las consideraciones de caída de tensión. Los conductores de puesta a tierra del equipo no deben ser menores de 14 AWG.
- (B) Sin protección contra fallas a tierra. Para lugares diferentes a las unidades de vivienda donde no se suministra protección contra fallas a tierra, cada conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una ampacidad de por lo menos el doble de la ampacidad corregida por ocupación del conduit y temperatura del conductor del circuito.

El material del conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos deberá ser de cobre o aluminio resistentes a la corrosión. Podrá ser alambre o cable, aislado, forrado o desnudo; pero, en cualquier caso, debe ser de un solo tramo continuo, sin empalmes ni uniones. Si el conductor de puesta a tierra de equipos y circuitos está forrado o recubierto con un material aislante, éste debe ser color verde, o verde con franjas amarillas.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Nota: Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.

*Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120.

Figura 4.98: Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos. NEC Tabla 250.122

- El conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continúa no deberá ser menor que el conductor más grande del circuito de corriente continúa alimentado por el sistema, y no menor que el 8 AWG de cobre, o el 6 AWG de aluminio.
- El calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra en la instalación eléctrica de corriente alterna debe estar dimensionado conforme a la Tabla del NEC 250.66.

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida, o área equivalente para conductores en paralelo ^a (AWG/kcmil)		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre ^b
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1 100	Más de 900 hasta 1 750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1 750	3/0	250

Figura 4.99: Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna. NEC tabla 250.66

4.10 Estructuras de montaje de un sistema fotovoltaico

[20] Uno de los componentes muy importantes en la construcción de un sistema fotovoltaico es la estructura sobre la cual se ha de montar el conjunto de módulos fotovoltaicos que conforman el generador. Esta estructura cumple dos funciones básicas:

1. Dotar a la estructura del generador la consistencia mecánica adecuada y un buen sistema de anclaje.
2. Proporcionar la orientación e inclinación óptimas para la aplicación diseñada.

La selección de la estructura más adecuada para una aplicación hay que tener en cuenta donde se va a instalar el generador como ya lo hemos visto anteriormente (sobre suelo, sobre techo, sobre edificaciones, etc) y los esfuerzos a los que va a estar sometido.

Tipos de estructura de soporte.

Se puede realizar una clasificación de las estructuras de soporte de los generadores, en función del plano de la instalación del generador, así:

- **Sobre suelo.**

Generalmente se emplea en generadores con muchos módulos fotovoltaicos. La ventaja principal de este tipo, es la facilidad de montaje por la accesibilidad, además de permitir estructuras muy robustas y resistentes. Y como

inconvenientes la proyección de sombra de unos módulos sobre otros cuando el ángulo de elevación es reducido, y además la exposición a obstáculos de gran altura (árboles o edificaciones) alrededor que puedan proyectar sombra sobre el generador fotovoltaico.

Las estructuras sobre suelo, pueden ser de varios tipos de configuraciones, y será decisión del diseñador y lo ofrecido en el mercado de instalaciones fotovoltaicas, la mas adecuada a la aplicación que se requiera, algunos ejemplos de ellos se muestran a continuación.

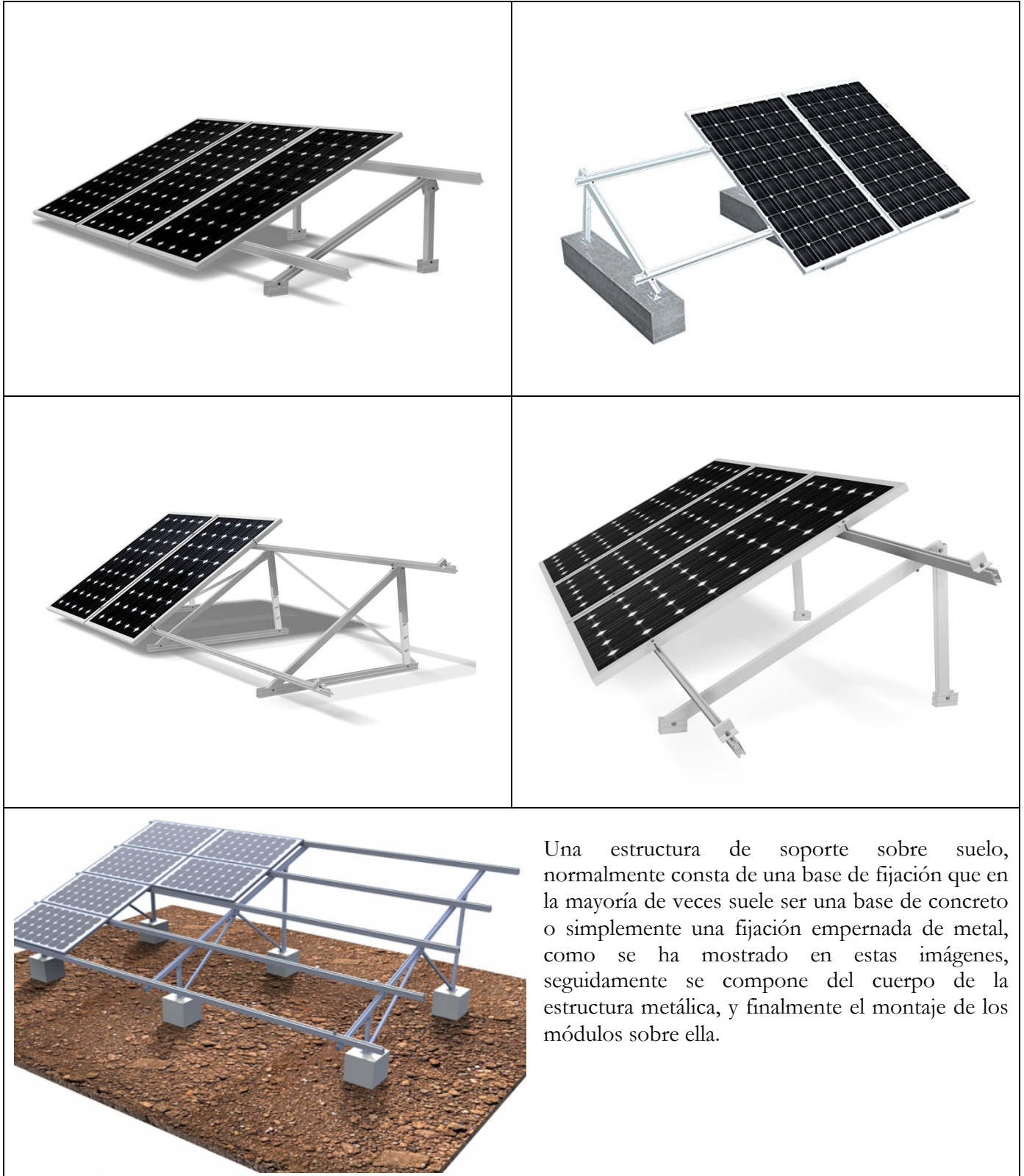


Figura 4.100: Estructuras de soporte de instalación sobre suelo.

- **Sobre mástil.**

Se emplea en generadores pequeños de poca superficie (u o dos módulos) y en instalaciones que necesitan por su función un poste o mástil, como en antenas repetidoras, farolas, etc.

Esta estructura se conforma de una zapata de concreto, un mástil o poste, el cuerpo metálico de soporte de los módulos.

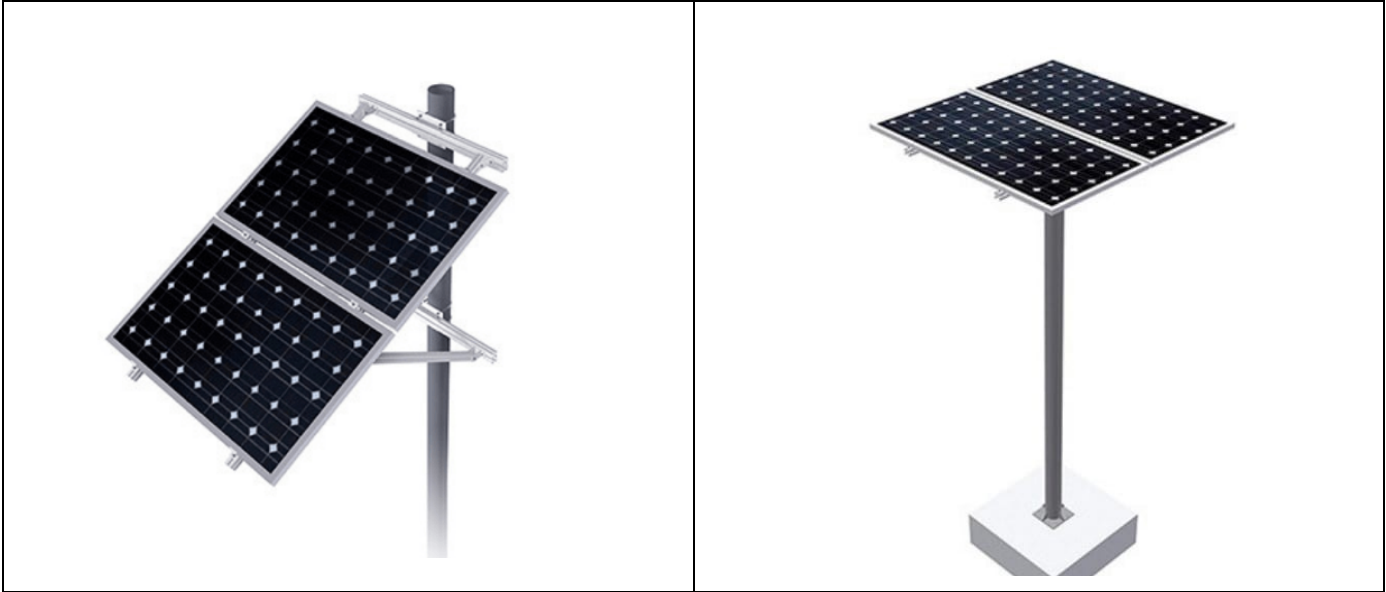


Figura 4.101: Estructura de soporte sobre mástil.

- **Sobre pared.**

Sistema muy apropiado para instalaciones en viviendas o edificaciones con alguna orientación determinada por las fachadas orientadas hacia el sur. La ventaja es la simplicidad de la estructura, puesto que se aprovecha de la fachada como elemento de soporte principal y la protección contra el viento, al estar la zona posterior de los módulos a resguardo.

Esta estructura se conforma de un soporte metálico de anclaje a la superficie vertical (pared), y el cuerpo metálico de soporte de los módulos.

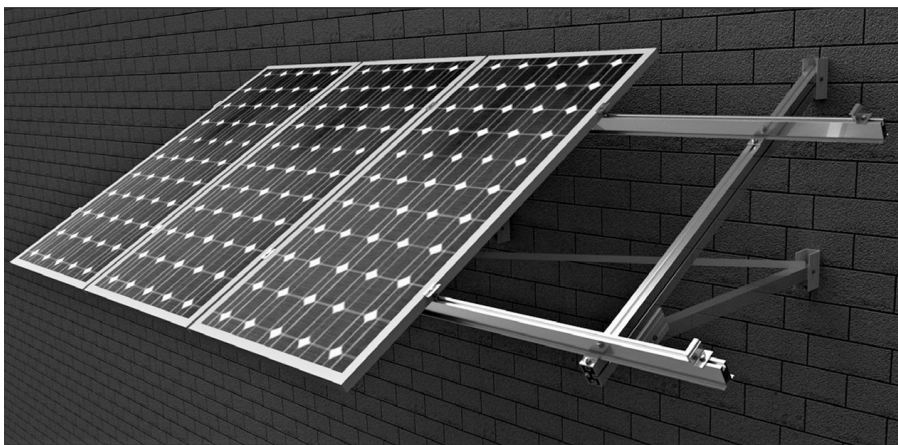


Figura 4.102: Estructura de soporte sobre pared.

- **Sobre tejado o cubierta.**

Si se dispone de una cubierta horizontal la instalación se vuelve muy sencilla, por lo que es muy similar a la instalación sobre suelo. Si la instalación es sobre una cubierta inclinada, se debe situar el plano del generador paralelo a la pendiente del tejado, para facilitar el uso de rieles en el montaje de módulos. Es necesario además dejar espacio de circulación de aire entre generador y cubierta para facilitar la evacuación de calor producido en los módulos. También se requiere que el tejado o cubierta sobre la que se instalará el generador tenga orientación hacia el sur, y además presentar una inclinación lo más cercana a la inclinación óptima que demande el uso de la instalación.

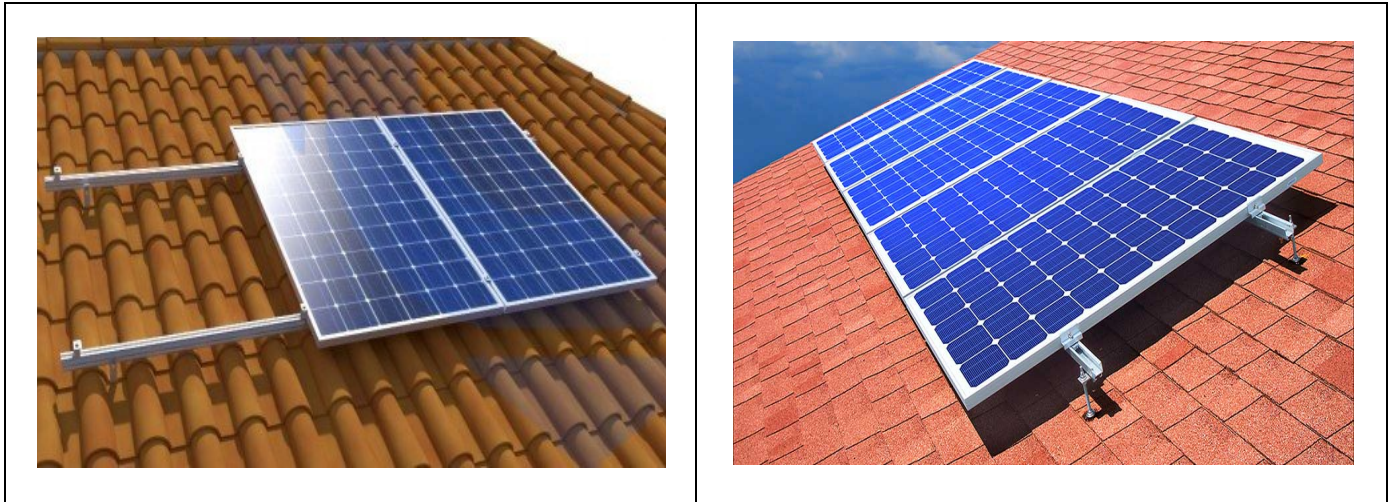


Figura 4.103: Estructura de soporte sobre cubierta o tejado.

Para todos los casos de estructuras de montaje de módulos, los materiales de construcción y fijación deben seleccionarse teniendo en cuenta que será para montaje en exteriores e intemperie, por lo cual deben tener una vida media superior a los 30 años. Para la construcción de las estructuras normalmente se emplea aluminio y/o acero inoxidable, y en algunas estructuras prefabricadas se utiliza fibra de vidrio. Para la tornillería y otros elementos de fijación se debe utilizar acero inoxidable.

4.11 Mantenimiento de un sistema fotovoltaico

Mantenimiento.

[77] Las instalaciones solares fotovoltaicas se encuentran constantemente sometidas a agentes externos y a cambios de temperatura que afectan tanto a los paneles como a las conexiones eléctricas que las integran. Por todo ello, es importante gozar de un buen mantenimiento de las instalaciones.

El mantenimiento depende de varios factores como, por ejemplo:

- La complejidad de la instalación,
- La climatología de la zona
- Incluso la contaminación ambiental existente en la ubicación de la instalación.

La polución y la suciedad se depositan encima de los paneles provocando una disminución del filtro de radiación haciendo que la producción de la planta se reduzca considerablemente.

Aunque la mayoría de la suciedad proviene del polvo, las partículas creadas por los contaminantes de origen humano como el carbono por iones, son más pequeños y provocan pérdidas de energía considerables.

Los planes de mantenimiento más comunes son:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento Preventivo.
- Mantenimiento Predictivo.

Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna de sus partes, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo. Se utiliza cuando es imposible de predecir o prevenir un fracaso, lo que hace el mantenimiento correctivo la única opción.

El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo causó el problema, a fin de tomar las medidas adecuadas, y evitar así que se vuelva a producir la misma avería.

Esta estrategia de mantenimiento puede resultar económica a corto plazo, al no invertir en planes de mantenimiento preventivo, si bien puede ocurrir que a causa de una falta de mantenimiento surja una avería que pueda resultar irreparable y con las graves consecuencias que esto conlleva, por tanto, no se recomienda este plan de mantenimiento, por estar demostrado que es mucho más costoso que cualquier otro a medio y a largo plazo.

Mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento que tiene como primer objetivo evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías de un sistema del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran.

Este plan de mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas de operación, aumentar la vida útil de equipos, disminuir coste de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación, entre una larga lista de ventajas.

El mantenimiento preventivo en general se ocupa en la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo. Un plan de mantenimiento correctamente planificado puede reducir considerablemente los fallos de una instalación y sus consecuentes consecuencias acarreadas.

Mantenimiento predictivo.

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, se basa en que los sistemas darán un tipo de aviso antes de que fallen por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas para después tomar acciones.

En el mantenimiento predictivo se suelen realizar ensayos no destructivos, como medida de vibraciones, medición de temperaturas, termografías, intensidades, tensiones, etc.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane este antes. Detectar cambios anormales en las condiciones del equipo y subsanarlos es una buena forma, aunque no fácil, de evitar posibles averías en el sistema.

Plan de mantenimiento de una instalación fotovoltaica.

Un plan de manteniendo debería de cubrir, tanto el mantenimiento correctivo, preventivo y correctivo. Deben de disponerse de un stock de repuestos, útiles y herramientas necesarias para cumplir con las labores de mantenimiento, acordes al tamaño de la instalación. Se generarán informes de cada una de las tareas, según

procedimientos internos, a fin de optimizar costes de mantenimiento y poder predecir futuras averías no deseadas en la instalación.

Mantenimiento preventivo general:

1. Paneles solares fotovoltaicos.

Por su propia configuración carente de partes móviles, los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad de los fabricantes es general y rara vez presenta problemas.

Dos aspectos a tener en cuenta primordialmente son, por un lado, asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos.

Las pérdidas producidas por la suciedad pueden llegar a ser de un 5%, y se pueden evitar con una limpieza periódica adecuada. El mantenimiento consiste en:

1.1 Limpieza periódica del panel.

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia intensa, otros fenómenos meteorológicos similares.

La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

1.2 Inspección visual de posibles degradaciones (bimensualmente).

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).

Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

1.3 Control de la temperatura del panel (trimestralmente).

Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

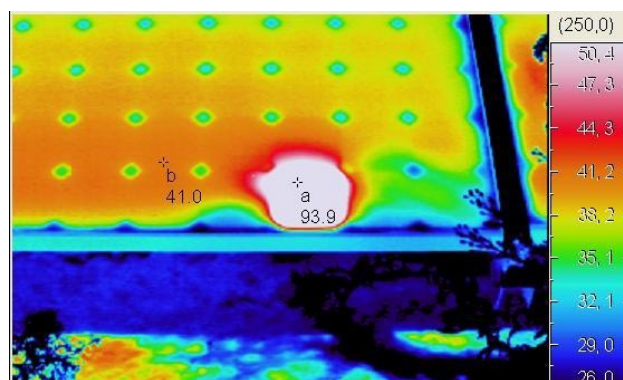


Figura 4.104: Ejemplo de termografía en paneles, para detección de puntos calientes en células con daños. [77]

1.4 Control de las características eléctricas del panel (anualmente).

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células, normalmente debido a la entrada de humedad.
- Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
- Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

2. Estructura de soporte de los paneles solares.

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se realizará cada seis meses y consistirá en:

Mantenimiento anual:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc.).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

3. Combiner box.

Mantenimiento anual:

- Comprobar el correcto anclaje de la caja a la estructura soporte correspondiente y horizontalidad de la misma, asegurándose de que la tornillería está correctamente apretada (comprobando el par de apriete si es necesario), sustituyendo algún elemento de fijación si se encuentra en mal estado.
- Comprobar que la carcasa de la caja se encuentra en correcto estado y no presenta síntomas de deterioro debido a agentes externos. Sustituirla en caso necesario.
- Comprobar la estanqueidad de la carcasa y si presenta daños.
- Comprobar si la tapa está bien asentada y su estanqueidad. Asegurarse al cerrar la tapa que los cierres estén bien bloqueados, ejerciendo una ligera presión con un destornillador hasta que estos encajen (1/4 de vuelta).
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo. Si es así, absorber el agua que haya, comprobar la causa de la infiltración de agua y subsanar el defecto.
- Comprobar las etiquetas de advertencias de peligro tanto en el exterior como en el interior del equipo y si son ilegibles o están dañadas reponer estas.

- Realizar una inspección visual de los fusibles existentes y de los muelles tensores en los portafusibles.
- Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado eléctrico y, si fuera necesario, apretarlas. Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. Cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de contacto oxidados.
- Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado String y, si fuera necesario, apretarlas. Ver si el aislamiento en los bornes del subgrupo y en la barra colectora presentan descoloración o alteraciones de otro tipo.
- Comprobar el apriete de todas las conexiones del interruptor-seccionador y de ser necesario apretarlas. Ver si el aislamiento o el interruptor presentan descoloración o alteraciones de otro tipo.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Comprobar el descargador de sobretensión, el campo visual debe estar en verde.
- Es recomendable comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

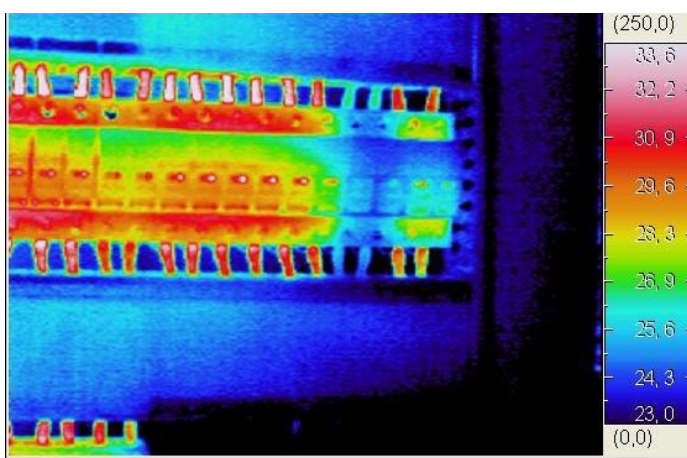


Figura 4.105: Ejemplo de termografía en una caja de conexiones.

[77]

4. Inversores.

Los inversores son uno de los equipos más delicados de la instalación, y como tal requieren un mantenimiento más exhaustivo. Si bien los intervalos de mantenimiento dependen del emplazamiento de estos y de las condiciones ambientales (polvo, humedad, etc.). Las instrucciones que a continuación se muestran son válidas para el emplazamiento en el interior de un edificio sometido a rangos de temperatura normales (0-40oC a la sombra). Los trabajos de mantenimiento son los siguientes:

Mantenimiento mensual:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

Mantenimiento cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Mantenimiento anual:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución y del resistor EVR.

- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Revisión de funcionamiento de la calefacción.
- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento / GFDI Comprobar el funcionamiento y la señalización.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección.
 - Interruptores de protección de la corriente de defecto.
 - Interruptores automáticos.
 - Interruptores de potencia.
 - Interruptores de protección de motores por accionamiento manual o mediante la tecla de control (si existe).
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de según tensiones correspondientes (120 V/240 V/480 V, etc.)
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

Los puntos de mantenimiento de inversores anteriormente expuestos, son aplicables a inversores de gran potencia 250 kWp, 500 kWp, etc., en caso de instalaciones fotovoltaicas pequeñas, se exceptúan los puntos no aplicables y se procede con los que si lo son.

5. Transformador.

No suelen dar problemas si se encuentran bien dimensionados en cuanto a sobrecargas y la ventilación del mismo es adecuada, de forma que no se produzcan calentamientos en el mismo. Es un elemento fundamental en la instalación, ya que si está falla, se perderá toda la producción mientras el mismo esté inoperativo. El mantenimiento del mismo es el siguiente:

Mantenimiento mensual:

- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza del mismo soplando con aire comprimido o con nitrógeno.

Mantenimiento cada seis meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

- Controlar el apriete de las conexiones y las barras de las tomas de regulación.
- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza del mismo soplando con aire comprimido o con nitrógeno.
- Comprobar los aislamientos MT/masa, BT/masa y MT/BT.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.



Figura 4.106: Ejemplo de transformador con envoltorio metálico.

4.12 Ensayos de parámetros eléctricos y pruebas de aislamiento en sistemas fotovoltaicos

[78] Los ensayos para medición de las características eléctricas en condiciones normalizadas, permite establecer el comportamiento del módulo como dispositivo conversor de energía en forma de radiación electromagnética a energía eléctrica.

Como resultado del ensayo se obtienen los valores de:

- La corriente de cortocircuito I_{cc} .
- La tensión de circuito abierto V_{ca} .
- La tensión a potencia máxima V_{mp} .
- La corriente a potencia máxima I_{mp} .
- La potencia máxima P_{ma} .
- La curva característica corriente-tensión.

Dichos valores pueden ser expresados en forma de gráfico o tabla. El procedimiento consiste en someter al módulo a una irradiación definida, fijando su temperatura en un valor determinado, mientras que con el mismo se alimenta una carga resistiva variable entre cero e infinito, midiendo simultáneamente valores de corriente generada y tensión entre bornes para los distintos puntos de funcionamiento. Se establece el procedimiento para realizar este ensayo, en una cámara de irradiación fijar un valor de irradiación de 1000 W/m^2 , una temperatura de celda de $25 \text{ °C} \pm 1 \text{ °C}$, y la composición espectral media de la radiación directa cuando la masa de aire, también llamada aeromasa, es de 1.5.

Cuando por razones climáticas o de infraestructura no se pueden lograr las condiciones establecidas en cuanto al nivel de Irradiación y temperatura de celda, se establece un método de corrección basado en operaciones con fórmulas matemáticas para referir los valores de corrientes y tensiones medidos.

Con el propósito de proceder a un análisis en detalle, se han definido distintos subsistemas que intervienen en el ensayo:

- Fuente de radiación.
- Instrumental de medición.
- Carga eléctrica resistiva variable.
- Soporte del módulo.

Sin embargo, se debe resaltar que cada uno de estos subsistemas no puede seleccionarse en forma independiente ya que las características de un subsistema inciden sobre las propiedades que deben tener los restantes. Por ejemplo, si se adopta al sol como fuente de radiación es necesario contar con un soporte de módulo que sea liviano para poder trasladarlo al lugar donde se realizarán las mediciones.

Estos ensayos en módulos se deben realizar bajo las normas IEC y ASTM.

Las pruebas de aislamiento y medición de corrientes de fuga se recomiendan que sean efectuadas, al menos una vez al año a los módulos fotovoltaicos, cableado e inversores.

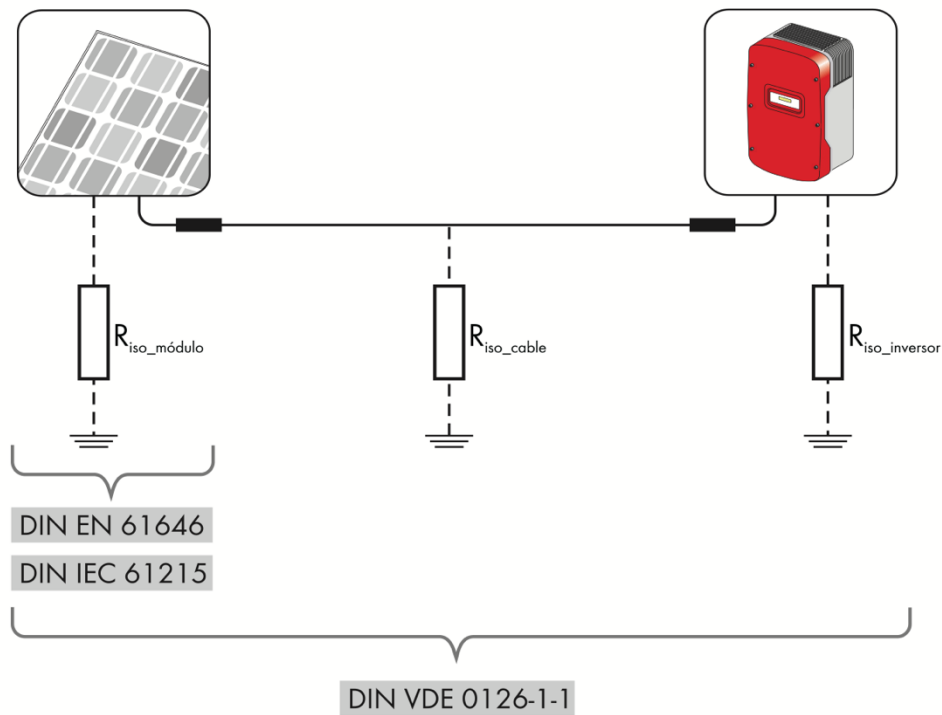


Figura 4.107: Prueba de aislamiento en módulos, cableado DC, e inversor. [79]

La prueba de aislamiento en eléctrico en módulos fotovoltaicos verifica si el módulo fotovoltaico está lo suficientemente aislado eléctricamente mediante la comprobación de la rigidez dieléctrica y la medición de la resistencia de aislamiento (R_{iso}). El ensayo consiste en aplicar tensión eléctrica entre el marco y el circuito eléctrico del módulo y verificar que no se produzcan descargas o discontinuidad dieléctrica.

[78] El procedimiento consiste en aplicar La tensión aplicada es de 1000 V más el doble de la tensión de circuito abierto del sistema bajo las condiciones estándar de medida. Si la tensión del sistema no supera los 50 V la tensión aplicada debe ser de 500 V. La tensión se debe aplicar con una razón de incremento no mayor a 500 V/s y luego mantenerse durante un minuto. Posteriormente se mide la resistencia de aislamiento a una tensión igual o superior a 500 V que deberá ser igual o superior a los 50 M Ω .

El dispositivo indispensable para realizar el ensayo es un Megóhmetro o medidor de aislación. En cuanto al espacio físico, es necesaria una mesa como la indicada en el ensayo de inspección visual, pero en este caso no se requiere la iluminación prescrita para ese ensayo. Se puede complementar el mobiliario con una butaca.

Tensión de servicio Cable/Equipo	Tensión continua de Prueba
24 a 50 V	50 a 100 V _{DC}
50 a 100V	100 a 250 V _{DC}
100 a 240 V	250 a 500 V _{DC}
440 a 550 V	500 a 1000 V _{DC}
2400 V	1000 a 2500 V _{DC}
4100 V	1000 a 5000 V _{DC}
5000 V a 12000 V	2500 a 5000 V _{DC}
>12000 V	5000 a 10000 V _{DC}

Tabla 4.14: Tensiones recomendadas para la prueba aislamiento de cableado y equipo y puntos de prueba.

Realizar la medición de aislamiento de acuerdo con el método de prueba 1 de la Norma IEC EN 62446³⁷ (prueba entre el (-) del MFV /cadena/conjunto y tierra, seguida de una prueba entre el (+) del panel/cadena/conjunto y tierra, la cual consiste en la medición de:

- R_{iso} de aislamiento entre la salida + y tierra.
- R_{iso} de aislamiento entre la salida - y tierra.
- Tensión de Circuito abierto
- Corriente de Cortocircuito.

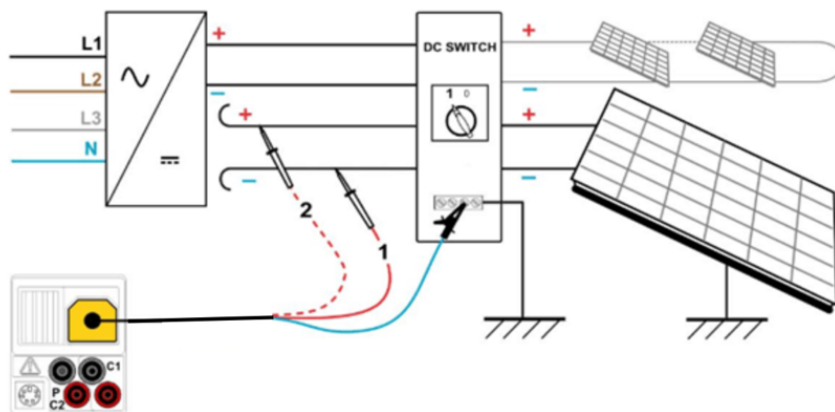


Figura 4.108: Medición de la R_{iso} , en terminale positivo y negativo.

Ejemplo de equipo medidor de aislación.

Medidor de aislamiento fotovoltaico y resistencia de tierra. Modelo: 6024PV fabricante: KYORITSU.

Correcta medición de aislamiento incluso si las placas solares están generando energía.

Cuenta con voltaje de prueba para aislamiento fotovoltaico de 500V y 1000V. y para aislamiento general de 250, 500, 1000 V.

Rango de medición de R_{iso} : 20.00/200.0/2000 M Ω .



Figura 4.109: Medidor de aislamiento [80]

³⁷ La norma IEC EN 62446, ha tenido diferentes modificaciones y es ratificada cada año, la versión más actual de la norma es la IEC 62446-1:2017/A1:2019. Se puede conseguir en la plataforma web o en formato físico.

- **Normas aplicables a la R_{iso} .**

Existen las siguientes normas para la regulación de la R_{iso} :

- Para módulos fotovoltaicos (DIN EN 61646; DIN IEC 61215):

Por m^2 de superficie de módulo: $R_{iso} > 40 \text{ M } \Omega \text{ m}^2$

Esto significa que un módulo fotovoltaico con una superficie de módulo de 1 m^2 debe tener una resistencia de aislamiento de, al menos, $40 \text{ M } \Omega$; mientras que un módulo fotovoltaico con una superficie de 2 m^2 debe contar con una de $20 \text{ M } \Omega$ como mínimo.

- Para inversores sin separación galvánica (sin transformador), según la DIN VDE 0126-1-1:

¡Cuidado! En el caso de inversores sin transformador, no es posible realizar una medición continua de la R_{iso} en funcionamiento debido a la falta de una separación galvánica. Por ello, los inversores sin transformador deben medir la R_{iso} antes de cada conexión a la red y supervisar la corriente de defecto durante el funcionamiento.

El inversor, como corazón de una instalación fotovoltaica, controla la resistencia de aislamiento de toda la instalación (todos los módulos fotovoltaicos, el cableado de CC, la instalación y el inversor)., es muy importante en instalaciones fotovoltaicas sin separación galvánica de la red, ya que un único cortocircuito podría provocar tanto daños materiales como a personas. Dado que, en tales daños, la intensidad de la corriente es un factor decisivo, la R_{iso} prescrita dependerá de la tensión máxima de entrada del inversor.

Conforme a la DIN VDE 0126-1-1, se aplica lo siguiente: $R_{iso} > 1 \text{ k}\Omega / \text{V}$, pero como mínimo, $500 \text{ k}\Omega$.

La DIN VDE 0126-1-1 no contiene ninguna especificación respecto a la resistencia de aislamiento para instalaciones fotovoltaicas con separación galvánica.

Las pruebas de aislamiento al inversor en el lado DC y AC, observar la Figura 4.110, la cual está basada en la norma EN IEC 62446, R_{iso} deberá ser mayor a $500 \text{ k}\Omega$.

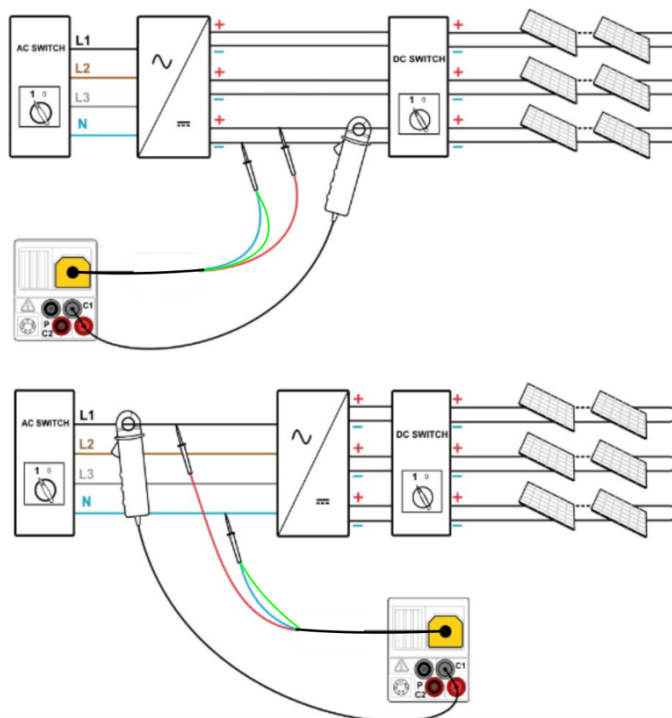


Figura 4.110: Determinación de la R_{iso} en inversor en lado DC y AC.

7. Diferenciación de otros fenómenos.

La medición de la R_{so} no debe confundirse con la problemática de las corrientes capacitivas de fuga. El requisito para estas últimas es el efecto retroactivo de la frecuencia de red en la instalación fotovoltaica. En consecuencia, las corrientes capacitivas de fuga aparecen únicamente durante el funcionamiento.

8. Índice de Polaridad (PI) y Relación de Absorción Dieléctrica (DAR).

Dentro de las pruebas de aislamiento se debe considerar en base a IEEE 43 2000 la determinación del índice de polaridad PI y la relación de absorción dieléctrica DAR. Se debe tomar la resistencia de aislamiento para 10 minutos y 1 minuto para el cálculo del índice de polaridad PI. Un PI aceptable debe ser mayor que 2 un valor de 4 se considera un aislamiento excelente y menor que 2 indica un problema potencial.

$PI = \frac{R_{\text{aislamiento a 10 minutos}}}{R_{\text{aislamiento a 1 minuto}}}$	
Índice de polarización (PI) (relación entre 1 y 10 minutos)	
Índice de polarización	Evaluación de aislamiento
1 o menor	Insatisfactorio
<1.5	Peligroso
1.5 a 2.0	Regular
2.0 a 3.0	Bueno
3.0 a 4.0	Muy bueno
>4.0	Excelente

Tabla 4.15: Índice de polaridad.

Interpretación del DAR: Se debe tomar las resistencias de aislamiento para 60 y 30 segundos para el cálculo de la relación dieléctrica DAR, el cuál se recomienda que sea mayor de 1.25.

$DAR = \frac{R_{\text{aislamiento a 60 segundos}}}{R_{\text{aislamiento a 30 segundos}}}$	
Valor de DAR	Condición de aislamiento
<1.25	Insuficiente
<1.6	OK
>1.6	Excelente

Tabla 4.16: Relación de absorción dieléctrica.

A continuación, se muestra un informe de ensayos propuesto por la norma [53] que pueden realizarse en un generador fotovoltaico, para la correcta operación del mismo. En este se detalla cada una de las mediciones a realizar en cada equipo del generador.

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO					VERIFICACIÓN INICIAL		
Dirección de Instalación					Referencia		
					Fecha		
Descripción de los trabajos bajo prueba					Instalador		
					N° Licencia		
N° de String		1	2	3	4		n
Generador	Modulo Tipo						
	Cantidad						
Parámetros del generador (Según este especificado)	Potencia (kW)						
	Voc (Stc)						
	Isc (stc)						
	Imax Inversa Modulo						
Dispositivo de protección de sobrecorriente de String	Tipo						
	Valor (A)						
	Voltaje máx. CC (V)						
	Capacidad (kA)						
Conductor lado CC	Tipo						
	Positivo (mm2)						
	Negativo (mm2)						
	Tierra (mm2)						
	Voltaje máx. CC (V)						
	Capacidad (A)						
Ensayo de polaridad							
Resistencia de aislamiento	Tensión Prueba (V)						
	Positivo - Tierra (MΩ)						
	Negativo - Tierra (MΩ)						
Continuidad de conductor tierra/estructura							
Seccionador funcionan correctamente							
Protecciones AC	Diferencial AC			Protección AC			
	Tipo			Marca			
	Corriente residual (mA)			Corriente nominal (A)			
	Corriente nominal (A)			Capacidad (KA)			
	Prueba de Test			Tipo (monopolar o tripolar)			
	Ubicación						
INVERSOR							
AJUSTES PARA DESCONEXIÓN	Funciones			Ajustes		Tiempos	
	Protección contra caídas de tensión U<			V	0,80 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) U>			V	1,10 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra sobretensiones breves U>>			V	1,15 Un	ms	< 100 ms
	Protección contra caída de la frecuencia f<			Hz	57,00 Hz	ms	< 100 ms
	Protección contra subidas de la frecuencia f>			HZ	61,50 Hz	ms	< 100 ms
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	Rango			Ajustes		Tiempos	
	Limite inferior de tensión U<			V	0,88 Un	s	≥ 60 s
	Limite Superior de tensión U>			V	1,10 Un		
	Limite inferior frecuencia f<			Hz	59,30 Hz		
	Limite Superior frecuencia f>			HZ	60,50 Hz		
Tiempo de reconexión para interrupciones breves (<3s)					≥ 5 s		
PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN	Potencia (KW-AC)						
	Voltaje CC						
	Corriente CC						
	Frecuencia (Hz)		Valor Tierra Protección		Ω		
	Voltajes FASE 1 (V)		Valor Tierra Servicio				
	Voltajes FASE 2 (V)		Método de medición				
	Voltajes FASE 3 (V)		Instrumento Utilizado				
	Corrientes FASE 1(A)		Clase de precisión				
	Corrientes FASE 2(A)						
	Corrientes FASE 3(A)						

Figura 4.111: Ejemplo de cuadro de mantenimiento y ensayos que pueden realizarse en un generador fotovoltaico. [53]

4.13 Índice de producción final-tiempo de recuperación

El índice de producción es un parámetro que relaciona los kWh, es decir la energía en AC medida a la salida del generador fotovoltaico y entregada a la red, con la potencia kWp resultante de la suma de las potencias pico de todos los módulos fotovoltaicos instalados.

$$Y_F = \frac{\text{kWh producidos}}{\text{kWp instalados}} \quad \text{Ecu. 4.22}$$

También el Índice de producción final en otras lecturas (normalmente europeas) se conoce Horas Equivalentes de Sol (HES), su definición sigue siendo la misma y su nomenclatura es así:

$$\text{HES(kWh/kWp)} = \frac{E_{AC}}{P_{GFV}} \quad \text{Ecu. 4.23}$$

Donde:

E_{AC} : Energía producida en AC.

P_{GFV} : Potencia del generador fotovoltaico en kWp.

En El Salvador los valores de (Y_F), han sido obtenidos por una serie de mediciones que se han realizado en diferentes generadores fotovoltaicos instalados en el país.

Instalación Fotovoltaica	YF (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 4.17: Mediciones del Índice de producción final, en algunas instalaciones fotovoltaicas en El Salvador.

Este parámetro se emplea también 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 4.18.

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

Tabla 4.18: Valores de Y_F en otros países del mundo.

4.13.1 Medición del índice de producción

La medición del índice de producción se realiza mediante las experiencias de instalaciones fotovoltaicas ya instaladas y en funcionamiento. Por Ejemplo, para El Salvador tenemos la experiencia de la instalación fotovoltaica de 2kWp instalados en las oficinas de CEL en San Salvador. Dichos datos se muestran en resumen en la Tabla 4.19.

Mes	Número de días	Instalación a 15° de inclinación (kWh/m ² /día)	Temperatura Ambiente (°C)	Sistema de 2 kWp	
				Producción de energía (kWh/día)	Producción de energía (kWh/mes)
Enero	31	6.80	25.4	10.28	318.81
Febrero	28	6.10	26.0	9.23	258.32
Marzo	31	6.80	26.3	10.28	318.81
Abril	30	5.50	26.8	8.32	249.55
Mayo	31	5.0	26.1	7.56	234.42
Junio	30	4.80	25.6	7.26	217.79
Julio	31	5.80	26.0	8.77	271.93
Agosto	31	6.50	25.9	9.83	304.75
Septiembre	30	5.80	25.2	8.77	263.16
Octubre	31	6.10	25.2	9.23	286.00
Noviembre	30	5.90	25.5	8.29	267.70
Diciembre	31	6.20	25.4	9.38	290.68
				Total, anual	3281.91

Tabla 4.19: Ejemplo de producción mensual en kWh/mes en un año aleatorio- instalación en oficinas CEL San Salvador

Por lo que el Y_F se calcularía de la siguiente manera:

$$Y_F = \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} = \frac{3281 \text{ kWh}}{2 \text{ kWp}} = 1640.5$$

Un valor de Y_F relativamente alto, sin embargo, no podemos basarnos únicamente en una sola medición. En la instalación fotovoltaica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador, se ha medido también este parámetro, su resumen se muestra en la siguiente tabla:

Mes/Año	Sistema fotovoltaico 2.1 kWp
	Producción de energía (kWh/mes)
Mayo/2010	228.32
Junio/2010	204.80
Julio/2010	218.86
Agosto/2010	172.69
Septiembre/2010	185.91
Octubre/2010	303.51
Noviembre/2010	286.75
Diciembre/2010	306.62
Enero/2011	276.52
Febrero/2011	248.16
Marzo/2011	315.61
Abril/2011	248.00
Total, anual	2995.75

Tabla 4.20: Ejemplo de producción mensual en kWh/mes- Escuela de Ingeniería Eléctrica- Universidad de El Salvador.

$$Y_F = \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} = \frac{2995.75 \text{ kWh}}{2.1 \text{ kWp}} = 1426$$

Otras fuentes de la medición del índice de producción para El Salvador, se encuentran desarrollado en el trabajo de graduación titulado “Índices de Producción de Energía Fotovoltaica en el AMSS”, en el estudio realizado se determina que los valores de Y_F mínimos medidos es 1537.71 y máximos de 1610.2 en el mejor de los casos.

4.13.2 Producción anual-tiempo de recuperación

El parámetro Y_F también nos sirve para obtener la producción anual en dólares de un sistema fotovoltaico, en el que se considera el precio monetario de la energía vigente en las tablas del pliego tarifario de la SIGET. Por lo que para el cálculo de la producción anual se realizará así:

$$\text{Producción Anual \$} = Y_F * \text{kWp Instalados} * \text{Costo en \$ del kWh} \quad \text{Ecu. 4.24}$$

El Y_F , puede seleccionarse el mas bajo, para obtener la producción anual en las condiciones mas desfavorables a lo largo del año para ser conservadores, o para ser mucho mas generales, se puede elegir un promedio entre los valores del último estudio realizado entre un Y_F mínimo 1537.71 y máximos de 1610.2.

El tiempo de recuperación relaciona el costo monetario total de la instalación fotovoltaica y la producción anual.

$$\text{Tiempo de recuperación} = \frac{\text{Costo Total del SFV}}{\text{Producción Anual}} \quad \text{Ecu. 4.25}$$

El costo monetario de la instalación fotovoltaica se obtiene mediante el un proceso presupuestario de la instalación donde se considera absolutamente todos los cargos monetarios que se llevarán a cabo para el proyecto, siendo así como ejemplo, todos los materiales y equipos utilizados, mano de obra, cargos administrativos (aquí podemos incluir permisos de interconexión con la red de la distribuidora, permisos ambientales, etc.), todos aquellos otros que sumen al costo al de la instalación.

4.14 Coeficiente de rendimiento

El coeficiente de rendimiento (CR) o performance ratio (PR), relaciona el rendimiento real medido en una instalación FV en operación y el rendimiento nominal o teórico de los MFV.

El primer parámetro implica el tener un historial de mediciones por años, varía dependiendo de la irradiación promedio anual. Registros de índice de producción final (Y_f) anual, como ya se mencionó anteriormente en El Salvador muestran variaciones entre 1527 y 1658.6 KW/ KWp.

El segundo parámetro cuantifica el rendimiento nominal de los MFV, justamente en terminales del MFV y también es un parámetro que varía dependiendo de la irradiación solar o de las Horas sol pico incidentes en el plano inclinado de los MFV. Registros de HSP (Horas Sol Pico), en El Salvador a 15° de inclinación (S), muestran valores entre 5.54 y 5.89 Horas Sol Pico promedio diario, es decir al multiplicar por 365 días al año: 2022.1 a 2150 kWh/m². De manera que es más conveniente expresar el valor del coeficiente de rendimiento en un rango de valores. CR puede variar entre 62.4% y 88%.

– Procedimiento de calculo del coeficiente de rendimiento.

Para calcular el CR o performance ratio PR, se requiere los valores de irradiación solar del lugar de ubicación de la instalación fotovoltaica. Se pueden registrar estos valores con una estación de medición (Por ejemplo, un Sunny SensorBox) que mida la cantidad de energía irradiada para su instalación fotovoltaica. Por otro lado, precisa de la magnitud de la superficie de los módulos de su instalación fotovoltaica, así como del rendimiento de sus módulos fotovoltaicos. El rendimiento de los módulos está indicado en la hoja de datos del módulo fotovoltaico correspondiente. Por último, el período de estudio óptimo para el cálculo del coeficiente de rendimiento de 1 año.

- Calculo manual del coeficiente de rendimiento (CR).

$$CR = \frac{\text{Rendimiento real leído de la instalación en kWh al año.}}{\text{Rendimiento nominal calculado de la instalación en kWh al año}} \quad \text{Ecu. 4.26}$$

- Cálculo del rendimiento nominal de la instalación.

$$\text{Rendimiento nominal} = \frac{\text{Irradiación del año sobre la superficie del generador fotovoltaico}}{\text{* rendimiento de los módulos de la instalación * área útil del módulo}} \quad \text{Ecu. 4.27}$$

4.15 Control de potencia reactiva

El control de la potencia reactiva, es una de las formas de controlar, subir o bajar, el nivel de voltaje en un sistema de potencia. Usualmente esto se combina con otros dispositivos como reguladores de voltaje, cambiando los taps del transformador o autotransformador o regulación automática por pasos de la relación de vueltas en una subestación de transformación. Con cargas muy ligeras, el sistema de transmisión genera potencia reactiva que debe ser absorbida, en cambio con cargas pesadas el sistema consume gran cantidad de potencia reactiva, que debe ser reemplazada.

Los requerimientos de potencia reactiva del sistema, también depende de la configuración del sistema de generación y transmisión, y estos varían con el tiempo, con los niveles de carga y con los cambios en los patrones de generación. Aunque los generadores síncronos tradicionales son capaces de inyectar potencia reactiva en el sistema o absorber el exceso de potencia reactiva, y puedan hacerlo rápidamente, los costos de operación y de oportunidad asociados con este método de control de la tensión son relativamente altos. Por lo tanto, los operadores de servicios públicos deben tratar de minimizar el intercambio de potencia reactiva entre el sistema de transmisión y las unidades de generación, que operan de acuerdo con un horario de tensión proporcionada por el operador del sistema de transmisión.

En el caso de una interrupción, tales como la pérdida de un generador o de una línea de transmisión, el sistema de excitación del generador síncrono inyectará o absorberá potencia reactiva según sea necesario hasta que la tensión del sistema se estabiliza dinámicamente.

- **Dispositivos dinámicos y estáticos.** Para mantener la capacidad de reserva de generación de energía reactiva para contingencias, los operadores del sistema pueden preferir añadir reactancia o capacitancia al sistema de transmisión cuando se necesitan ajustes de tensión.

Por un lado, la conmutación en los inductores reduce la tensión en el punto de conexión mediante la absorción de potencia reactiva del sistema en el otro, el cambio en los condensadores aumenta la tensión del bus en el punto de conexión mediante el suministro de potencia reactiva al sistema.

Mientras que los operadores del sistema de potencia utilizan inductores para controlar los niveles de alta tensión en los sistemas de transmisión, utilizan principalmente condensadores para controlar los niveles de baja tensión en ambos sistemas de transmisión y distribución.

Una desventaja del uso de dispositivos estáticos como inductores y condensadores para el control de tensión es que la velocidad de respuesta es relativamente lenta (del orden de segundos o minutos) en comparación con la de los dispositivos de control de tensión dinámicos, que son continuamente variable y pueden responder mucho más rápido. Inductores y condensadores son dispositivos discretos con control binario de encendido o apagado. Además, el proceso de conmutación de estos dispositivos puede inyectar transitorios de voltaje en el sistema de energía eléctrica.

En la generación de energía fotovoltaica, el nivel de voltaje del sistema se ve afectado, especialmente en redes débiles, como en grandes alimentadores en áreas rurales. El operador de la distribuidora, puede mitigar el efecto, permitiendo que los inversores participen en el control de voltaje de la red, inyectando potencia reactiva.

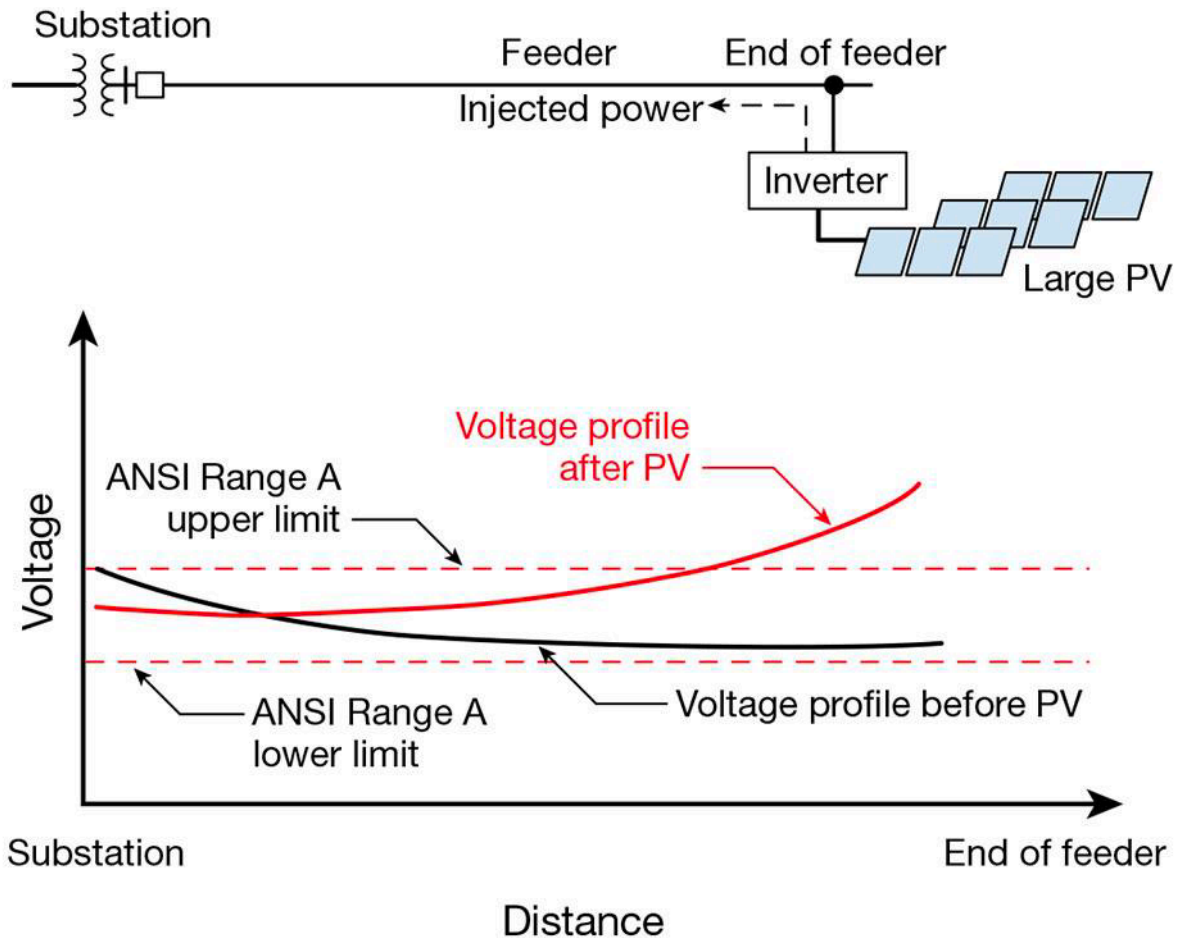


Figura 4.112: Ejemplo de límites de tensiones permitidas en la red. línea negra: perfil de la tensión antes de una instalación fotovoltaica. línea roja: perfil de tensión despues de haberse instalado un sistema fotovoltaico.

4.15.1 Factor de potencia en una instalación fotovoltaica

[81]Una instalación fotovoltaica proporciona generalmente potencia activa, por lo que es preciso tomar de la red la potencia reactiva necesaria que necesitan las cargas de la instalación eléctrica.

Cuando se incorpora una instalación fotovoltaica a un consumidor preexistente, si bien la potencia reactiva tomada de la red no varía, la potencia activa se ve reducida proporcionalmente respecto a la suministrada por el generador fotovoltaico, generando que se modifique el factor de potencia.

Donde:

- P_{GFV} la potencia activa del generador fotovoltaico.
- P_R la potencia activa de la red.
- Q_R la potencia reactiva de la red.
- Q_C la potencia reactiva a instalar- (banco de capacitores)

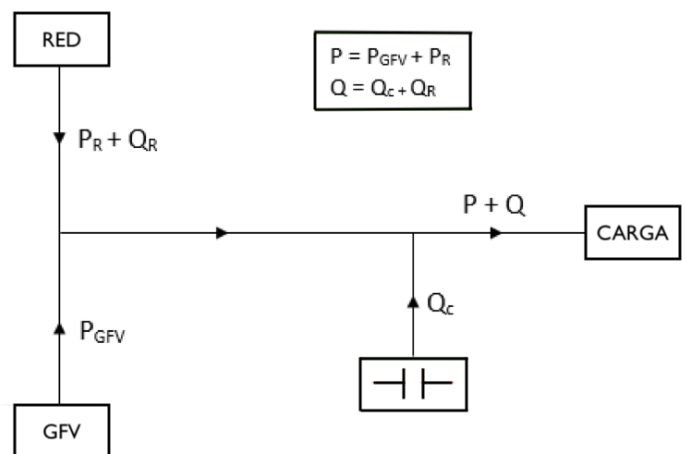


Figura 4.113: Diagrama de potencias en la instalación de un sistema fotovoltaico. [81]

El factor de potencia puede ser corregido en una instalación fotovoltaica por los siguientes dos métodos:

- Corrección por los mismos inversores instalados.

Con la evolución tecnológica en el ámbito fotovoltaico, inversores inteligentes ya se encuentran en el mercado, que permiten controlar el factor de potencia desde ellos mismos.

- Corrección por instalación de por compensadores síncronos o dinámicos, compensadores estáticos.

Este es el de particular interés de estudio, obtener las capacidades de los bancos de capacitores a instalar cuando se obtiene un factor de potencia bajo.

En este punto es necesario saber la norma vigente de calidad de energía del país para operación en consumidores finales, se cita la referencia [100] “LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES GENERALES AL CONSUMIDOR FINAL DEL PLIEGO TARIFARIO DEL AÑO 2020” emitido por SIGET, el cual define en el Art 52:

1. Si el factor de potencia es igual o mayor que 0.75 y menor que 0.90 el cargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el factor de potencia sea inferior a 0.90.
2. Si el factor de potencia es igual o mayor que 0.6 y menor que 0.75 el cargo por energía será aumentado en 15% más el 2% por cada centésima que el factor de potencia sea inferior a 0.75.
3. Si el Factor de potencia fuese inferior a 0.60, el distribuidor podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

La potencia aparente, la potencia activa y potencia reactiva, se relacionan por medio del triángulo de potencia el cual es una herramienta matemática que nos permite entender de mejor manera la relación existente entre los diferentes tipos de potencia.

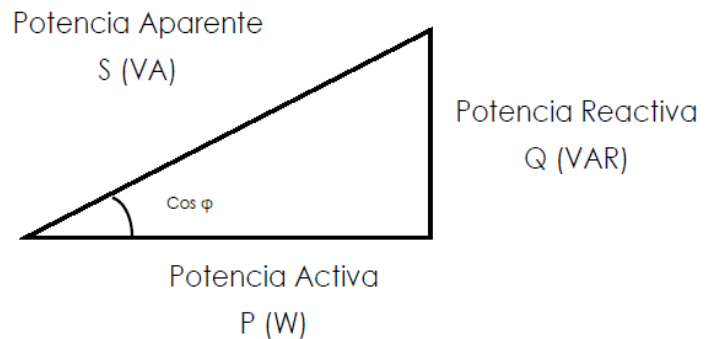


Figura 4.114: Triángulo de potencias.

4.15.2 Análisis para la corrección del factor de potencia

[81] Para determinar el tamaño del banco de capacitores a instalar para la corrección del factor de potencia, hay que determinar de manera precisa el factor de potencia a partir de los consumos o del ciclo de carga de la instalación; así se evita la inyección de excesiva energía reactiva, condición que normalmente no está permitida por las compañías eléctricas.

Si se desea efectuar una corrección distribuida, por grupos o centralizada, es necesario determinar el $\cos(\varphi)$ de la carga o del grupo de cargas; esto puede llevarse a cabo de los siguientes modos:

- Directamente, mediante medida directa por medio de un analizador;
- Indirectamente, a través de la lectura de los contadores de energía activa y reactiva o de los recibos de la compañía eléctrica.

Una vez conocido el factor de potencia de la instalación ($\cos \varphi_1$) y el que se quiere obtener ($\cos \varphi_2$), es posible determinar la potencia reactiva necesaria del banco de capacitores a través del análisis del triángulo de potencias.

Siendo:

- P la potencia instalada.
- φ_1 el ángulo de desfase antes de la corrección.
- φ_2 el ángulo de desfase a obtener con la corrección.
- Q_c la potencia del banco de capacitores
- S_1 Potencia aparente antes de la corrección.
- S_2 Potencia aparente después de la corrección
- Q_1 Potencia reactiva antes de la corrección
- Q_2 Potencia reactiva después de la corrección.

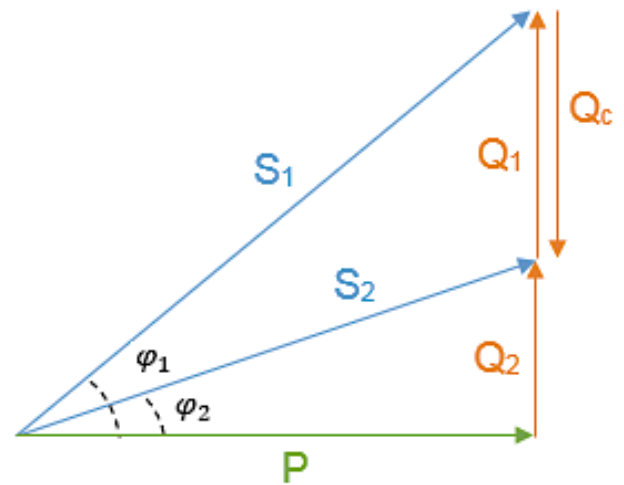


Figura 4.115 Esquema de triángulo de potencias. [81]

– Del triángulo de potencias tenemos:

$$\tan\varphi_1 = Q_1/P$$

Ecua. 4.28

$$\tan\varphi_2 = Q_2/P$$

Ecua. 4.29

– Despejando ecuaciones:

$$Q_1 = \tan \varphi_1 \times P$$

Ecua. 4.30

$$Q_2 = \tan \varphi_2 \times P$$

Ecua. 4.31

– Para la potencia del banco de capacitores tenemos:

$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

Ecua. 4.32

Sustituyendo ecuaciones 4.30 y 4.31 en ecuación 4.32:

$$Q_c = \tan \varphi_1 * P - \tan \varphi_2 * P$$

Ecua. 4.33

Lo que nos lleva a la ecuación final de la potencia reactiva necesaria, para la corrección del factor de potencia a un valor deseado:

$$Q_c = P \times (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

Ecua. 4.34

Desde el punto de vista de la red, en punto de unión de un generador fotovoltaico y una instalación eléctrica de conexión de la red, debe tener un factor de potencia mínimo de 0.9, entonces:

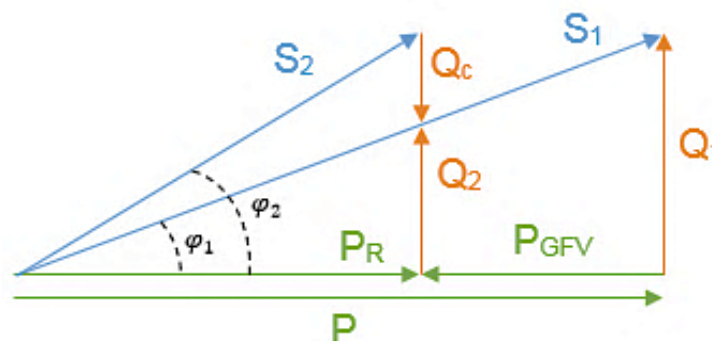


Figura 4.116: Triángulo de potencias. Generador fotovoltaico y red eléctrica. [81]

Por lo tanto, cuando únicamente la red suministra el total de potencia instalada:

$$P_R = P \quad \text{Ecu. 4.35}$$

$$Q_R = Q_1 \quad \text{Ecu. 4.36}$$

$$\tan\varphi_1 = Q_1 / P \quad \text{Ecu. 4.37}$$

para que el factor de potencia, visto por la red cumpla con el valor mínimo al conectar un GFV a la instalación eléctrica, se necesitan cumplir las condiciones ya dispuestas, entonces.

$$\cos\varphi_2 \geq 0.9 = \tan\varphi_2 \leq 0.484 \quad \text{Ecu. 4.38}$$

por lo que el triángulo de potencias se ve modificado de la siguiente manera:

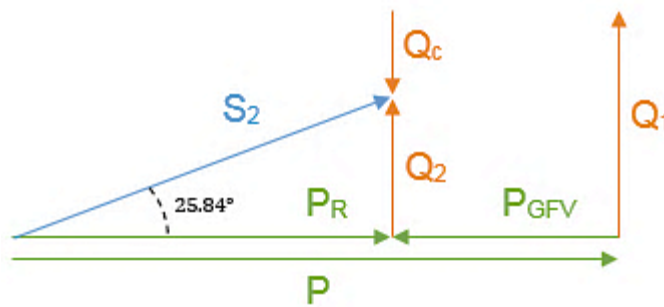


Figura 4.117: Triángulo de potencias con condiciones para cumplimiento de FP. [81]

Entonces se tiene:

$$Q_R = Q_2 \quad \text{Ecu. 4.39}$$

$$P_R = P - P_{GFV} \quad \text{Ecu. 4.40}$$

$$0.484 = \frac{Q_2}{P - P_{GFV}} \quad \text{Ecu. 4.41}$$

$$Q_C = Q_1 - Q_2 \quad \text{Ecu. 4.42}$$

Despejando ecuaciones 4.37 y 4.38:

$$Q_C = \tan\varphi * P - 0.484 * (P - P_{GFV}) \quad \text{Ecu. 4.43}$$

Multiplicando y dividiendo el lado derecho de la ecuación por $\frac{P}{P}$, se tiene:

$$Q_C = P * \left[\tan\varphi - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P} \right) \right] \quad \text{Ecu. 4.44}$$

Problemas resueltos

- 1) Diseñar en esquema, un sistema fotovoltaico de 400kWp $\pm 10\%$, el cual inyectará su energía a una red primaria de 23/13.2 kV, se adjuntan las especificaciones del equipamiento básico (módulo fotovoltaico e inversor), muestre y especifique: tableros, protecciones, supresores, y transformadores que sean requeridos. Determinar el tamaño de los Strings o cadenas de MFV, esquema de distribución (área física ocupada) considerando una separación de filas de 1.25 metros. considerando temperaturas en El Salvador, máximas de 40°C, mínimas de 12°C.

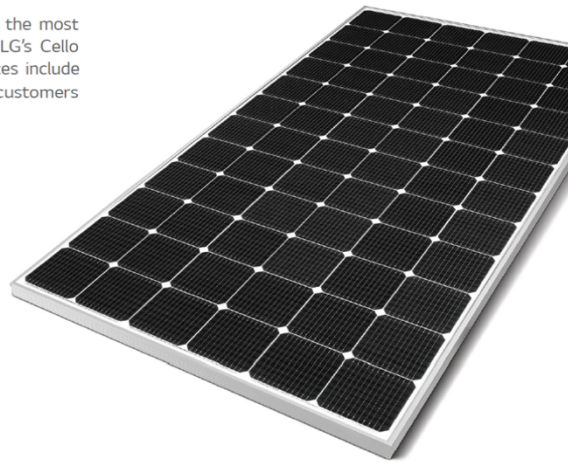
- **Módulo fotovoltaico.**

Modelo: LG400N2W-V5, fabricante: LG, Certificación: UL, potencia 400 W_p, fabricación: monocristalino.



400W

The LG NeON[®] 2 is LG's best selling solar module, and is one of the most powerful and versatile modules on the market today. Featuring LG's Cello Technology, the LG NeON[®] 2 increases power output. New updates include an extended performance warranty from 86% to 89.6% to give customers higher performance and reliability.



General Data

Cell Properties (Material / Type)	Monocrystalline / N-type
Cell Maker	LG
Cell Configuration	72 Cells (6 x 12)
Number of Busbars	12EA
Module Dimensions (L x W x H)	2,024mm x 1,024mm x 40 mm
Weight	20.3 kg
Glass(Material)	Tempered Glass with AR Coating
Backsheet(Color)	White
Frame(Material)	Anodized Aluminium
Junction Box(Protection Degree)	IP 68
Cables(Length)	1,200 mm x 2EA
Connector(Type / Maker)	MC 4 / MC

Certifications and Warranty

Certifications	IEC 61215-1/-1-1/2:2016, IEC 61730-1/2:2016, UL 1703
	ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001
	OHSAS 18001, PV CYCLE
Salt Mist Corrosion Test	IEC 61701 : 2012 Severity 6
Ammonia Corrosion Test	IEC 62716 : 2013
Module Fire Performance	Type 1 (UL 1703)
Fire Rating	Class C (UL 790, ULC/ORD C 1703)
Solar Module Product Warranty	25 Years
Solar Module Output Warranty	Linear Warranty*

* 1) First year : 98% 2) After 1st year : 0.35% annual degradation 3) 89.6% for 25 years

Electrical Properties (STC*)

Model		LG400N2W-V5
Maximum Power (P _{max})	[W]	400
MPP Voltage (V _{mpp})	[V]	40.6
MPP Current (I _{mp})	[A]	9.86
Open Circuit Voltage (V _{oc} , $\pm 5\%$)	[V]	49.3
Short Circuit Current (I _{sc} , $\pm 5\%$)	[A]	10.47
Module Efficiency	[%]	19.3
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m², Cell temperature 25 °C, AM 1.5

Operating Conditions

Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90
Maximum System Voltage	[V]	1,500(UL), 1000(IEC)
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20
Mechanical Test Load (Front)	[Pa / psf]	5,400 / 113
Mechanical Test Load (Rear)	[Pa / psf]	3,000 / 63

* Test Load = Design load X Safety Factor (1.5)

Packaging Configuration

Number of Modules per Pallet	[EA]	25
Number of Modules per 40ft HQ Container	[EA]	550
Packaging Box Dimensions (L x W x H)	[mm]	2,080 x 1,120 x 1,226
Packaging Box Gross Weight	[kg]	551

Dimensions (mm / inch)

Temperature Characteristics

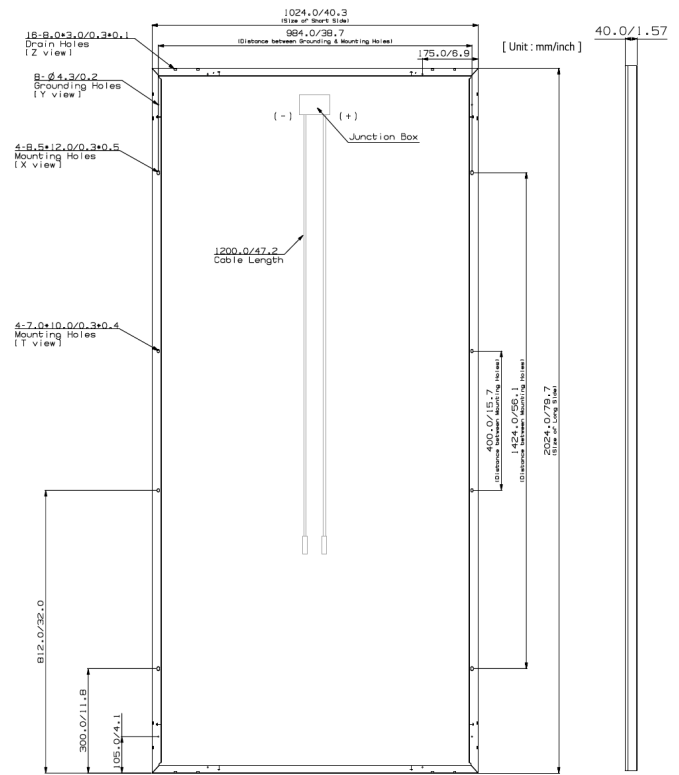
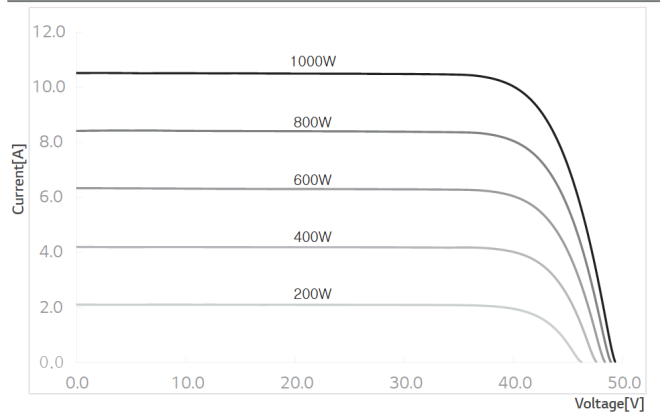
NMOT*	[°C]	42 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.36
Voc	[%/°C]	-0.26
Isc	[%/°C]	0.02

* NMOT (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800 W/m², Ambient temperature 20 °C, Wind speed 1 m/s, Spectrum AM 1.5

Electrical Properties (NMOT)

Model	LG400N2W-V5	
Maximum Power (Pmax)	[W]	300
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	38.0
MPP Current (Impp)	[A]	7.88
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	46.5
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.40

I-V Curves



- Inversor de la Red.

Modelo: TRIO 60.0-TL-OUT-US, fabricante: ABV, certificación: UL, potencia de salida: 60 kW,

ABB string inverters

TRIO-60.0-TL-OUTD-US

60 kW

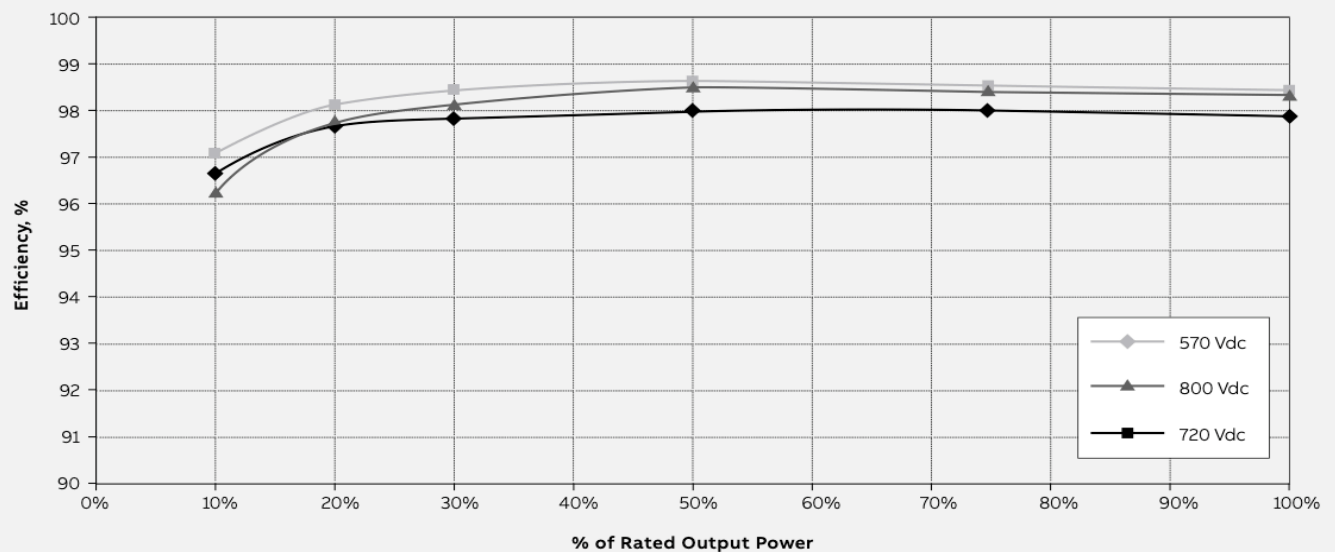


Technical data and types

Type code	TRIO-60.0-TL-OUTD-US
Input side	
Absolute maximum DC input voltage (V _{max,abs})	1000 V
Start-up DC input voltage (V _{start})	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range (V _{dcr,min} ...V _{dcr,max})	0.7xV _{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V _{dcr})	720 Vdc
Rated DC input power (P _{dcr})	61800 W
Number of independent MPPT	1
MPPT input DC voltage range (V _{MPPTmin} ... V _{MPPTmax}) at P _{acr}	570-800 Vdc
Maximum DC input current (I _{dcr,max})	108 A
Maximum input short circuit current	170 A
Number of DC inputs pairs	12 or 16 string combiner model available / 1 pair standard model
DC connection type	Input lugs (DCWB-1), Conduit entry (DCWB-2)

Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection - varistor	Yes
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2
Photovoltaic array isolation control	According to US standards
DC switch rating	200 A / 1000 V
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V
Output side	
AC Grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)
Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$)	60000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	60000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	480 V
AC voltage range	422-528 V
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A
Contributory fault current	92 A
Rated output frequency (f_r)	60 Hz
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	57...63 Hz
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, 0...± 1 with max S_{max}
Maximum AC cable section allowed	AWG 3/0 without AC switch, AWG 1/0 with AC switch (option ACWB-B)
AC connection type	Screw terminal block
Output protection	
Anti-islanding protection	According to US standards
Maximum external AC overcurrent protection	100 A
Output overvoltage protection - varistor	Yes
Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	98.5%
Weighted efficiency (CEC)	98.0%
Safety	
Isolation level	Transformerless
Marking	TUV
Safety and EMC standard	UL1741, Rule 21, HECO tester per UL 1741 SA, UL1699B, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part 15 Sub-part B Class B Limits

CEC Efficiency = 98.0 percent



Environmental	
Ambient temperature range	-25...+60°C/-13...140°F with derating above 45°C/113°F
Relative humidity	4%...100% condensing
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m
Maximum operating altitude without derating	6560 ft / 2000 m
Physical	
Environmental protection rating	NEMA 4X (NEMA 3R for fan tray)
Cooling	Forced air over external heatsink
Dimension (H x W x D)	58.7 x 28.5 x 12.4 in (1491 x 725 x 315 mm)
Weight	210 lbs overall, 145 lbs electronic compartment, ≤ 33 lbs each wiring box (full optional)
Mounting system options	Wall bracket, horizontal support

Solución.

1. Se identifica que es un problema, en el cual se debe cumplir con una potencia de instalación de 400 Wp \pm 10%. Con los datos de la ficha técnica de los módulos e inversor, se procede a realizar el dimensionamiento del SFVCR.
2. Calculamos la temperatura de la celda con la fórmula:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

El valor de la TONC de la ficha técnica es 42 ± 3 . En este caso utilizaremos el valor medio de TONC, el cual será 42. Las temperaturas para El Salvador son: $T_a = 12^\circ\text{C}$ y $T_a = 40^\circ\text{C}$ y radiación promedio para el salvador 1000 W/m^2 . Con ello calculamos $T_{c_{\max}}$ y $T_{c_{\min}}$, así:

$$T_{c_{\max}} = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} = 40 + 1000 \cdot \frac{42 - 20}{800} = 67.5^\circ\text{C}$$

$$T_{c_{\min}} = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} = 12 + (0) \cdot \frac{42 - 20}{800} = 12^\circ\text{C}$$

La temperatura mínima, normalmente son registradas en horas cuando amanece, por lo que en ese momento la radiación es prácticamente cero.

3. Realizar el análisis de variaciones de Voc y Vmp de los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta los resultados de temperatura del literal anterior. Así:

Calculo de Voc, Vmp, e Isc considerando el rango de temperatura en el lugar de $12^\circ\text{C} - 67.5^\circ\text{C}$.

$$V_{oc_{\max}}(^{\circ}T_{c_{\min}}) = V_{oc} + \frac{\beta_{Voc}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{\min}} - 25^\circ\text{C}) = 49.3 + \frac{-0.26}{100} * 49.3 * (12 - 25) = 50.97$$

$$V_{oc_{\min}}(^{\circ}T_{c_{\max}}) = V_{oc} + \frac{\beta_{Voc}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{\max}} - 25^\circ\text{C}) = 49.3 + \frac{-0.26}{100} * 49.3 * (67.5 - 25) = 43.85$$

$$V_{mp_{\max}}(^{\circ}T_{c_{\min}}) = V_{mp} + \frac{\gamma_{mp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{\min}} - 25^\circ\text{C}) = 40.6 + \frac{-0.36}{100} * 40.6 * (12 - 25) = 42.50$$

$$V_{mp_{\min}}(^{\circ}T_{c_{\max}}) = V_{mp} + \frac{\gamma_{mp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{\max}} - 25^\circ\text{C}) = 40.6 + \frac{-0.36}{100} * 40.6 * (67.5 - 25) = 34.39$$

$$I_{sc_{\min}}(^{\circ}T_{c_{\min}}) = I_{sc} + \frac{\alpha_{Isc}}{100} * I_{sc} * (T_{c_{\min}} - 25^\circ\text{C}) = 10.47 + \frac{0.02}{100} * 10.47 * (12 - 25) = 10.44$$

$$I_{sc_{\max}}(^{\circ}T_{c_{\max}}) = I_{sc} + \frac{\alpha_{Isc}}{100} * I_{sc} * (T_{c_{\max}} - 25^\circ\text{C}) = 10.47 + \frac{0.02}{100} * 10.47 * (67.5 - 25) = 10.56$$

4. Con la ficha técnica del inversor seleccionado para el diseño de nuestro sistema fotovoltaico, leemos los datos de entrada DC del inversor, y procedemos a calcular el número de módulos fotovoltaicos por String que podrán ser conectados al inversor de la siguiente manera:

$$\# \text{ Max } \frac{\text{MFV}}{\text{string}} = \frac{V_{\text{max operación inversor}}}{V_{oc_{\max} \text{ módulo}}} = \frac{1000 \text{ V}}{50.97 \text{ V}} = 19.61 \equiv 19 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ Min MFV/string} = \frac{V_{\text{start inversor}}}{V_{oc_{\min} \text{ módulo}}} = \frac{500 \text{ V}}{43.85 \text{ V}} = 11.40 \equiv 12 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ Max MFV/string en MPPT} = \frac{V_{mp_{\max} \text{ inversor}}}{V_{mp_{\max} \text{ módulo}}} = \frac{800 \text{ V}}{42.50} = 18.82 \equiv 18 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ Min MFV/string en MPPT} = \frac{V_{mp_{\min} \text{ inversor}}}{V_{mp_{\min} \text{ módulo}}} = \frac{570 \text{ V}}{34.39 \text{ V}} = 16.57 \equiv 17 \text{ MFV}$$

Generalmente, la selección del número de módulos que estarán conectados por string, estará definido por el intervalo entre el número mínimo de MFV/string en MPPT y el número máximo de MFV/string, en este caso, una selección entre 17 a 19 MFV para cada string, sería la correcta, sin embargo, si queremos trabajar en el mejor rango de MPPT, podemos seleccionar entre 17 y 18 MFV.

5. Cálculo del número de módulos por inversor y el número de strings por inversor. En este caso leemos la potencia máxima DC que el inversor es capaz de soportar a la entrada. Entonces:

$$\# \text{ MFV/INVERSOR} = \frac{\text{Potencia max DC inversor}}{\text{Potencia DC módulo}} = \frac{61800 \text{ W}}{400 \text{ W}} = 154.5 \equiv 154 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ STRING /INVERSOR} = \frac{\# \text{ MFV/INVERSOR}}{\# \text{ MFV/STRING}} = \frac{154 \frac{\text{MFV}}{\text{INVERSOR}}}{19 \frac{\text{MFV}}{\text{STRING}}} = 8.10 \equiv 8 \text{ STRINGS/INVERSOR}$$

Un total de 152 MFV por inversor. El inversor es de una única entrada de MPPT, por lo que los 8 Strings de 19 MFV c/u, se hacen llegar hasta una combiner box, en la cual se paralelarían, y su salida se hará llegar hasta la entrada del inversor.

6. Determinación del número de inversores a instalar en el SFVCR.

Se determina el número de inversores, a partir de la potencia pico que se está requiriendo, por lo que se calcula de la siguiente manera:

$$\# \text{ INVERSORES} = \frac{\text{Potencia pico del Generador fotovoltaico.}}{\text{Potencia maxima del inversor a la entrada (DC)}} = \frac{400 \text{ kWp}}{61800 \text{ kWp}} = 6.47 \text{ inversores} = 7 \text{ inversores}$$

En este caso, observamos que 6 inversores si estarían trabajando perfectamente, mientras que el séptimo inversor estaría cargado a la mitad (desaprovechándose y posiblemente trabajando en malas condiciones de operación), en este caso, como el problema dice que la instalación puede ser de $400 \text{ kWp} \pm 10\%$, haremos uso de se 10% en Wp , para completar, la instalación.

7. Definiendo la potencia instalada DC real (Wp) de cada inversor.

$$\text{Potencia Instalada (Wp)} \frac{\text{real}}{\text{Inversor}} = \# \frac{\text{MFV}}{\text{STRING}} * \# \frac{\text{STRINGS}}{\text{INVERSOR}} * \text{Potencia MFV} = 19 * 8 * 400 = 60800 \text{ Wp}$$

- Definiendo la potencia a instalar en el Sistema fotovoltaico para cargar los 7 inversores igualmente.

$$\text{Potencia real del SFV (Wp)} = \text{Potencia real instalada del inversor} * \# \text{ inversores} = 60800 \text{ Wp} * 7 = 425600 \text{ Wp}$$

Se instalan, 25600 Wp extra, en la instalación.

- Definiendo el porcentaje extra de potencia a instalar.

$$\text{Potencia Extra (\%)} = \frac{\text{Potencia extra a instalar}}{\text{Potencia teórica}} * 100\% = \frac{25.6 \text{ kWp}}{400 \text{ kWp}} * 100\% = 6.4\%$$

El sistema fotovoltaico inicialmente de 400 kWp , se instala realmente con $400 + 6.4\%$ de la potencia real, es decir 25.6 kWp .

8. Definiendo el número de módulos fotovoltaicos en la instalación fotovoltaica.

$$\# \text{ MFV a instalar} = 152 \frac{\text{MFV}}{\text{INVERSOR}} * 7 \text{ INVERSORES} = 1064 \text{ MFV}$$

9. Cálculo de protecciones DC y AC

- Verificación de la corriente de entrada al inversor.

El inversor, como corazón y la parte más importante del SFV, es el elemento que más debemos cuidar, debemos verificar que la corriente a la entrada de éste, generada por los arreglos fotovoltaicos pueda ser soportada, de lo contrario, todo lo anteriormente hecho queda como no válido, por que superaríamos las corrientes nominales y de corto circuito que puede tolerar el inversor.

La corriente que normalmente es con la que se trabaja en los diseños y la más importante es la de corto-circuito (I_{SC}), pero no está demás comprobar la corriente máxima DC, en cualquier caso.

De la ficha técnica del inversor observamos que la corriente máxima de operación soportada $I_{DCmax} = 108$ A, y la corriente de corto-circuito $I_{SCmax} = 170$ A.

- Cada inversor trabaja con 8 strings o cadenas en paralelo de 19 MFV c/u. como ya se vio en el capítulo, las corrientes generadas por cada string se suman, y los MFV en serie se suman sus voltajes.

La I_{MPPmax} , es la corriente nominal de operación en condiciones de punto de máxima potencia, leída del módulo fotovoltaico es de 9.86 A. entonces:

$$I_{MPP} \text{ en cada inversor} = I_{MPPmax} * \#Strings \text{ en paralelo} = 9.86 \text{ A} * 8 = 78.88 \text{ A}$$

Esta corriente de 78.88 A estarán siendo inyectados en condiciones de MPPT, y el inversor es capaz de soportar 108 A en DC máximos en condiciones de nominales de operación, por lo cual es correcto el diseño.

La I_{SCmax} , Es la corriente de importancia en el sistema fotovoltaico, debido a que es esta corriente de corto-circuito máxima, generada en sistema fotovoltaico, su valor puede ser leído de la ficha técnica el cual es 10.47 A. Mientras que, si queremos considerar las variaciones de temperatura que se dieron entre 12°C y 40°C, la corriente resulto ser de 10.56 A, una variación mínima, pero es considerada. entonces:

$$I_{SC} \text{ en cada inversor} = I_{SCmax} * \#Strings \text{ en paralelo} = 10.56 \text{ A} * 8 = 84.48 \text{ A}$$

La corriente de 84.48 A puede ser soportada por el inversor, ya que este puede aguantar hasta 170 A en I_{SC} .

- Determinación de las protecciones contra sobrecorrientes (fusibles).

- Protecciones en DC.

Para cada uno de los 8 strings por inversor, se determina la capacidad del fusible o protección contra sobrecorriente de la siguiente manera:

$$I_{fuse} = \frac{I_{sc}}{0.8 \times 0.8} = \frac{10.47 \text{ A}}{0.8 \times 0.8} = 16.36 \text{ A}$$

Por lo tanto, el fusible debe ser de 20 A su valor comercial más cercano, pero también en la ficha técnica del módulo fotovoltaico, nos dice que el fusible nominal en serie es 20 A. por lo cual se coincide con el tamaño de la protección.

Para la protección a la salida de la combiner box hasta llegar al inversor, puede ser protegida con fusible o con termomagnético (Circuit Breaker, CB), y se calculará así:

$$CB \text{ o Fusible} = \frac{10.47 \text{ A} * 8 \text{ string}}{0.8 \times 0.8} = 130.66 \text{ A}$$

La protección puede ser de un Fusible de 125 [A] NH1, o un Circuit Breaker PV 1000 V_{DC}: 125 A/2 polos, se elige el de 125 Amperios, por que, en DC el siguiente valor comercial es 160 Amp.

- Protecciones en AC.

La protección AC, se realizará con protecciones termomagnéticos, y se tomará el valor de corriente de salida del inversor, y se multiplicará x1.25% su valor, así:

$$\text{Protección en AC} = I_{AC_inversor} * 1.25 = 77 \text{ A} * 1.25 = 96.25 \equiv 100 \text{ A/3P}$$

También, podemos evaluar la protección utilizando la fórmula en base a la potencia, y el voltaje de salida, así:

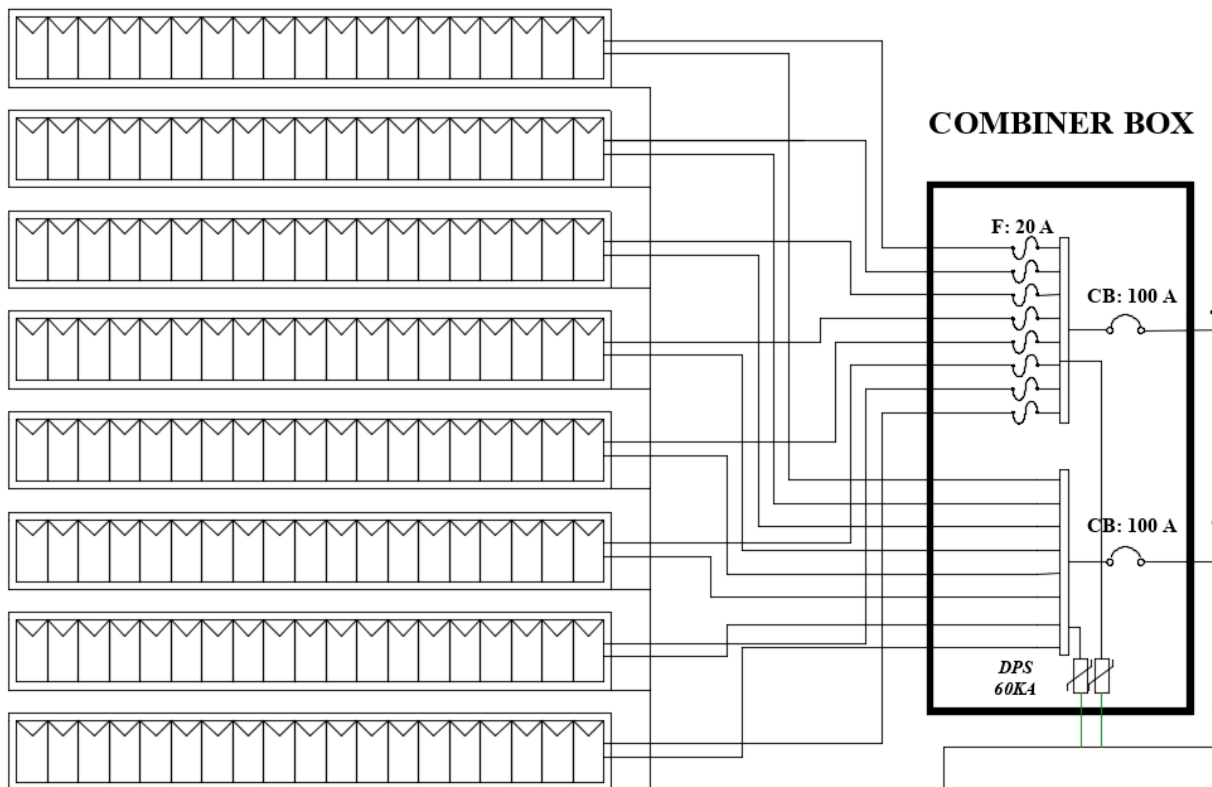
$$\text{Protección en AC} = \frac{\text{Potencia salida del inversor}}{\sqrt{3} * V_{out}} * 1.25 = \frac{60 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 0.48 \text{ kV}} * 1.25 = 90.21 \text{ A} \equiv 100 \text{ A/3P}$$

De una u otra manera, la protección deben ser iguales o no muy alejadas entre ambos valores.

La protección con supresores, se utilizará clase I para el tablero principal conforme a la norma IEC 61643-11 de 200kA-480 V_{AC}, para combiner box clase II de 60kA-100 V_{DC}, entrada al inversor clase II de 60kA-100 V_{DC}, y tablero de inversores clase II de 100 kA-480 V_{AC}.

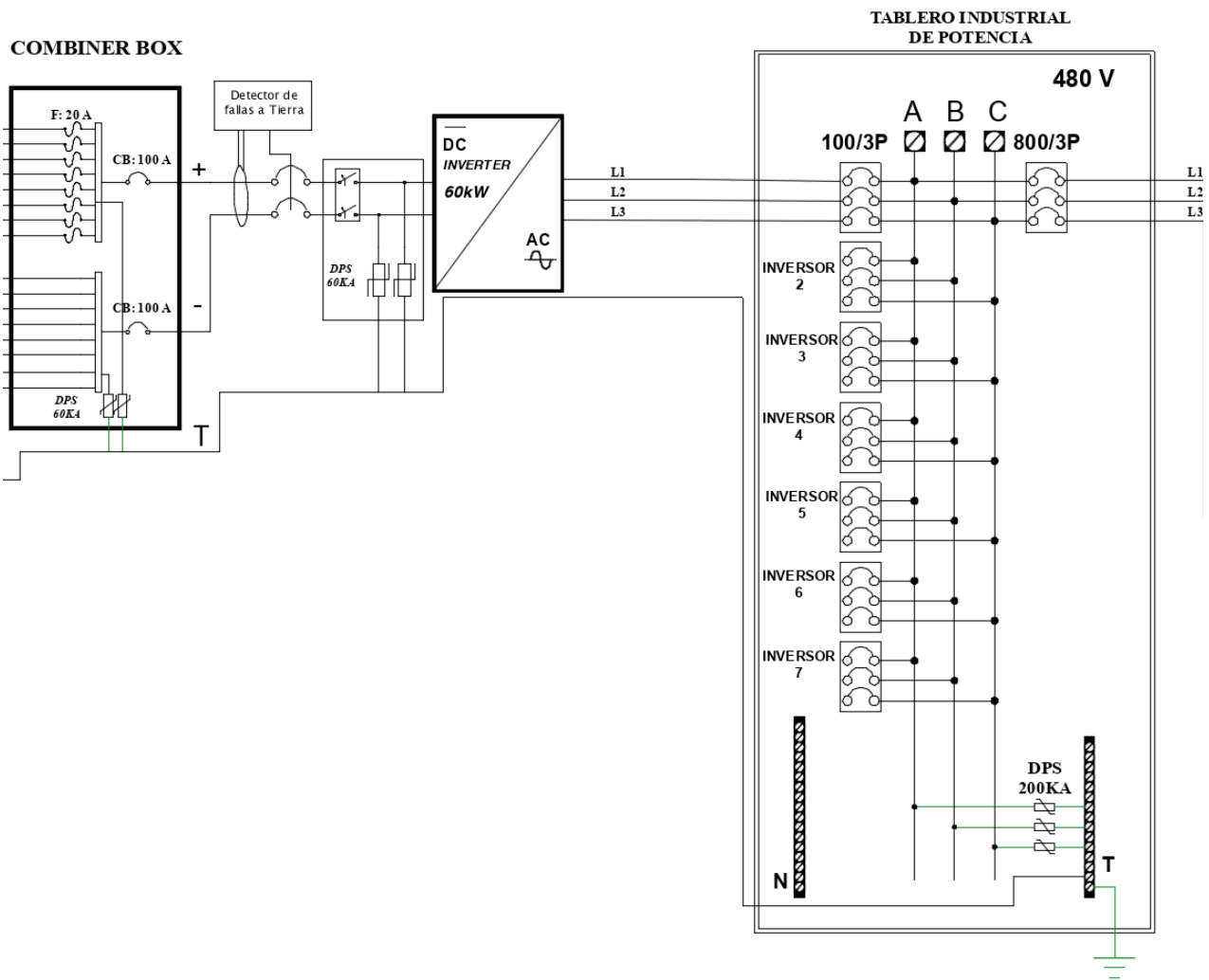
10. Esquema del SFVCR. Basado en diseño NEC 2017. (colocación de fusibles únicamente en terminal positivo)

- Esquema generador fotovoltaico-combiner box.

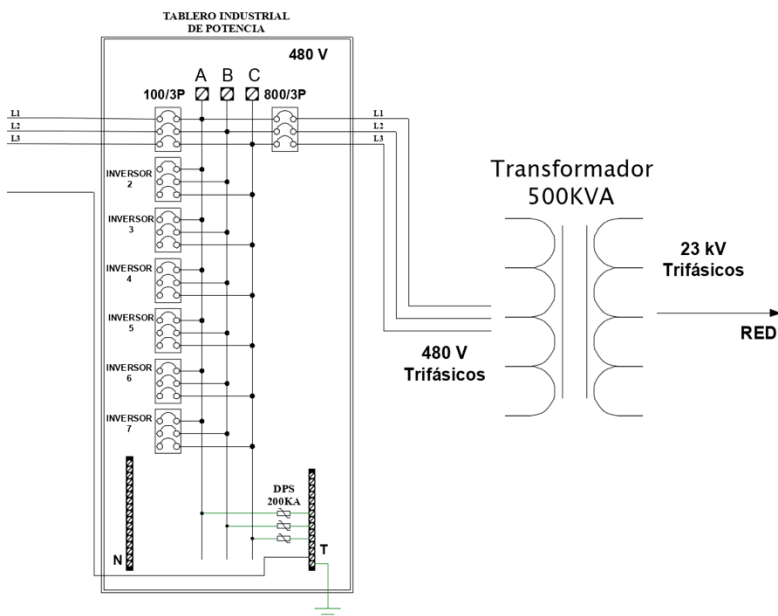


Se presenta el esquemático, del generador fotovoltaico, compuesto de 152 MFV, 8 Strings de 19 MFV c/u, con una combiner Box. Con fusibles de 20 A en el terminal positivo, y termomagnético de 100 A para ambas terminales de salida.

- Esquema de Combiner box-Tablero de inversores.

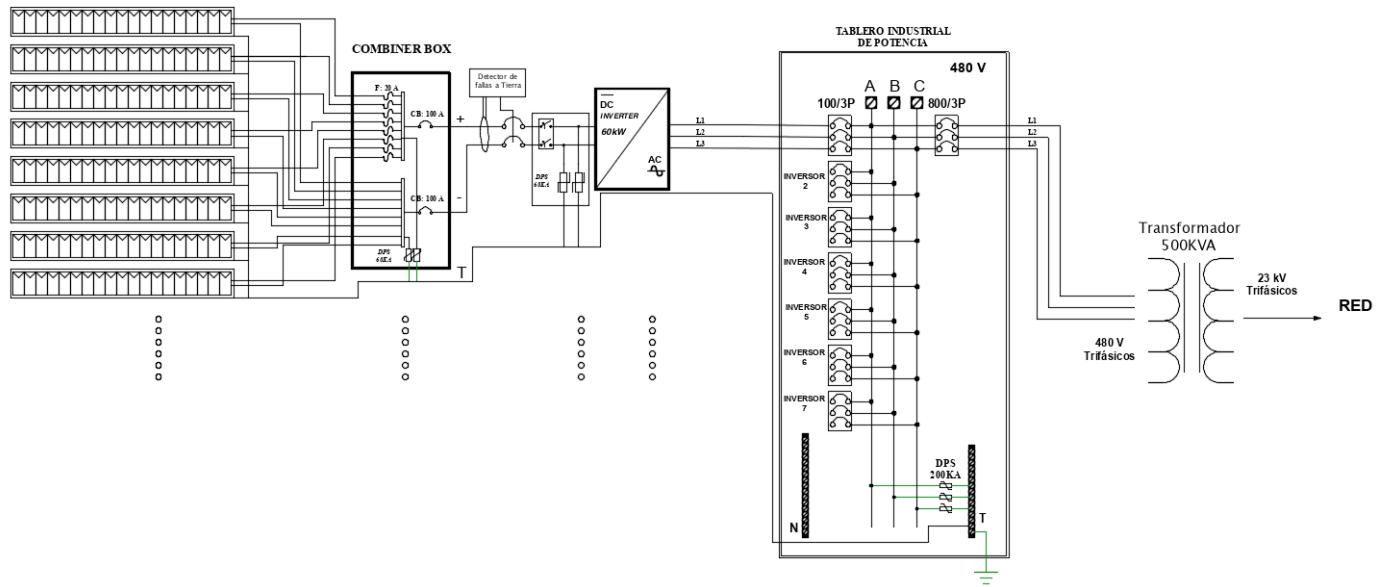


En este esquema, se aprecian los DPS 60kA clase II, los DPS 200 kA clase II, medios de desconexión, detector de falla a tierra, el inversor como tal, generando 60kW, y un tablero industrial de inversores, que, a su vez, es el principal de la instalación cada termomagnético es de 100 A/3P. La salida del tablero tiene un interruptor principal de 800 A/3P el cual permitirá la conexión con un transformador a 480 V.



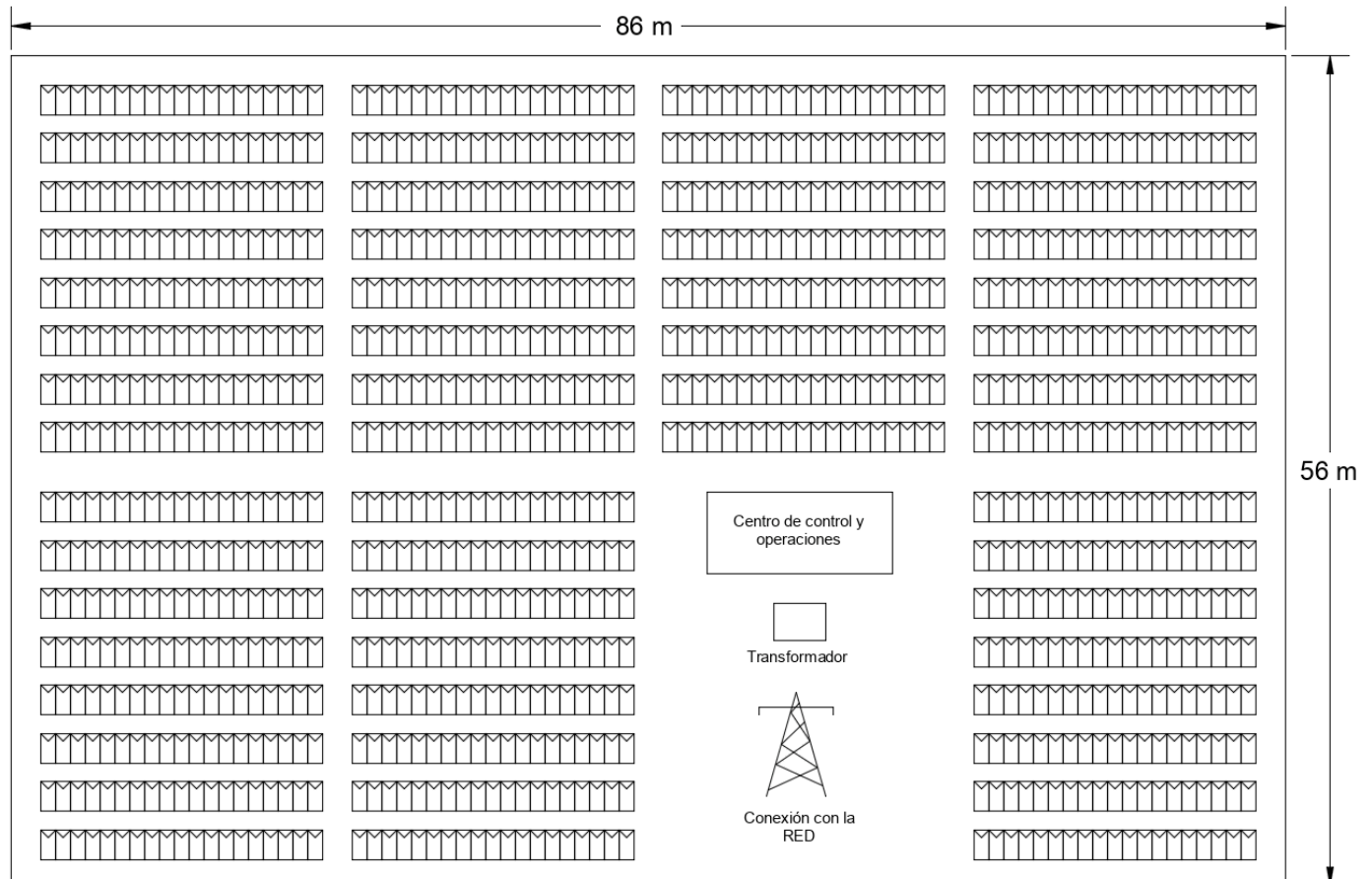
Por último, se detalla, la conexión con el transformador de distribución a 480 V, el cuál elevara a 23 kV, para su interconexión con la red de distribución.

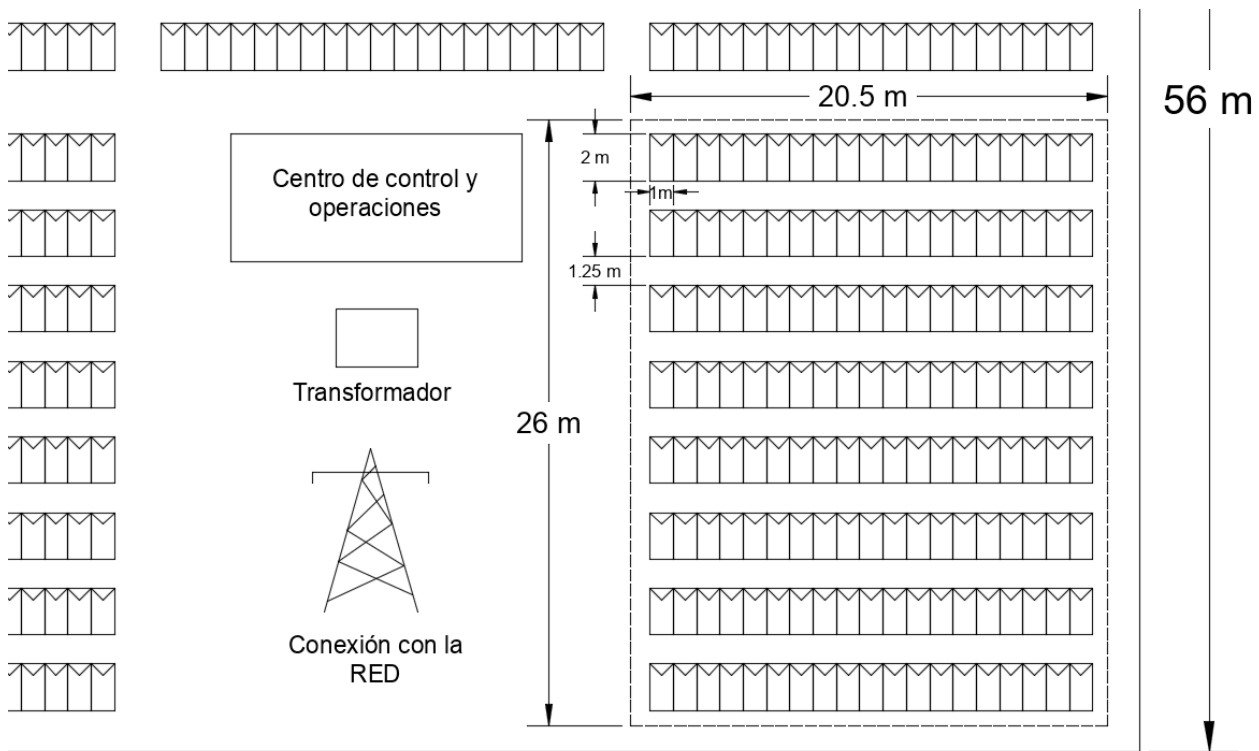
- Esquema completo del sistema fotovoltaico conectado a la red.



11. Esquema de área utilizada.

El panel fotovoltaico, tiene las siguientes dimensiones (L = 2024mm, H = 1024mm, W = 40mm). Es básicamente, un modulo estándar de 2 x 1 metros. Suponiendo que se dispone de un área completamente plana, y el espacio no es ningún problema, se pudiera distribuir e la siguiente manera:





La distribución de área entonces sería: $86\text{m} \times 56\text{m} = 4816\text{ m}^2$, casi media hectárea ocupada. Ciertamente los diseños de distribución pueden ser variados, y dependerá del espacio disponible, y la forma geométrica del lugar, este es solo un caso aproximado.

2) Completar el problema (1).

- Calcular el ángulo óptimo de inclinación (S_{opt}) con el cual los módulos fotovoltaicos, captarán la mejor radiación solar a lo largo del año, considerando una orientación al hemisferio Sur.
- Sombreado cercano. Verificar si la distancia de separación de 1.25 m del problema, es apropiada para no tener sombreado entre módulos fotovoltaicos (tener en cuenta que se desea que los módulos no se encuentren tocando el suelo, se desea que estén por lo menos 20 cm de separación entre suelo y módulos), mostrar en esquemas.
- Aplicar el método de la esfera rodante, y el método de apantallamiento con hilo de guarda al generador fotovoltaico para protección contra descargas atmosféricas. Para este último aplicar el análisis de sombreado y determinar con criterios la distancia de separación entre filas de módulos, verificar si los 1.25 m son suficientes para no tener sombra con el cable de guarda.

Solución.

- Para la inclinación óptima se utilizará la ecuación:

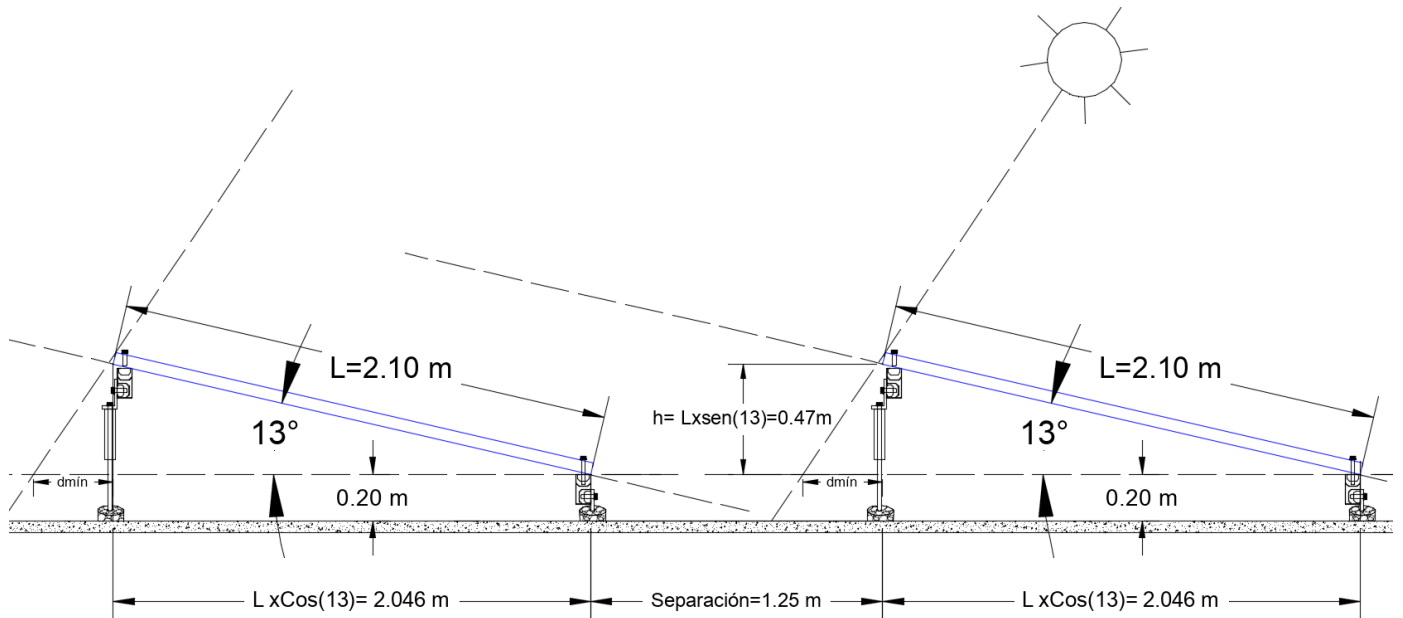
$$S_{\text{opt}} = 3.7 + 0.69 \cdot \phi$$

Consideramos una latitud promedio para El Salvador de 13.5° . y orientación hacia el hemisferio Sur, entonces:

$$S_{\text{opt}} = 3.7 + 0.69 \cdot (13.5^\circ)$$

$$S_{\text{opt}} = 13.0^\circ$$

- Para el cálculo de la distancia mínima entre filas de filas de módulos, se realizará tomando en cuenta que el día más crítico de posición solar es el 21 de diciembre, ya que en este día el sol se encuentra ubicado a -23.45° al Sur con respecto al Ecuador provocando la mayor sombra durante el año. Para ello esquematizaremos la situación de dos filas con sus estructuras de soporte del módulo, considerando la altura de separación entre suelo y módulo de 20 cm requerido por el problema, y con una inclinación óptima de 13° ya calculados.



Cálculo de la distancia mínima de separación entre filas de MFV.

$$d_{\text{mín}} = \frac{h}{\tan(\alpha)}$$

y α se define como 90° - declinación del día mas crítico del año (-23.45°) - latitud del lugar (13.5°):

$$\alpha = 90^\circ - 23.45^\circ - |\Phi| = 66.5^\circ - |13.5^\circ| = 53^\circ$$

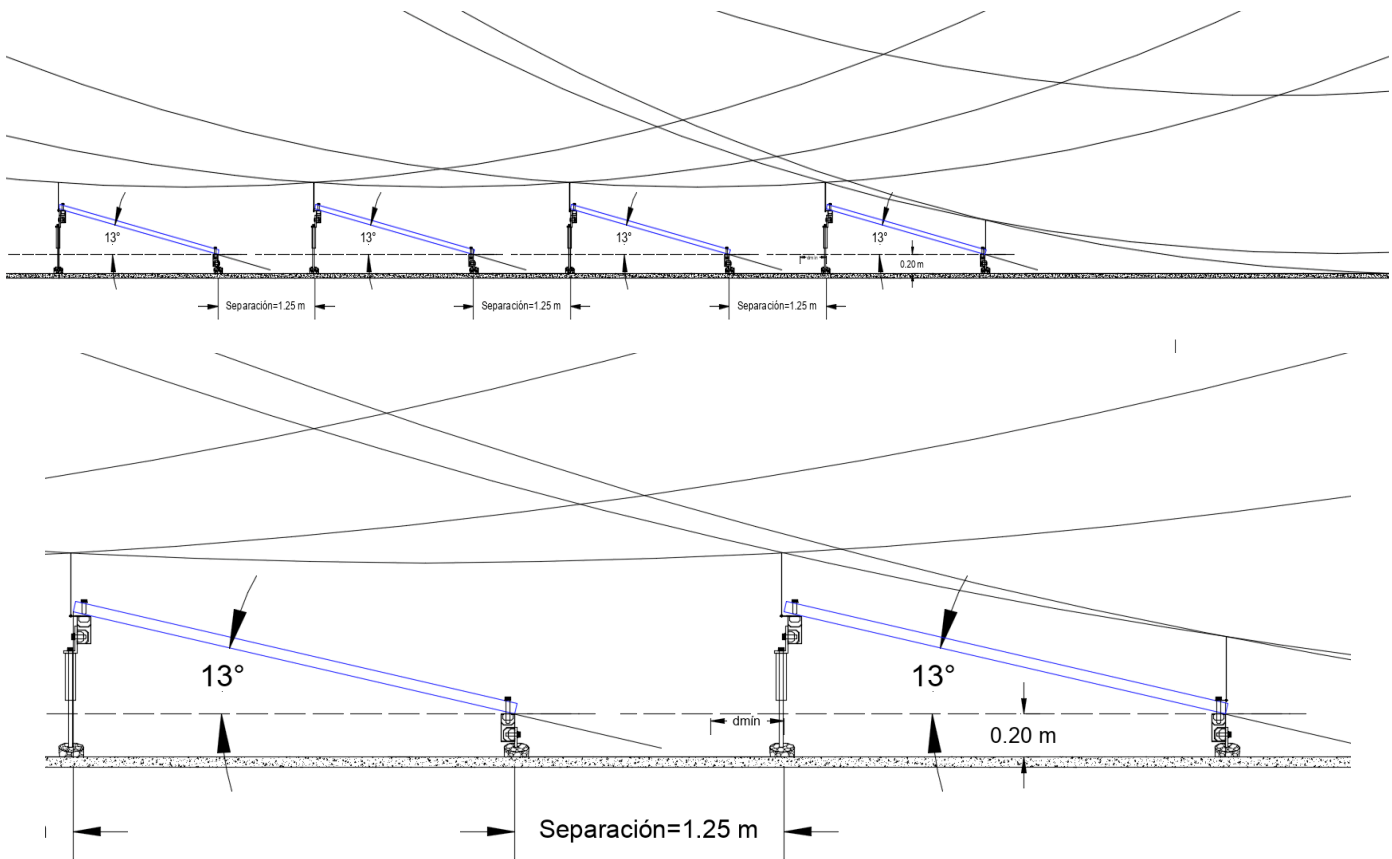
Se obtiene:

$$d_{\text{mín}} = \frac{0.47 \text{ m}}{\tan(53^\circ)} = 0.3541 \text{ m} = 0.36 \text{ m}$$

Como se puede observar, para una latitud de 13.5° , con módulos con inclinación óptima de 13° orientados hacia el Sur, y evaluando en el día mas crítico 21 de diciembre, la distancia que tendría que tener como mínimo de separación entre filas es 0.36 m, y la separación actual es de 1.25 m, por lo tanto, nunca tendremos sombras cercanas debido a las filas de módulos.

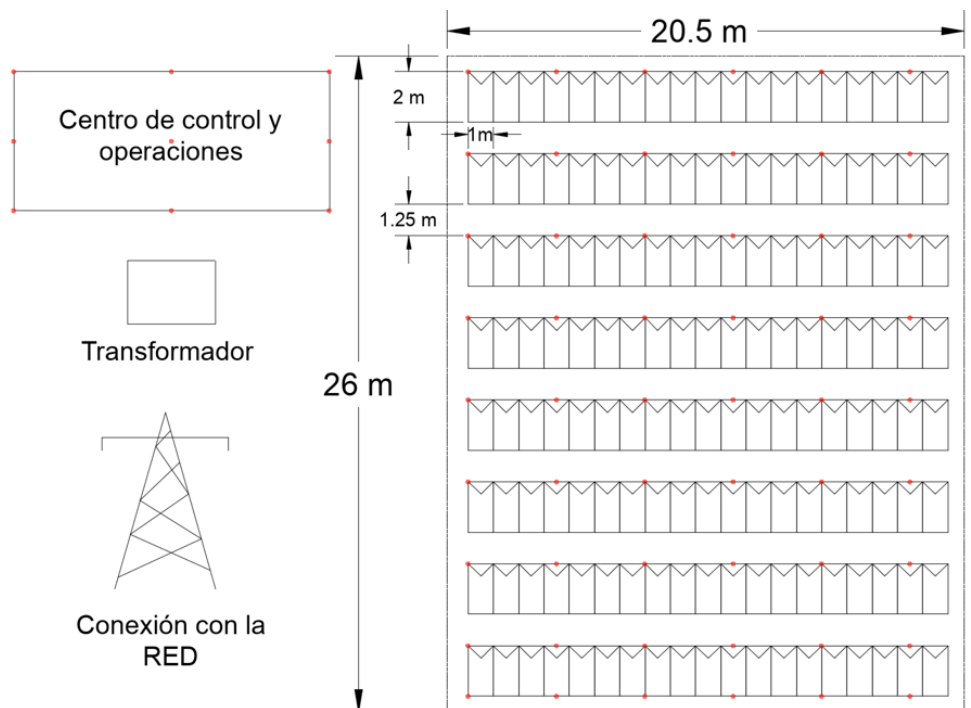
- Método de la esfera rodante.

El método de la esfera rodante que se aplicará es según la norma IEC 62305, considerando un radio de esfera de 30 metros y una corriente de 5 kA, para un nivel de protección nivel II.



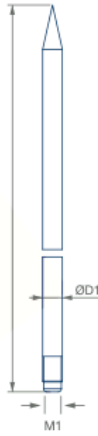
Esquema de distribución de puntas captadoras en el generador fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico conectado a la red, con un sistema de protección de esfera rodante aplicado de radio 30 m, con nivel de protección nivel III, se compondrá de 345 puntas captadoras simples, de 300 mm de altura, ubicadas uniformemente como se observa en este esquema. (similar para los otros arreglos fotovoltaicos).



Las puntas captadoras especificadas son de acero inoxidable simples.

Modelo: **IN300:16**
 Longitud: **300 mm**
 Diámetro: **16 mm**

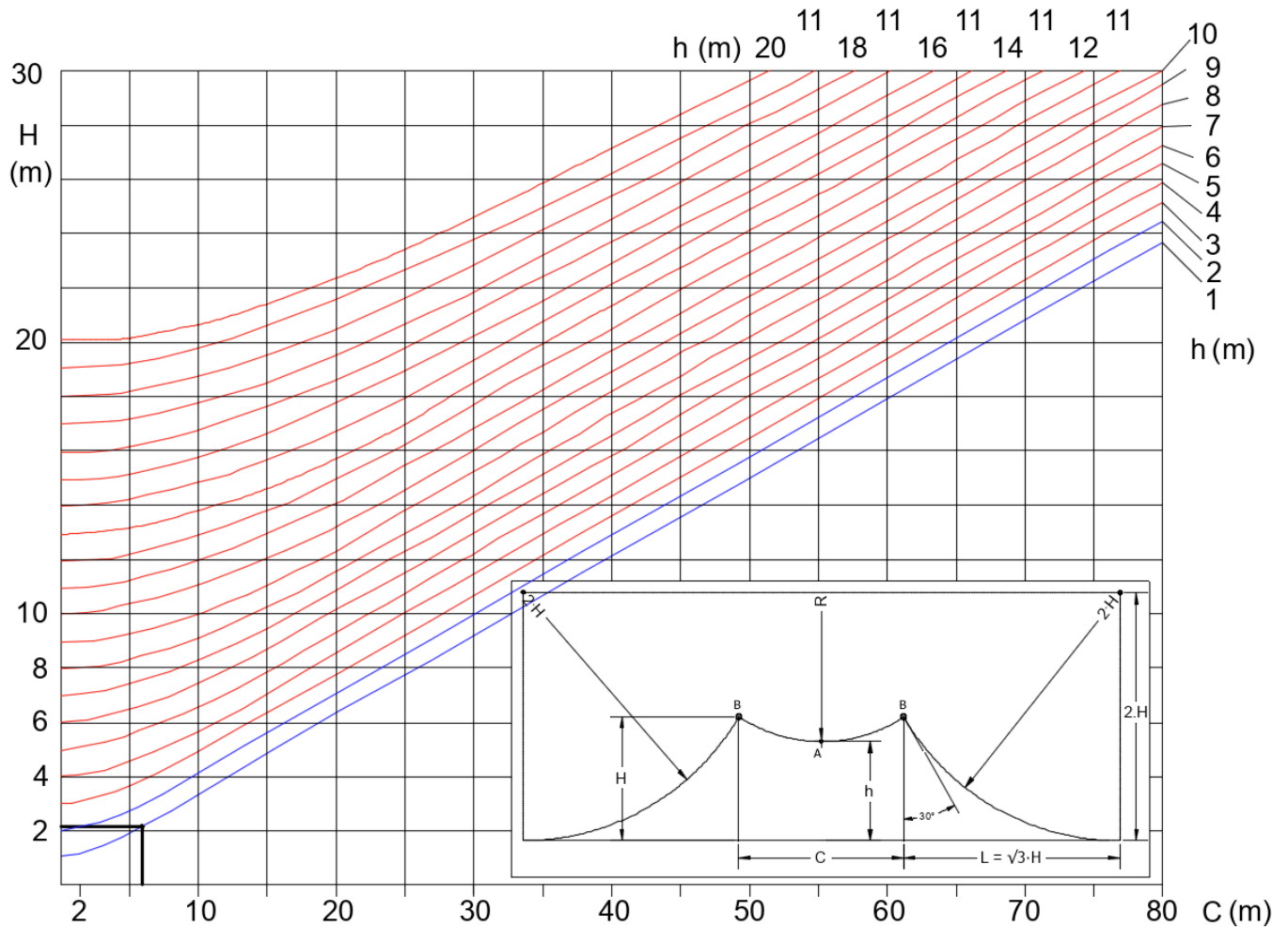


► Puntas captadoras simples ACERO INOXIDABLE

Modelo	Ref.	Material	L (mm)	D1 (mm)	M1 (mm)	Peso (g)
IN300-16	110080	Inox.	300	16	M16	420
IN500-16	110082	Inox.	500	16	M16	740
IN1000-16	110084	Inox.	1000	16	M16	1530
IN2000-16	110086	Inox.	2000	16	M16	3110
IN300-20	110088	Inox.	300	20	M20	690
IN500-20	110090	Inox.	500	20	M20	1180
IN1000-20	110092	Inox.	1000	20	M20	2420
IN2000-20	110031	Inox.	2000	20	M20	4880

- Método de apantallamiento con hilo de guarda-procedimiento.

1. Para el método de apantallamiento mediante hilo de guarda. seleccionaremos la altura máxima que alcanzan los módulos fotovoltaicos es de 0.55 m sobre el nivel del suelo, este valor representa h, siendo un poco mas conservadores elevaremos un poco más la protección y definiremos un $h = 0.70$ m.
2. La gráfica como se observa, tiene valores de altura de protección “h” hasta los 3 metros, sin embargo, como una aproximación e interpolación podemos obtener los valores para $h = 2$ m y $h = 1$ m. Como el valor de “h” escogido es de 0.70 m, la curva $h = 1$ m es la aproximación mas idónea para aplicar el apantallamiento.



3. Como se sabe, este método está ligado a la separación entre hilos de guarda “C”, para ello, el método más simple es “prueba y error”, y a partir de ello, se irá modificando hasta obtener una relación de aspecto “C”-“H”, que logre cumplir una distancia “C” idónea y geométrica sobre el arreglo fotovoltaico y la altura “H” para la no tener sombreado en las filas de módulos. En este ejemplo se procederá a elegir un valor inicial de $C = 6.8$ m, de la gráfica observamos que $H = 2.15$ m aproximadamente, a esta altura realizamos el análisis de sombra y determinamos el ángulo de incidencia para los días críticos de mayor sombra (21 de diciembre y 21 de junio respectivamente), considerando una latitud de 13.5° y medido al medio día solar 12:00 PM.

- Análisis para el 21 de diciembre (declinación = -23.45°)

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(\delta)\text{Cos}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Cos}(\omega) \quad \text{Ref. Ecu. 2.15}$$

Datos:

$$\delta: -23.45^\circ, \quad \Phi: 13.5^\circ, \quad \gamma: 0^\circ, \quad \omega: 0^\circ$$

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(-23.45)\text{Cos}(13.5) + \text{Cos}(-23.45)\text{Sen}(13.5)\text{Cos}(0)$$

$$\text{Cos}(\theta) = 0.6011$$

$$\cos^{-1}(\theta) = \cos^{-1}(0.6011)$$

$$\theta = 53.05^\circ$$

- Análisis para el 21 de junio (declinación = $+23.45^\circ$)

$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(\delta)\text{Cos}(\Phi) + \text{Cos}(\delta)\text{Sen}(\Phi)\text{Cos}(\omega) \quad \text{Ref. Ecu. 2.15}$$

Datos:

$$\delta: +23.45^\circ, \quad \Phi: 13.5^\circ, \quad \gamma: 0^\circ, \quad \omega: 0^\circ$$

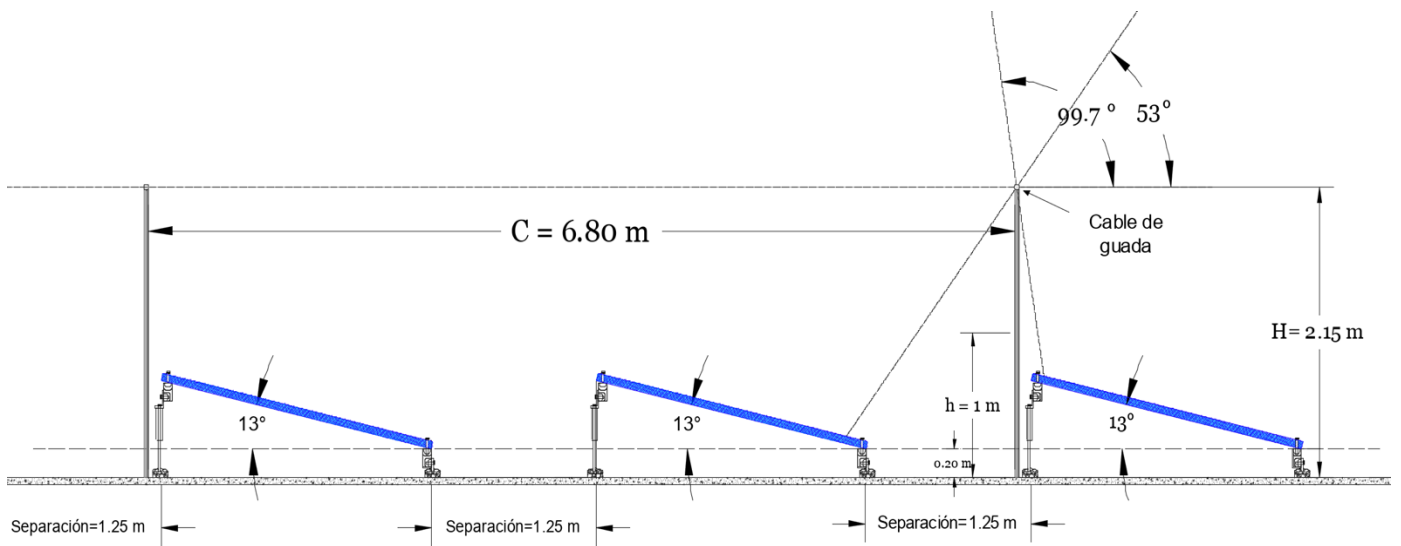
$$\text{Cos}(\theta) = -\text{Sen}(23.45)\text{Cos}(13.5) + \text{Cos}(23.45)\text{Sen}(13.5)\text{Cos}(0)$$

$$\text{Cos}(\theta) = -0.1728$$

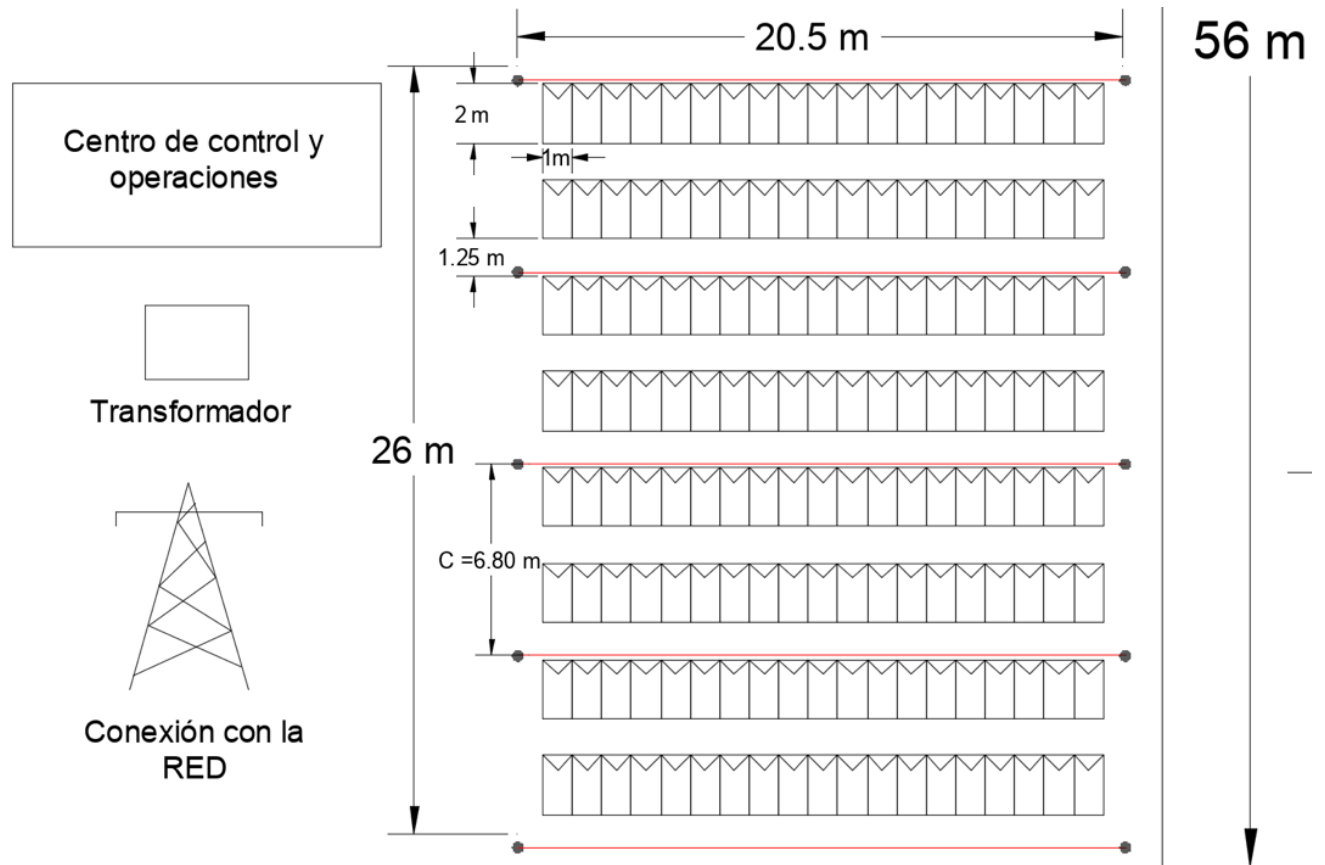
$$\cos^{-1}(\theta) = \cos^{-1}(-0.172)$$

$$\theta = 99.7^\circ$$

- Determinación mediante esquema, el ángulo de incidencia solar sobre las filas de módulos fotovoltaicos, utilizando postes de 4 pulgadas de acero galvanizado de 2.15 m de altura sobre nivel del suelo, con ángulos de incidencia solar para el 21 diciembre de 53° y 21 de junio de 99.7° , los cuales generarían un pequeño sombreado en los módulos fotovoltaicos en ambos días.



En este problema, a conveniencia se eligió una distancia $C = 6.8\text{m}$, que permitiría que cada dos filas de módulos se instalaría un hilo de guarda. Sin embargo, el análisis también pudo partir de elegir la altura “H”, y con la altura de protección $h = 1\text{m}$, poder determinar “C”. Con el análisis de sombreado para el hilo de guarda, se determinó que si habrá sombra en unos pocos días o semanas, pero sería muy poco lo que se proyectaría sobre el módulo, por lo cuál se consideraría como aceptable el diseño mostrado, caso contrario debe repetirse el análisis y diseño. Hasta lograr una relación de aspecto de sombreado muy poco o nula sobre los paneles fotovoltaicos.



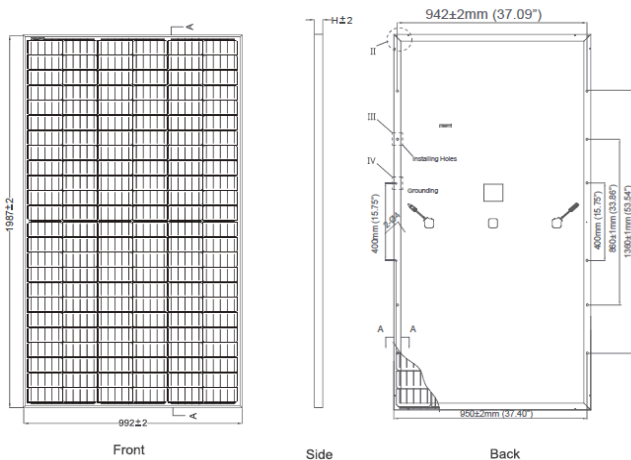
El análisis de protección contra descargas atmosféricas, para ambos métodos requiere un estudio minucioso de elección, y se deben considerar el valor presupuestario para ambos casos y las pérdidas por sombreado en el caso del apantallamiento con hilo de guarda. La evaluación de estas variables determinará el modelo a utilizar.

- 3) Diseñar un SFVCR requerido en una institución con una subestación de 225 kVA (208/120 V), con una demanda máxima de 150 kW, y consumo total de 25000 kWh/mes. considerando temperaturas en El Salvador, máximas de 36°C, mínimas de 12°C. se pide:
- Evaluar la capacidad basado en la demanda máxima y el máximo consumo mensual (haciendo cumplir la normativa SIGET “NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES”).
 - Determinar el porcentaje de energía cubierta mensualmente.

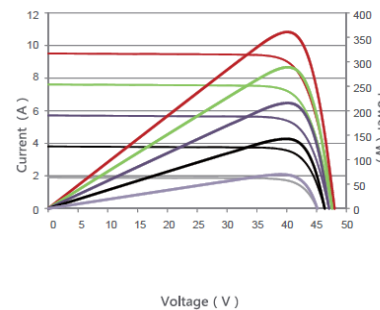
Módulo fotovoltaico: **JinkoSolar JKM 355-375_72H-V**

SPECIFICATIONS

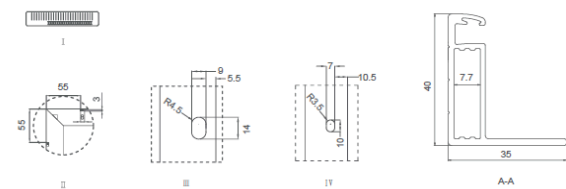
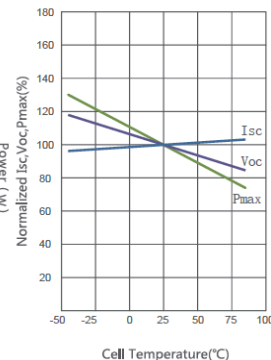
Module Type	JKM355M-72H-V		JKM360M-72H-V		JKM365M-72H-V		JKM370M-72H-V		JKM375M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	355Wp	267Wp	360Wp	271Wp	365Wp	275Wp	370Wp	279Wp	375Wp	283Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.5V	37.7V	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.1V	38.3V	40.3V	38.5V
Maximum Power Current (Imp)	8.99A	7.07A	9.07A	7.14A	9.15A	7.21A	9.23A	7.28A	9.31A	7.34A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.1V	46.5V	48.3V	46.8V	48.5V	47.1V	48.7V	47.4V	48.9V	47.7V
Short-circuit Current (Isc)	9.23A	7.25A	9.33A	7.31A	9.43A	7.37A	9.53A	7.43A	9.63A	7.49A
Module Efficiency STC (%)	18.01%		18.26%		18.52%		18.77%		19.02%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC(UL)/1500VDC(IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									



Current-Voltage & Power-Voltage Curves (360W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

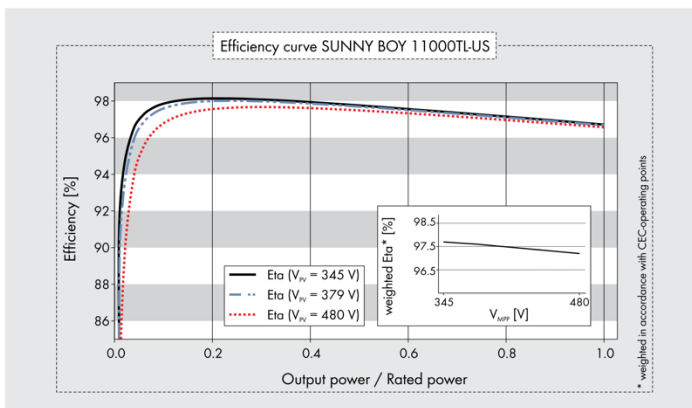
26pcs/pallet, 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of Half-cells	144 (12×12)
Dimensions	1987×992×40mm (78.23×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm

Modelo de inversores: Sunny Boy 9000/10000/11000 TL-US

Technical data	Sunny Boy 9000TL-US	
	208 V	240 V
Input (DC)		
Max. usable DC power (@ $\cos \phi = 1$)	9400 W	9400 W
Max. input voltage	600 V	600 V
MPP voltage range / rated input voltage	300 V - 480 V / 345 V	345 V - 480 V / 379 V
Min. input voltage / initial input voltage	300 V / 360 V	345 V / 360 V
Max. input current	31.0 A	27.1 A
Max. input current per string	31.0 A	27.1 A
Number of independent MPP inputs	1	1
Strings per MPP input @ Combiner Box	6	6
Output (AC)		
Rated power / max. apparent AC power	9000 W / 9000 VA	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range	208 V / 183 V - 229 V	240 V / 211 V - 264 V
AC power frequency / range	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz
Max. output current	43.3 A	37.5 A
Power factor at rated power	1	
Feed-in phases / connection phases	1 / 2	
Efficiency		
CEC efficiency / max. efficiency	98 % / 98.6 %	98 % / 98.7 %
Protective devices		
DC reverse polarity protection	●	
AC short-circuit current capability	●	
Galvanic isolation	-	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	
Arc-fault circuit interrupter (according to UL 1699B)	●	
Protection class	I	
Overvoltage category	IV	
General data		
Dimensions (W / H / D)	470 / 615 / 240 mm (18.4 / 24.1 / 9.5 inch)	
Dimensions of DC Disconnect (W / H / D)	187 / 297 / 190 mm (7.28 / 11.7 / 7.5 inch)	
Weight	35 kg / 78 lb	
Weight of DC Disconnect	3.5 kg / 8 lb	
Operating temperature range	-40 °C ... +60 °C / -40 °F ... +140 °F	
Noise emission (typical)	46 dB(A)	
Self-consumption (night)	0.15 W	
Topology	Transformerless H5	
Cooling concept	OptiCool	
Degree of protection	NEMA 3R	
Degree of protection of connection area	NEMA 3R	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	
Features		
DC connection	Screw terminal	
AC connection	Screw terminal	
Display	Text line	
Interface: RS485 / Bluetooth / WebConnect	○ / ○ / ○	
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○	
Certificates and approvals (more available on request)	UL1741, UL1998, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1, UL 1699B	
● Standard features ○ Optional features - Not available		
NOTE: US inverters ship with gray lids Data at nominal conditions		
Type designation	SB 9000TLUS-12	



Accessories



Sunny Boy Combiner Box
SBCBT6-10



Bluetooth Piggy-Back
BTPBINV-NR
with External Antenna
BTPB-EXTANT-NR



Interface RS485
48SUSPB-NR



SMA Power Balancer Set
PBL-SBUS-10-NR



WebConnect Piggy-Back
SWPB-US-10

● Standard feature

○ Optional feature

- Not available

Data at nominal conditions

Sunny Boy 10000TL-US		Sunny Boy 11000TL-US
208 V	240 V	240 V
10500 W	10400 W	11500 W
600 V	600 V	600 V
300 V - 480 V / 345 V	345 V - 480 V / 379 V	345 V - 480 V / 379 V
300 V / 360 V	345 V / 360 V	345 V / 360 V
35 A	30.2 A	33.3 A
35 A	30.2 A	33.3 A
1	1	1
6	6	6
10000 W / 10000 VA		11000 W / 11000 VA
208 V / 183 V - 229 V	240 V / 211 V - 264 V	240 V / 211 V - 264 V
60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz
48.1 A	41.7 A	45.8 A
	1	1
	1 / 2	1 / 2
98.0 % / 98.6 %	98 % / 98.7 %	98 % / 98.7 %
●		●
●		●
-		-
●		●
●		●
I		I
IV		IV
470 / 615 / 240 mm (18.4 / 24.1 / 9.5 inch)		
187 / 297 / 190 mm (7.28 / 11.7 / 7.5 inch)		
35 kg / 78 lb		
3.5 kg / 8 lb		
-40 °C ... +60 °C / -40 °F ... +140 °F		
46 dB(A)		46 dB(A)
0.15 W		0.15 W
Transformerless H5		Transformerless H5
OptiCool		OptiCool
NEMA 3R		NEMA 3R
NEMA 3R		NEMA 3R
100 %		100 %
Screw terminal		Screw terminal
Screw terminal		Screw terminal
Text line		Text line
○ / ○ / ○		○ / ○ / ○
● / ○ / ○		● / ○ / ○
UL1741, UL1998, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1, UL 1699B		
SB 10000TLUS-12		SB 11000TLUS-12

Solución.

- Determinación de la capacidad de generación fotovoltaica a instalar.

El cálculo de potencia pico a instalar se define a partir de la producción mensual y la máxima demanda, para ello se utiliza el “índice de producción anual (Yf)”, se utilizará un valor Yf de 1537 considerándolo como el promedio anual para El Salvador. Entonces:

$$Y_f = 1537 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp/año}} * \frac{1 \text{ año}}{12 \text{ meses}} = 128 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp/mes}}$$

$$\text{Capacidad fotovoltaica (kWp)} = \frac{25000 \text{ kWh/mes}}{128 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp/mes}}} = 195 \text{ kWp}$$

El sistema fotovoltaico podría ser de 195 kWp, para poder suplir la energía de 25000 kWh/mes, sin embargo, existe una restricción acorde a la normativa SIGET “NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES”. En este caso, nos encontramos con un usuario UPR (Usuario Productor Renovable), un usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su energía (por lo que cualquier excedente de energía a la red no será compensado), según norma se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de auto abastecimiento.

[82] En la norma SIGET Art.8 se expresa: Para garantizar que la unidad de generación que un UPR proyecta instalar, tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo, ésta deberá cumplir las condiciones siguientes:

- a) La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía; y,
- b) La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.
- c) A las unidades de generación que posean algún dispositivo de almacenamiento de energía, no les será aplicable el requisito detallado en la letra “a.”, y la producción mensual estimada de energía detallada en la letra “b.” deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía.

Si bien, la capacidad fotovoltaica es un valor de 195 kWp, no es equivalente a que la planta sea de 160 kWp, debido a que la potencia DC, no es equivalente a la potencia AC. La equivalencia se hará con el análisis de la potencia AC a la salida del inversor o inversores, que en conjunto no deben sobre pasar los 160 kW según norma.

- Dimensionamiento del SFVCR.

Este es un problema en el que se debe cumplir una potencia de generación, limitada por la potencia de demanda máxima y el consumo mensual, según la norma.

- Inicialmente calculamos la temperatura de la celda con la fórmula:

$$T_C = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800}$$

El valor de la TONC de la ficha técnica es 45 ± 2 . En este caso utilizaremos el valor medio de TONC, el cual será 45. Las temperaturas a utilizar son: $T_a = 12 \text{ }^\circ\text{C}$ y $T_a = 36 \text{ }^\circ\text{C}$ y radiación promedio para el salvador 1000 W/m^2 . Con ello calculamos $T_{C_{\max}}$ y $T_{C_{\min}}$, así:

$$T_{C_{\max}} = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} = 36 + 1000 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 67.25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{C_{\min}} = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} = 12 + (0) \cdot \frac{45 - 20}{800} = 12 \text{ }^\circ\text{C}$$

- Se seleccionó el módulo de 375 Wp y el inversor SunnyBoy 10000 TL-US. Se realiza el análisis de variaciones de V_{oc} y V_{mp} de los módulos fotovoltaicos. Considerando el rango de temperatura en el lugar de $12 \text{ }^\circ\text{C} - 67.25 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$\begin{aligned}V_{oc_{max}}(^{\circ}T_{c_{min}}) &= V_{oc} + \frac{\beta_{V_{oc}}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 48.9 + \frac{-0.29}{100} * 48.9 * (12 - 25) = 50.74 \text{ V} \\V_{oc_{min}}(^{\circ}T_{c_{max}}) &= V_{oc} + \frac{\beta_{V_{oc}}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 48.9 + \frac{-0.29}{100} * 48.9 * (67.25 - 25) = 42.91 \text{ V} \\V_{mp_{max}}(^{\circ}T_{c_{min}}) &= V_{mp} + \frac{\gamma_{mp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 40.3 + \frac{-0.37}{100} * 40.3 * (12 - 25) = 42.24 \text{ V} \\V_{mp_{min}}(^{\circ}T_{c_{max}}) &= V_{mp} + \frac{\gamma_{mp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 40.3 + \frac{-0.37}{100} * 40.3 * (67.25 - 25) = 34.00 \text{ V} \\I_{sc_{min}}(^{\circ}T_{c_{min}}) &= I_{sc} + \frac{\alpha_{I_{sc}}}{100} * I_{sc} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 9.63 + \frac{0.048}{100} * 9.63 * (12 - 25) = 9.57 \text{ A} \\I_{sc_{max}}(^{\circ}T_{c_{max}}) &= I_{sc} + \frac{\alpha_{I_{sc}}}{100} * I_{sc} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 9.63 + \frac{0.048}{100} * 9.63 * (67.25 - 25) = 9.63 \text{ A}\end{aligned}$$

- Con la ficha técnica del inversor seleccionado. Se comienza el dimensionamiento del SFVCR:

$$\# \text{ Max } \frac{\text{MFV}}{\text{string}} = \frac{V_{\text{max operación inversor}}}{V_{oc_{\text{max}} \text{ módulo}}} = \frac{600 \text{ V}}{50.74 \text{ V}} = 11.82 \equiv 11 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ Min MFV/string} = \frac{V_{\text{Start inversor}}}{V_{oc_{\text{min}} \text{ módulo}}} = \frac{360 \text{ V}}{42.91 \text{ V}} = 8.39 \equiv 9 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ Max MFV/string en MPPT} = \frac{V_{mp_{\text{max}} \text{ inversor}}}{V_{mp_{\text{max}} \text{ módulo}}} = \frac{480 \text{ V}}{42.24} = 11.36 \equiv 12 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ Min MFV/string en MPPT} = \frac{V_{mp_{\text{min}} \text{ inversor}}}{V_{mp_{\text{min}} \text{ módulo}}} = \frac{300 \text{ V}}{34.00 \text{ V}} = 8.82 \equiv 9 \text{ MFV}$$

La selección de MFV se encuentra entre 9 a 11 MFV para cada string, sería la correcta, ya que con 12 MFV la tensión Voc se ve superada para ser soportada por el inversor. Seleccionaremos 9 MFV en este caso.

- Cálculo del número de módulos por inversor y el número de strings por inversor. En este caso leemos la potencia máxima DC que el inversor es capaz de soportar a la entrada. Entonces:

$$\# \text{ MFV/INVERSOR} = \frac{\text{Potencia max DC inversor}}{\text{Potencia DC módulo}} = \frac{10500 \text{ W}}{375 \text{ W}} = 28 \text{ MFV}$$

$$\# \text{ STRING /INVERSOR} = \frac{\# \text{ MFV/INVERSOR}}{\# \text{ MFV/STRING}} = \frac{28 \frac{\text{MFV}}{\text{INVERSOR}}}{9 \frac{\text{MFV}}{\text{STRING}}} = 3.11 \equiv 3 \text{ STRINGS/INVERSOR}$$

El inversor posee una única entrada de MPPT, sin embargo, posee un arreglo de 6 entradas de strings, de las cuales solo se ocuparán 3 en el arreglo fotovoltaico.

- Determinación del número de inversores.

En este problema se determina la cantidad de inversores en base a la potencia AC, se requiere una potencia de instalación de 150 kW. Entonces:

$$\# \text{ INVERSORES} = \frac{\text{Potencia requerida AC}}{\text{Potencia AC de salida del inversor}} = \frac{150 \text{ kW}}{10 \text{ kW}} = 15 \text{ inversores}$$

- Definición de la potencia instalada DC real (Wp) de cada inversor.

$$\text{Potencia Instalada (Wp)}_{\text{Inversor}}^{\text{real}} = \# \frac{\text{MFV}}{\text{STRING}} * \# \frac{\text{STRINGS}}{\text{INVERSOR}} * \text{Potencia MFV} = 9 * 3 * 375 = 10,125 \text{ Wp}$$

- Definiendo la potencia pico a instalar en el Sistema fotovoltaico.

$$\text{Potencia real del SFV (Wp)} = \text{Potencia real instalada del inversor} * \# \text{ inversores} = 10,125 \text{ Wp} * 15 = 151.875 \text{ kWp}$$

- Porcentaje de cobertura del sistema fotovoltaico al mes.

$$\text{producción al mes} = 151.875 \text{ kWp} * 128 \frac{\text{kWh}}{\frac{\text{kWp}}{\text{mes}}} = 19,440 \frac{\text{kWh}}{\text{mes}}$$

$$\% \text{ Cobertura: } \frac{19440 \text{ kWh/mes}}{25000/\text{mes}} * 100\% = 77.76 \%$$

- Para el problema número 3), evaluar si la institución con su consumo de KWh/mes y factor de potencia de 0.9, necesitará un ajuste en el factor de potencia si se instala el SFVCR. En caso de ser necesario, calcule la potencia reactiva para que el factor de potencia el mínimo permitido.

Solución.

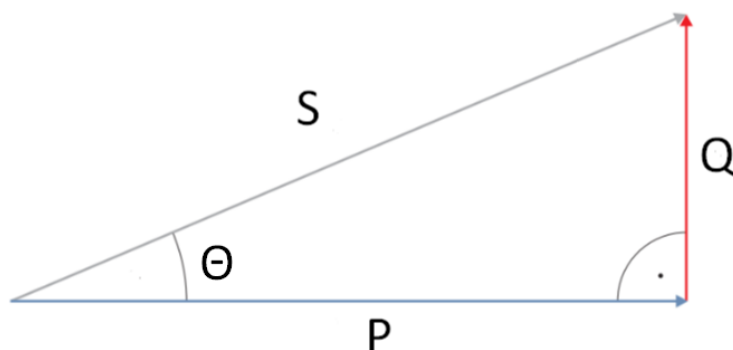
Consumo total: 25,000 KWh/mes
 Factor de potencia original: 0.9
 Producción del SFVCR: 19,440 KWh/mes
 Factor de potencia requerido: 0.9

Para obtener el triángulo original, calculamos la potencia reactiva, aparente y el ángulo para el factor de potencia. Para encontrar el ángulo del fp, potencia reactiva y aparente:

$$\theta = \cos^{-1} 0.9 = 25.84^\circ$$

$$Q = \tan(\theta)(P) = \tan(25.84)(25,000) = 11,357.69 \frac{\text{VArh}}{\text{mes}}$$

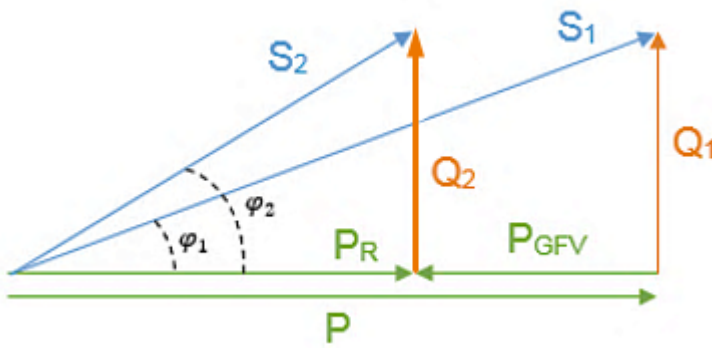
$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{25,000^2 + 11,357.69^2} = 27,459 \frac{\text{KVAh}}{\text{mes}}$$



Siendo:

S = 27,459 KVAh/mes
P = 25,000 KWh/mes
Q = 11,357.69 KVAh/mes
FP = 0.9
θ = 25.84°

Junto con la producción de la planta solar fotovoltaica, esta potencia activa se resta de la consumida al mes, por lo que el triángulo original se transforma de la siguiente manera:



Por lo que, el factor de potencia con la aportación del SFVCR, sería el calculado con φ_2 . Para determinarlo y verificar si se necesita corrección del fp, se obtiene restando las potencias activas y operando para encontrar los nuevos valores de potencia reactiva y potencia aparente.

$$P_R = P - P_{GFV} = 25,000 - 19,440 = 5,560 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}}$$

La potencia reactiva no cambia, por lo tanto, $Q_2 = Q_1$.

Calculando el nuevo ángulo:

$$\varphi_2 = \tan^{-1} \frac{Q_2}{P_R} = \tan^{-1} \left(\frac{11,357.69}{5,560} \right) = 63.92^\circ$$

Nuevo factor de potencia:

$$FP_{\text{nuevo}} = \cos 63.92 = 0.4396$$

Este valor es más que suficiente para que la distribuidora desconecte el servicio sin previo aviso, por lo tanto, es necesario el cálculo de corrección de factor de potencia.

Utilizando la ecuación 4.44, se tienen los siguientes parámetros:

$$Q_C = P * [\tan \varphi - 0.484 * \left(1 - \frac{P_{GFV}}{P} \right)] \quad \text{Ref. Ecu. 4.44}$$

Donde:

- Q_C es la potencia reactiva necesaria en KVAR/mes para obtener el factor de potencia deseado.
- P es la suma del consumo original y la producción del sistema fotovoltaico conectado a la red en KWh/mes,
- Φ es el ángulo que hace referencia al mínimo factor de potencia permitido, es decir, 0.9.
- P_{GFV} es la producción del SFVCR en KWh/mes.

Evaluando:

$$Q_C = 44,440 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}} * [\tan 25.84^\circ - 0.484 * \left(1 - \frac{19,440 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}}}{44,440 \frac{\text{KWh}}{\text{mes}}} \right)] = 9.421 \text{ KVAR} \cong 10 \text{ KVAR fijos}$$

Problemas propuestos

- 1) Se desea instalar un SFVCR de $100\text{kWp} \pm 10\%$, que se conectara a un sistema de distribución que consta de subestación de 500 kVA 480/277 Voltios, con su respectivo tablero general. Se pide:
 - Determinar el dimensionamiento fotovoltaico: tamaño de strings, número de strings, número de inversores. efectuando el análisis de temperatura, máximas de 35°C y mínimas de 15°C .
 - Calculo de protecciones de lado DC y AC.
 - Diagrama unifilar de conexiones completo.
 - Estimar el área utilizada del generador fotovoltaico.

Nota: Es libre de escoger el módulo fotovoltaico, pero estará limitado a elegir: módulos de entre 300-400 Wp. Marcas recomendadas: JinkoSolar, Canadian solar, LG, YGE CELL, Sunpower, u otros.

- Se adjunta la ficha técnica de los inversores que puede utilizar.

Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US
Input (DC)				
Max. usable DC power (@ $\cos \phi = 1$)	12250 W	15300 W	20400 W	24500 W
Max. DC voltage*	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V
MPPT operating voltage range	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V	150 V...1000 V
Min. DC voltage / start voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Number of MPP tracker inputs	2	2	2	2
Max. input current / per MPP tracker input	66 A / 33 A	66 A / 33 A	66 A / 33 A	66 A / 33 A
Output (AC)				
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-NPE			
Nominal AC voltage	480 / 277 V WYE			
AC voltage range	244 V...305 V			
Rated AC grid frequency	60 Hz			
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz			
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.8 leading...0.8 lagging			
Harmonics	< 3 %			
Efficiency				
Max. efficiency	98.2 %	98.2 %	98.5 %	98.5 %
CEC efficiency	97.5%	97.5%	97.5%	98.0%
Protection devices				
DC reverse polarity protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring / Grid monitoring	●	●	●	●
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●	●	●
DC AFCI compliant to UL 1699B	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Protection class / overvoltage category	I / IV	I / IV	I / IV	I / IV
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	665 / 690 / 265 (26.1 / 27.1 / 10.4)			
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)	780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0)			
Weight	55 kg (121 lbs)			
Packing weight	61 kg (134.5 lbs)			
Operating temperature range	-25°C...+60°C			
Noise emission (typical)	51 dB(A)			
Internal consumption at night	1 W			
Topology	Transformerless			
Cooling concept	OptiCool			
Electronics protection rating	NEMA 3R			
Features				
Display / LED indicators (Status / Fault / Communication)	- / ●	- / ●	- / ●	- / ●
Interfaces: Speedwire / RS485	● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
Mounting angle range	15°...90°	15°...90°	15°...90°	15°...90°
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1			
NOTE: US inverters ship with gray lids				
*Suitable for 600 V DC max. systems				
Type designation	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10	STP 24000TL-US-10

- 2) Realice un diseño fotovoltaico para disminuir la facturación al máximo de acuerdo a SIGET, si la energía facturada en resto es de 300000 KWh/mes, en valle 45000 KWH/mes y en pico 70000 KWh/mes, la demanda promedio máxima es 275 kW y se tiene una subestación en delta 480 voltios de 500 KVA, emplee inversores HUAWEI. Es libre de escoger el tipo de panel a utilizar.

Smart String Inverter (SUN2000-33/36/40KTL-US)



Technical Specifications	SUN2000-33KTL-US	SUN2000-36KTL-US	SUN2000-40KTL-US
		Efficiency	
Max. Efficiency	98.9%	98.9%	98.9%
CEC. Efficiency	98.5%	98.5%	98.5%
		Input	
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	22 A	22 A	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A	30 A	30 A
Start Voltage	250 V	250 V	250 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V	200 V ~ 1,000 V	200 V ~ 1,000 V
Number of Inputs	8	8	8
Number of MPP Trackers	4	4	4
		Output	
Rated AC Active Power	33,300 W	36,000 W	40,000 W
Max. AC Apparent Power	36,600 VA	40,000 VA	44,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	36,600 W	40,000 W	44,000 W
Rated Output Voltage	480 V, 3W + PE / 3W + N + PE	480 V, 3W + PE / 3W + N + PE	480 V, 3W + PE / 3W + N + PE
Rated AC Grid Frequency	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Rated Output Current	40.1 A	43.4 A	48.2 A
Max. Output Current	44.1 A	48.2 A	53 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%	< 3%
		Protection	
DC Arc Fault Circuit Interrupter		Yes, compliant to UL 1699B Type I	
Input-side Disconnection Device		Yes	
Anti-islanding Protection		Yes	
DC Reverse-polarity Protection		Yes	
AC Overcurrent Protection		Yes	
PV-array String Fault Monitoring		Yes	
DC Surge Arrester		Type II	
AC Surge Arrester		Type II	
DC Insulation Resistance Detection		Yes	
Residual Current Monitoring Unit		Yes	
		Communication	
Display		LED Indicators, Bluetooth + APP	
USB		Yes	
RS485		Yes	
Power Line Communication (PLC)		Yes	
		General	
Dimensions (W x H x D)		930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)	
Weight (with mounting plate)		62 kg (137 lb.)	
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)	
Cooling Method		Natural Convection	
Relative Humidity		0 ~ 100%	
DC Connector		Amphenol Helios H4 or MC4	
AC Connector		Waterproof Cable Connector + OT Terminal	
Protection Degree		Type 4X	
Topology		Transformerless	
		Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate		UL 1741, UL 1699B, UL 1741 SA, CSA C22.2 #107.1-01, FCC Part 15	
Grid Code		IEEE 1547, IEEE 1547a	

- 3) Complemente el problema 2), evaluando si la instalación fotovoltaica conectado a la red necesitará un ajuste en el factor de potencia (f_p de 0.90 inicial). En caso de ser necesario, calcule la potencia reactiva para que el factor de potencia sea llevado a 0.95.
 - 4) Realice un diseño fotovoltaico conectado a la red, para un área máxima en terreno de 2,500 m², conectado a una subestación 500kVA 480/277 V, emplee inversores SMA o Huawei del problema 1) y 2) respectivamente. Considere temperaturas en El Salvador, máximas de 30 °C, mínimas de 12 °C. Instalación en el departamento de Chalatenango utilice un ángulo de inclinación de 10° con orientación hacia el hemisferio sur.
 - a) Determinar el tamaño del sistema fotovoltaico conectado a la red a partir del área disponible.
 - b) Determinar el tamaño de los Strings o cadenas de MFV por inversor.
 - c) Determine en diagrama unifilar, cajas de conexiones, inversores, tableros, protecciones DC y AC, y descargadores de sobretensión.
 - d) Diseñe los arreglos fotovoltaicos lo más óptimo posible, para calcular la distancia mínima de separación que ha de haber entre las filas de arreglos para evitar sombreado cercano.
 - e) Realizar una protección contra descargas atmosféricas utilizando el método de apantallamiento por hilo de guarda. Evaluar el sombreado cercano provocado por el hilo de guarda, de manera que se obtenga un sombreado aproximadamente nulo en los días más críticos del año. Comparar con la distancia entre módulos fotovoltaicos anteriormente calculado en e), para determinar si la distancia de separación es apropiada o se necesita realizar un rediseño.
- Utilizar el módulo: SUNPREME GXB 350 W.

SUNPREME GXB 350W	
ESPECIFICACIONES ELECTRICAS	
Rated output power	350 W
Rated Voltage (V_{mp})	41.2 V
Rated current (I_{mp})	8.5 A
Open circuit Voltage (V_{oc})	53 V
Short circuit current (I_{sc})	9.0 A
Eficiencia	18%
CONDICIONES DE OPERACION	
Rango de temperatura	-40°C hasta 85°C
NOCT	44 ±2°C
COEFICIENTES DE TEMPERATURA	
Temperature coefficient P_{mp}	0.28%/C
Temperature coefficient I_{sc}	+0.03%/C
Temperature coefficient V_{oc}	-0.23%/C



- Las dimensiones del módulo fotovoltaico son: 1990 mm x 990mm x 6mm

Simulaciones

- 1) Sistema fotovoltaico conectado a la red de 15 kW, utilizando inversores del fabricante Huawei. Modelo SUN2000L-5KTL y módulos fotovoltaicos LG 400 N2W-A5 con inclinación de 13° hacia el hemisferio sur, estructuras fijas. Considerar que no hay sombreado cercano ni lejano. Utilizar temperaturas celda de mínimas de 12 °C y máximas de 71.25 °C. Utilizando los datos de irradiancia para la estación meteorológica en el departamento de la Unión. considerar un albedo de 20% que influirá en la producción anual.

Technical Specification	SUN2000L-2KTL	SUN2000L-3KTL	SUN2000L-3.68KTL	SUN2000L-4KTL	SUN2000L-4.6KTL	SUN2000L-5KTL
Efficiency						
Max. efficiency	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
European weighted efficiency	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
Input						
Recommended max. PV power	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp
Max. input voltage	600 V / 495 V ¹					
Operating voltage range ¹	90 V~ 600 V / 90 V~ 495 V ¹					
Start-up voltage	120 V					
Full power MPPT voltage range	120 V ~ 480 V	160 V ~ 480 V	190 V ~ 480 V	210 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V
Rated input voltage	380 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. number of inputs	2					
Output						
Grid connection	Single phase					
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ²
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ³	5,500 VA ⁴
Rated output voltage	220 V / 230 V / 240 V					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁵	25 A ⁵
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Protection						
Anti-islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC surge protection ⁶	Yes					
AC surge protection ⁵	Yes					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Over-heat protection	Yes					
General Data						
Operating temperature range	-30 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)					
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH					
Operating altitude	0 - 4,000 m (Derating above 2,000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED indicators					
Communication	RS485, WLAN					
Weight (incl. mounting bracket)	10.6 kg (23.4 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	375 x 375 x 161.5 mm (14.8 x 14.8 x 6.4 inch)					
Degree of protection	IP65					
Nighttime Power Consumption	< 2 W					
Battery Compatibility						
Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R					
Voltage range	350 ~ 450 Vdc					
Max. current	10 A					
Communication	RS485					

- Ingreso de datos PVsyst.

Geographic site parameters for La Union (PVsyst original database)

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Lugar del proyecto

Ubicación

Nombre del lugar:

País: Región:

Coordenadas Geográficas

Trayectorias del sol

Latitud: Decimal [°] Deg. min. (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: Metros sobre el nivel del mar

Huso horario: Corresponde a una diferencia media

Hora Legal - Hora Solar = 0h -7m

Importación Clima

Meteororm 7.1
 NASA-SSE

Importar

Cuadro E/S (Excel)

Importar

Exportar línea

Exportar tabla

Nuevo lugar Imprimir Cerrar

Geographic site parameters for La Union (PVsyst original database)

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa interactivo

Lugar: **La Union (El Salvador)**

Origen de datos:

	Irrad. Global kWh/m ² .mes	Difuso kWh/m ² .mes	Temp. °C	VelViento m/s
Enero	166.1	51.8	29.5	4.00
Febrero	170.6	54.2	30.5	4.10
Marzo	191.7	68.1	30.9	3.99
Abril	174.0	74.6	31.1	3.70
Mayo	165.3	85.6	30.3	2.80
Junio	162.6	82.4	29.2	2.20
Julio	186.7	72.8	30.5	2.60
Agosto	191.3	79.9	30.1	2.40
Septiembre	161.8	79.1	28.3	2.00
Octubre	167.0	64.2	28.4	1.89
Noviembre	162.8	51.1	28.4	2.40
Diciembre	159.5	48.2	29.6	3.30
Año	2059.4	812.0	29.7	2.9

Datos Requeridos

Irradiación global horizontal
 Temp. Exterior Media

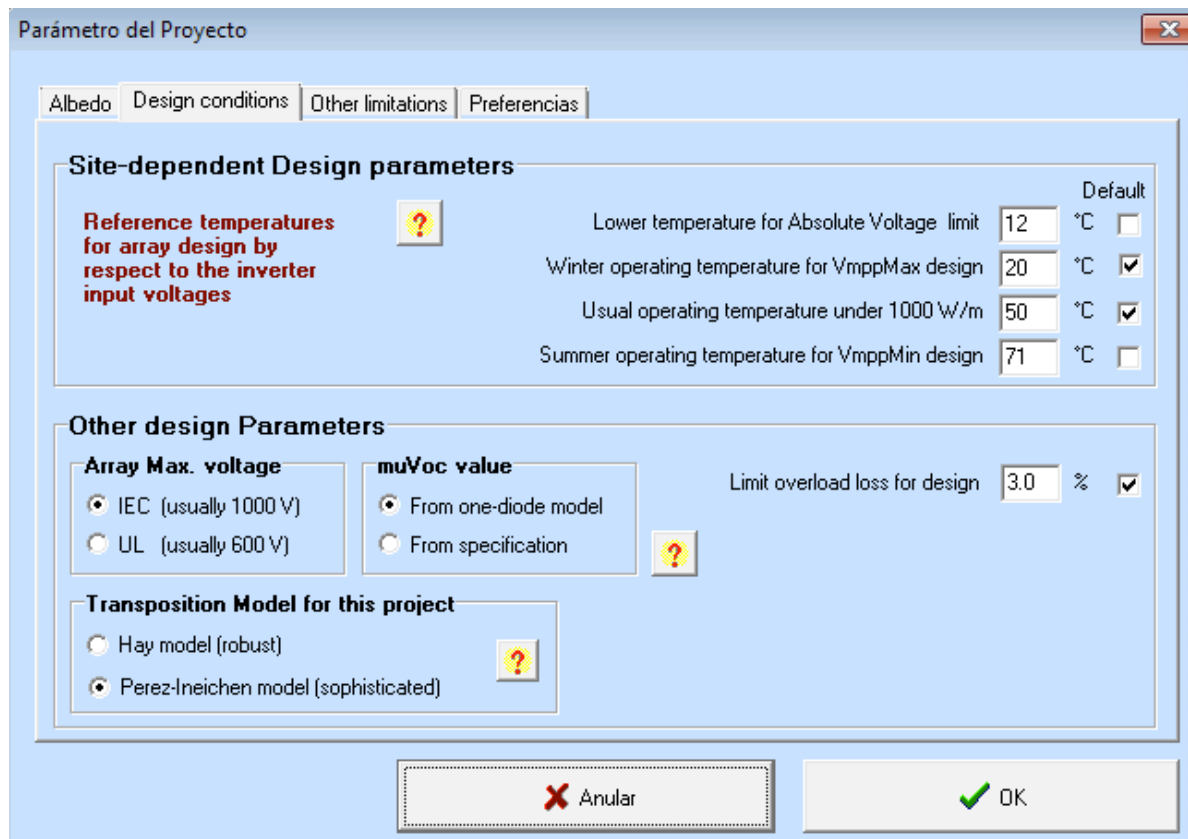
Datos adicionales

Irradiación difusa horizontal
 Velocidad del viento

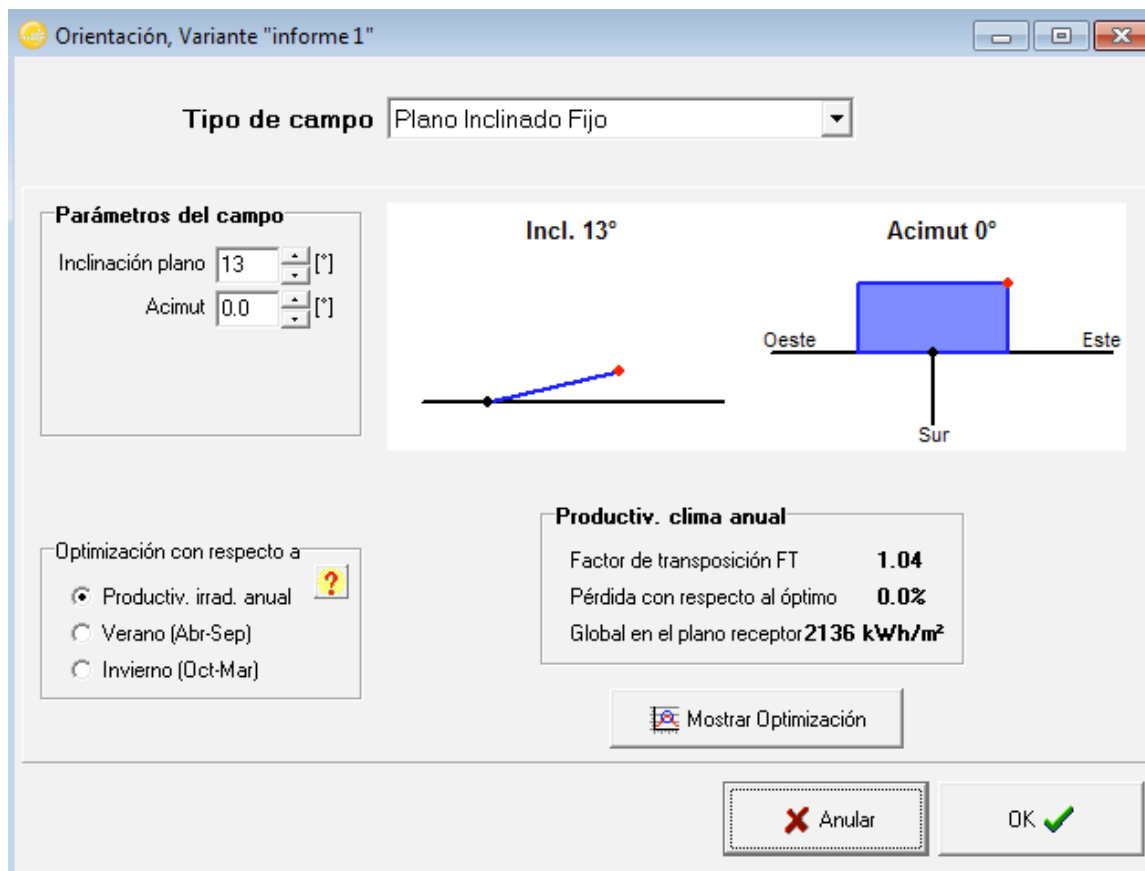
Unidades de insolación

kWh/m².día
 kWh/m².mes
 MJ/m².día
 MJ/m².mes
 W/m²
 Índice de claridad Kt

Nuevo lugar Imprimir Cerrar



- Definiendo el tipo de campo. Estructura fija con inclinación 13° orientación al hemisferio sur.



- Selección de módulo fotovoltaico LG400 N2W-A5 e inversor SUN2000L-5KTL.

Definición de un sistema red, Variante "simulacion 1"

Configuración global sistema
 1 N° de tipos de sub-campos
 Esquema Simplificado

Resumen sistema global

N° de módulos	48	Potencia nominal FV	19.2 kWp
Superficie módulos	99 m²	Potencia máxima FV	18.7 kWdc
N° de inversores	3	Potencia nominal CA	15.0 kWac

Generador FV

Sub-array name and Orientation
 Name: Generador FV
 Orient.: Plano Inclinado Fijo
 Inclinación: 13°
 Acimut: 0°

Ayuda al Dimensionado
 No sizing Entrar Pnom deseada: 19.0 kWp
 Resize Superficie disponible(módulos): 99 m²

Selección del módulo FV
 Disponible actualmente: Módulos aprox. necesarios: 48
 LG Electronics 400 Wp 34V Si-mono LG 400 N2W-A5 Since 2017 Manufacturer 2017
 Tensiones de dimensionado (C): 34.1 V
 Voc (12°C): 51.1 V
 Use Optimizer

Selección del inversor
 Disponible actualmente: 50 Hz 60 Hz
 Huawei Technologies 5.0 kW 90 - 480 V TL 50/60Hz SUN2000L-5KTL Since 2017
 N° de entradas MPPT: 6 Tensión Funciona.: 90-480 V Inverter power used: 15.0 kWac
 Utilice característica m Tensión máx de entrada: 600 V **Inversor con 2 MPPT**

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 8 entre 3 y 11
 N° de cadenas: 6 única posibilidad 6
 Pérdida sobrecarga: 0.0 % Pérd. sobrecarg.
 Relación Pnom: 1.28
N° módulos: 48 Superficie: 99 m²

Cond. de funcionamiento
 Vmpp (71°C): 273 V
 Vmpp (20°C): 330 V
 Voc (12°C): 408 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 58.9 A
 Isc (STC): 62.8 A
 Isc (en STC): 62.8 A

Potencia nom gener. (STC) 19.2 kWp
 Máx. en bases STC
 Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 17.5 kW

System overview Anular OK

Con la selección del módulo e inversor, se dimensiona el sistema fotovoltaico, este proyecto es de una potencia de 15 kW, se escogieron 3 inversores de 5 kW. PVsyst, en su biblioteca de dispositivos a utilizar ya posee todos los parámetros de cada uno de ellos, sin embargo, si algún parámetro no es igual al proporcionado en una ficha técnica del fabricante, se encuentra la posibilidad de poder modificarlo.

El dimensionamiento es simple e intuitivo, PVsyst realiza los cálculos de variación de tensión y corriente de los módulos fotovoltaicos según la temperatura y de acuerdo a ello brinda posibilidades de diseño del dimensionamiento del generador fotovoltaico. Si el sistema que PVsyst genera por defecto no es óptimo o no es correcto, se nos mostrará un mensaje de alerta mostrando el problema detectado.

Una vez ingresado los parámetros de funcionamiento y dimensionado correcto del sistema fotovoltaico, PVsyst genera los reportes de proyecto (descripción general del dimensionado, producción anual y rendimiento, diagrama de pérdidas del sistema, un informe como el que se muestra a continuación.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

Lugar geográfico La Union País El Salvador

Ubicación
 Hora definido como Latitud 13.33° N Longitud -87.88° W
 Hora Legal Huso hor. UT-6 Altitud 86 m
 Albedo 0.20

Datos climatológicos: La Union MeteoNorm 7.1 station - Síntesis

Variante de simulación : simulacion 1

Fecha de simulación 29/01/20 07h05

Parámetros de la simulación Tipo de sistema **No 3D scene defined**
Orientación Plano Receptor Inclinación 13° Acimut 0°
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos
Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV Si-mono Modelo **LG 400 N2W-A5**
 Custom parameters definition Fabricante LG Electronics
 Número de módulos FV En serie 8 módulos En paralelo 6 cadenas
 N° total de módulos FV N° módulos 48 Pnom unitaria 400 Wp
 Potencia global generador Nominal (STC) **19.20 kWp** En cond. funciona. 17.48 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 297 V I mpp 59 A
 Superficie total Superficie módulos **99.5 m²** Superf. célula 89.3 m²

Inversor

Custom parameters definition Modelo **SUN2000L-5KTL**
 Características Fabricante Huawei Technologies
 Tensión Funciona. 90-480 V Pnom unitaria 5.00 kWac
 Potencia máx. (=>40°C) 5.50 kWac
 Banco de inversores N° de inversores 6 * MPPT 50 % Potencia total 15.0 kWac
 Relación Pnom 1.28

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 82 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.8 %
 Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
 Strings Mismatch loss Fracción de Pérdidas 0.10 %
 Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

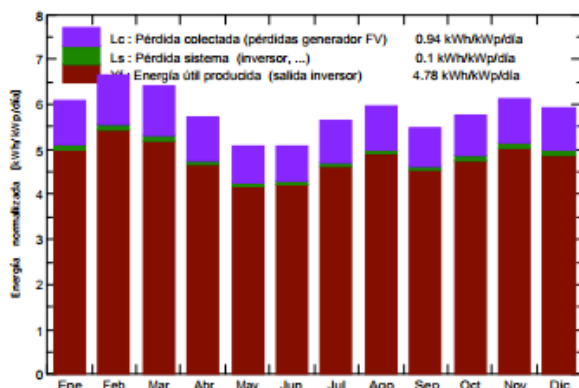
Variante de simulación : simulacion 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom	400 Wp
Generador FV	N° de módulos	48	Pnom total	19.20 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000L-5KTL	Pnom	5.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

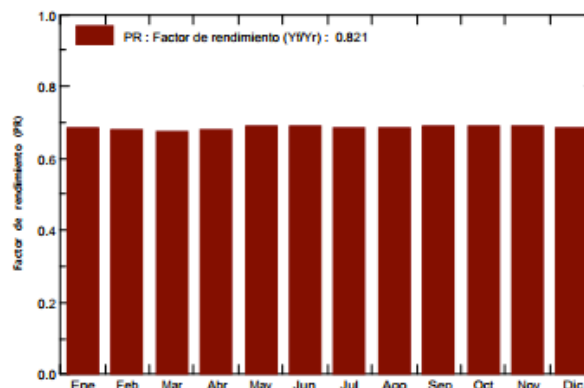
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	33.49 MWh/año	Produc. específico	1744 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	82.12 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 19.20 kWp



Factor de rendimiento (PR)



simulacion 1

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	
Enero	166.1	51.80	29.54	188.6	184.4	3.040	2.975	0.822
Febrero	170.6	54.20	30.50	186.4	182.5	2.979	2.914	0.814
Marzo	191.7	68.10	30.87	198.4	193.7	3.159	3.090	0.811
Abril	174.0	74.60	31.12	171.8	166.9	2.743	2.684	0.813
Mayo	165.3	85.60	30.27	157.4	152.3	2.546	2.491	0.824
Junio	162.6	82.40	29.23	151.9	146.7	2.475	2.422	0.830
Julio	186.7	72.80	30.47	174.6	169.1	2.808	2.748	0.820
Agosto	191.3	79.90	30.12	185.3	179.8	2.980	2.917	0.820
Septiembre	161.8	79.10	28.28	163.7	159.0	2.665	2.608	0.830
Octubre	167.0	64.20	28.35	178.6	174.0	2.891	2.830	0.825
Noviembre	162.8	51.10	28.43	183.2	178.7	2.967	2.906	0.826
Diciembre	159.5	48.20	29.62	183.9	179.9	2.967	2.904	0.822
Año	2059.4	812.00	29.73	2123.8	2067.1	34.221	33.488	0.821

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red PR Factor de rendimiento
---	---

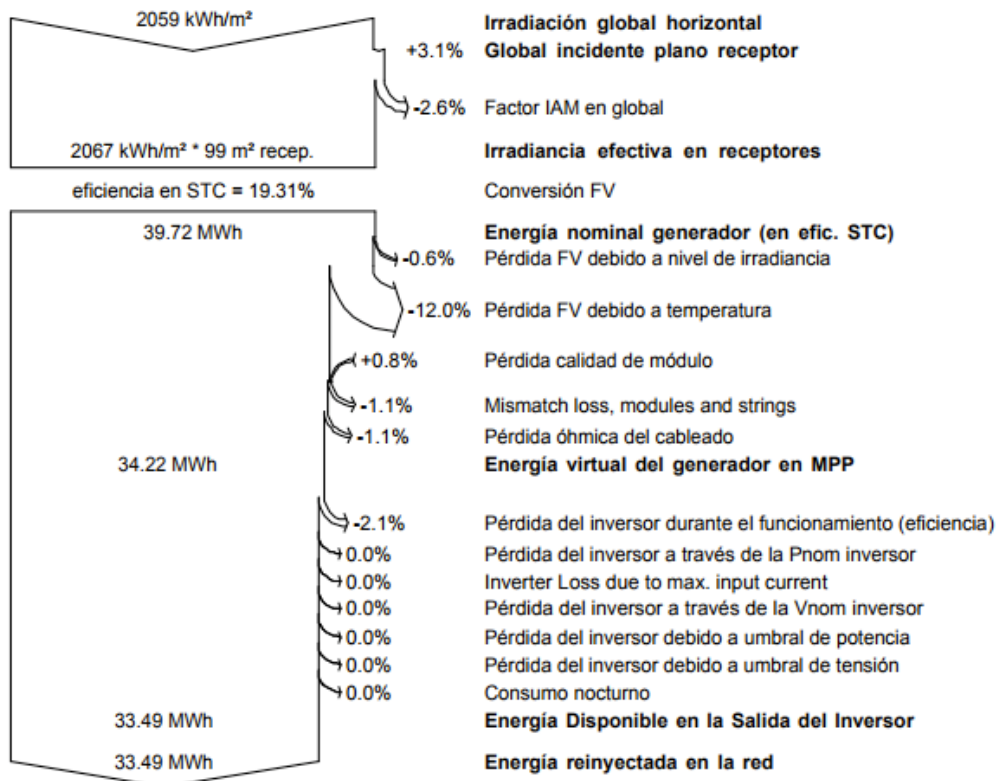
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

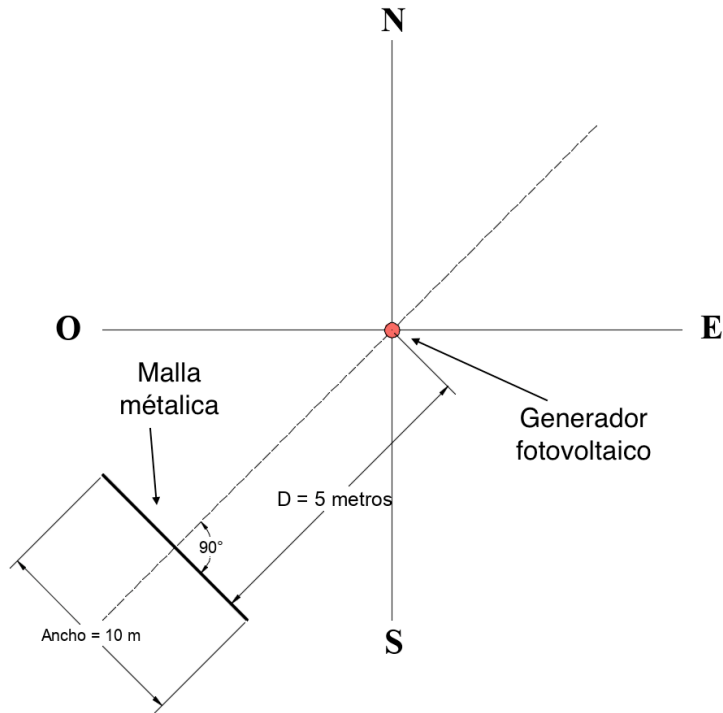
Variante de simulación : simulacion 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom 400 Wp
Generador FV	N° de módulos	48	Pnom total 19.20 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000L-5KTL	Pnom 5.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

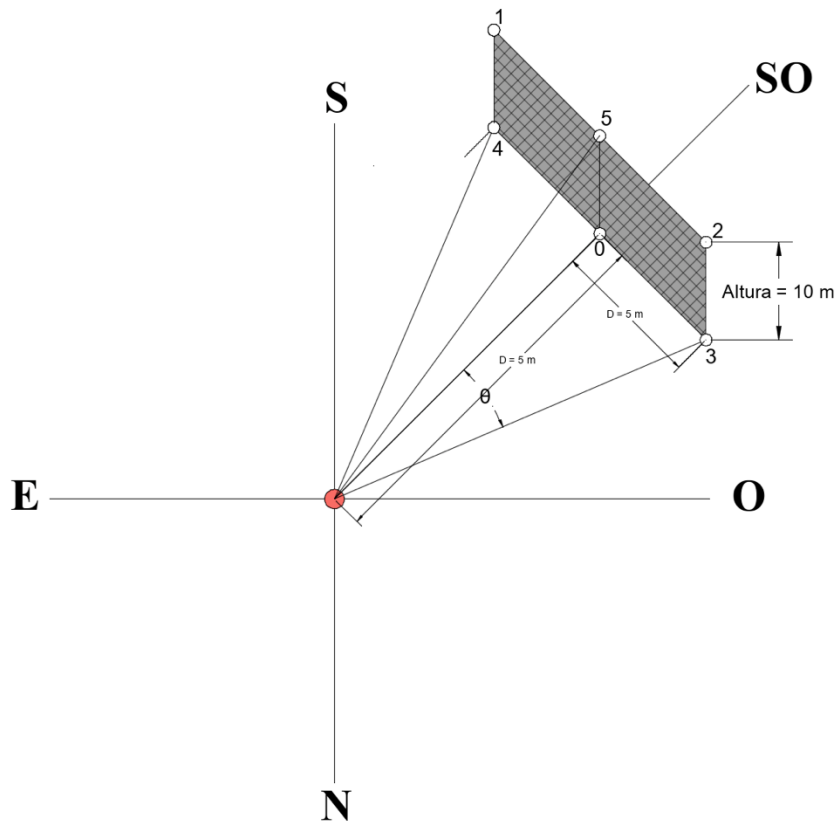
Diagrama de pérdida durante todo el año



- 2) Para el ejercicio de la simulación 1) suponga que se encuentra un obstáculo que se considera que hará sombra a los arreglos fotovoltaicos, considerando todo el generador fotovoltaico como un punto y el obstáculo es una malla que está distanciada a 5 metros del generador, la cual tiene un ancho de 5 metros y una altura de 10 metros, ubicada justamente perpendicular al plano Sur-Oeste.
- Inicialmente se debe generar la tabla de ángulos (azimut, elevación) que describe al obstáculo.



- Una reubicación del plano permitirá interpretar mejor los cálculos de ángulos.



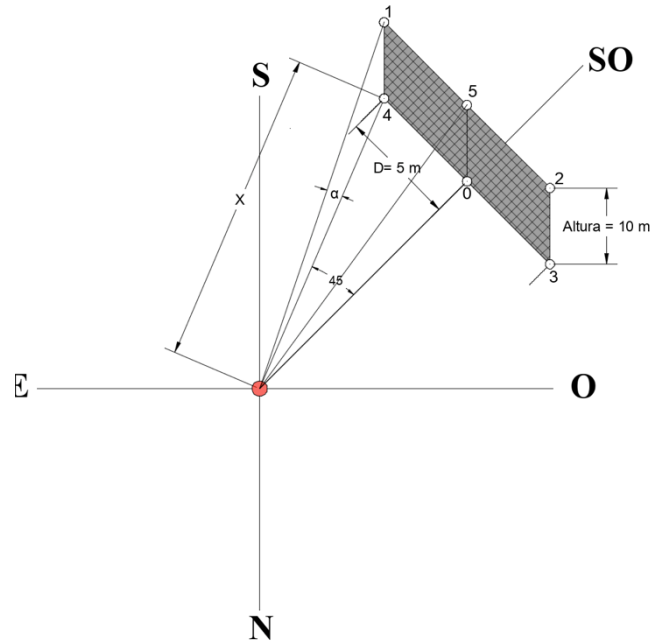
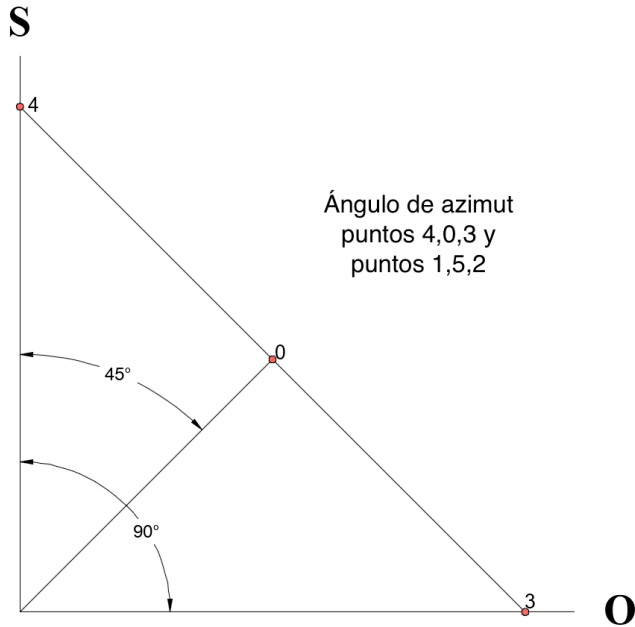
- Encontrando el ángulo (θ) para poder determinar el ángulo de azimut (γ) para punto 1, 2, 3, 4.

Como el ancho es 10 metros, la mitad es 5 metros y la distancia de generador-malla es 5, la relación es 1 para la tangente del ángulo.

$$\tan(\theta) = \frac{5}{5} = 1$$

$$\theta = \tan^{-1}(1) = 45^\circ$$

Como la relación es (1), entonces estamos en presencia de una un triángulo de catetos iguales. Mientras que el cálculo del ángulo de la altura solar para los puntos 4, 0, 3 es 0° . Para los puntos 1,5,2, se calcula mediante relación geométricas.



- Análisis ángulo de elevación para el punto 1.

Calculamos la hipotenusa (la proyección en el plano horizontal) que es la recta que va desde el generador (origen) hasta el punto 4.

$$X = \frac{5}{\sin(45)} = 7.07\text{ m}$$

Con la proyección, y la altura de la malla (10 metros), calculamos el ángulo de elevación solar para el punto 1.

$$\tan(\alpha) = \frac{10}{7.07}$$

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{10}{7.07}\right) = 54.74^\circ.$$

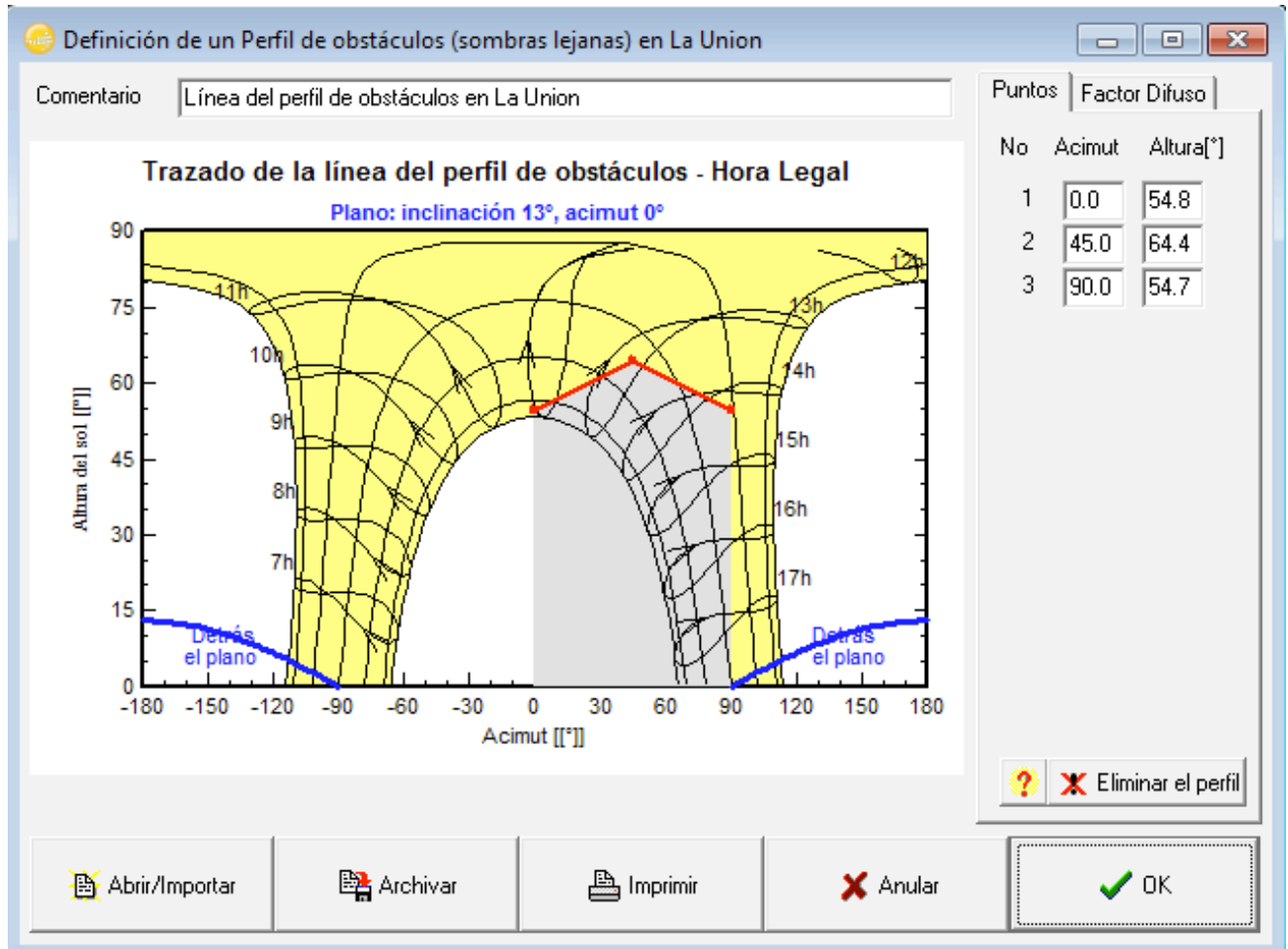
- Análisis ángulo de elevación para el punto 5.

$$\tan(\alpha) = \frac{10}{5.0}$$

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{10}{5.0}\right) = 63.43^\circ.$$

Tabla resumen del análisis		
Puntos de análisis	Azimut	Altura solar
Punto O hacia punto 1	$\gamma_1 = 0^\circ$	$\alpha_1 = 54.74^\circ$
Punto O hacia punto 5	$\gamma_5 = 45^\circ$	$\alpha_5 = 63.43^\circ$
Punto O hacia punto 2	$\gamma_2 = 90^\circ$	$\alpha_2 = 54.74^\circ$
Punto O hacia punto 3	$\gamma_3 = 90^\circ$	$\alpha_3 = 0^\circ$
Punto O hacia punto 0	$\gamma_0 = 45^\circ$	$\alpha_0 = 0^\circ$
Punto O hacia punto 4	$\gamma_4 = 0^\circ$	$\alpha_4 = 0^\circ$

Con la tabla resumen del análisis podemos ingresar los datos en el sistema fotovoltaico del problema 1) y generar un perfil de obstáculos, el cuál además mostrará las pérdidas por sombreado en el sistema fotovoltaico. En PVsyst, seleccionamos perfil de obstáculos, e ingresamos los puntos descritos con ángulo de azimut y elevación solar.



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

Lugar geográfico La Union País El Salvador

Ubicación Latitud 13.33° N Longitud -87.88° W
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT-6 Altitud 86 m
 Albedo 0.20

Datos climatológicos: La Union MeteoNorm 7.1 station - Síntesis

Variante de simulación : simulacion 1

Fecha de simulación 29/01/20 21h13

Parámetros de la simulación Tipo de sistema **No 3D scene defined**

Orientación Plano Receptor Inclinación 13° Acimut 0°

Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm

Perfil obstáculos Elevación Media 59.6°

Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV Si-mono Modelo **LG 400 N2W-A5**
 Custom parameters definition Fabricante LG Electronics
 Número de módulos FV En serie 8 módulos En paralelo 6 cadenas
 N° total de módulos FV N° módulos 48 Pnom unitaria 400 Wp
 Potencia global generador Nominal (STC) **19.20 kWp** En cond. funciona. 17.48 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 297 V I mpp 59 A
 Superficie total Superficie módulos **99.5 m²** Superf. célula 89.3 m²

Inversor

Modelo **SUN2000L-5KTL**
 Custom parameters definition Fabricante Huawei Technologies
 Características Tensión Funciona. 90-480 V Pnom unitaria 5.00 kWac
 Potencia máx. (=>40°C) 5.50 kWac

Banco de inversores N° de inversores 6 * MPPT 50 % Potencia total 15.0 kWac
 Relación Pnom 1.28

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s

Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 82 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC

Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.8 %

Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP

Strings Mismatch loss Fracción de Pérdidas 0.10 %

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Power factor Cos(phi) 0.900 leading Phi 25.8°

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

Variante de simulación : simulacion 1

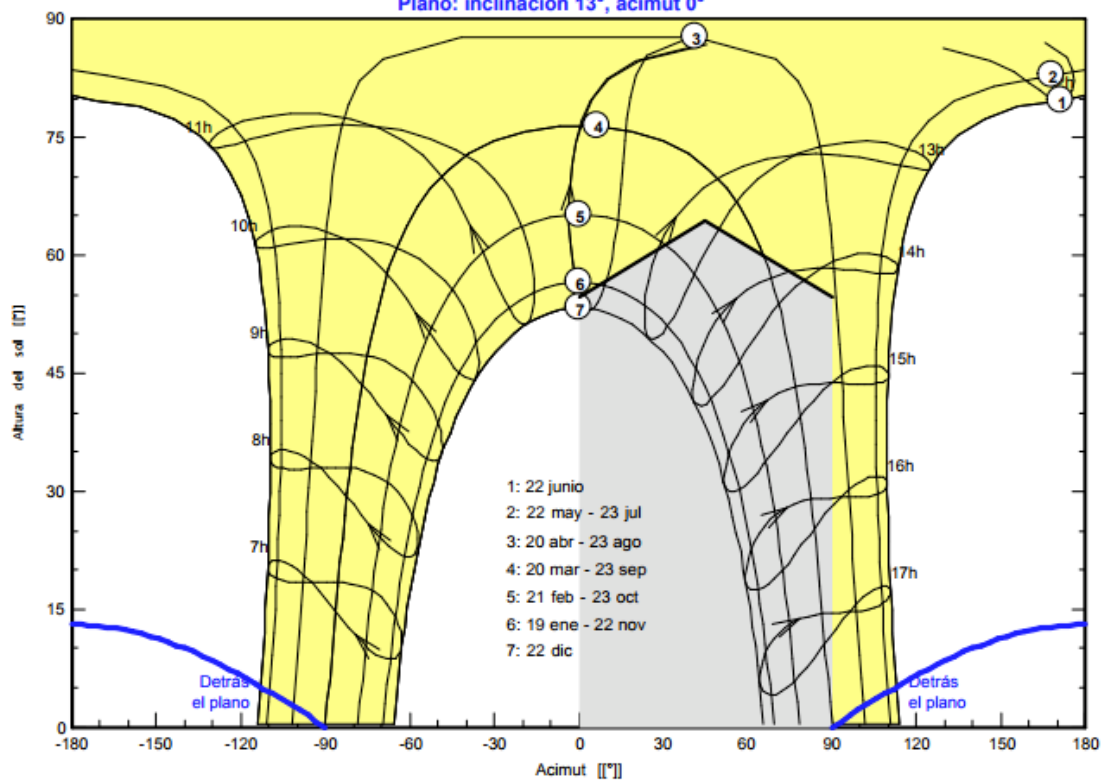
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	59.6°	
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom 400 Wp
Generador FV	N° de módulos	48	Pnom total 19.20 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000L-5KTL	Pnom 5.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.900 leading

Perfil obstáculos	Elevación Media	59.6°	Factor Difuso	0.75
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.50

Altura [°]	54.8	64.4	54.7
Acimut [°]	0	45	90

Línea del perfil de obstáculos en La Union

Plano: inclinación 13°, acimut 0°



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

Variante de simulación : simulacion 1

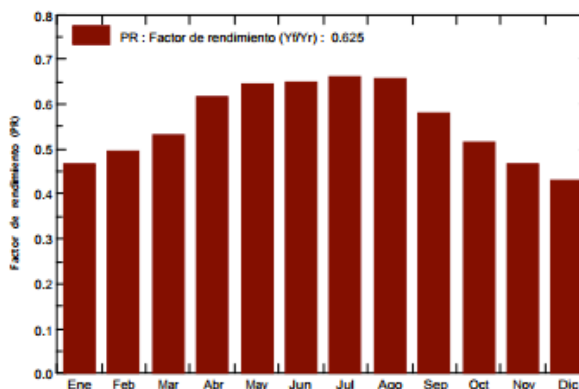
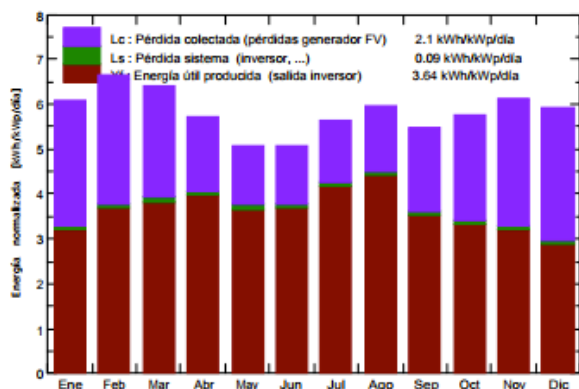
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	59.6°	
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom 400 Wp
Generador FV	N° de módulos	48	Pnom total 19.20 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000L-5KTL	Pnom 5.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.900 leading

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	25.49 MWh/año	Produc. específico	1328 kWh/kWp/año
	Apparent energy	28.32 MVAh	Perf. Ratio PR	62.52 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 19.20 kWp

Factor de rendimiento (PR)



simulacion 1

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EApGrid MVAh	PR
Enero	166.1	51.80	29.54	188.6	116.9	1.951	1.904	2.115	0.526
Febrero	170.6	54.20	30.50	186.4	123.3	2.034	1.986	2.206	0.555
Marzo	191.7	68.10	30.87	198.4	141.9	2.335	2.280	2.533	0.599
Abril	174.0	74.60	31.12	171.8	141.1	2.336	2.284	2.537	0.692
Mayo	165.3	85.60	30.27	157.4	133.0	2.238	2.188	2.430	0.724
Junio	162.6	82.40	29.23	151.9	128.3	2.175	2.127	2.363	0.729
Julio	186.7	72.80	30.47	174.6	152.8	2.549	2.493	2.770	0.744
Agosto	191.3	79.90	30.12	185.3	161.3	2.693	2.635	2.928	0.741
Septiembre	161.8	79.10	28.28	163.7	123.6	2.091	2.043	2.270	0.650
Octubre	167.0	64.20	28.35	178.6	121.3	2.040	1.993	2.214	0.581
Noviembre	162.8	51.10	28.43	183.2	112.2	1.887	1.843	2.048	0.524
Diciembre	159.5	48.20	29.62	183.9	105.4	1.761	1.717	1.908	0.486
Año	2059.4	812.00	29.73	2123.8	1561.1	26.090	25.493	28.322	0.625

Legendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	EApGrid	Apparent energy to the grid
		PR	Factor de rendimiento

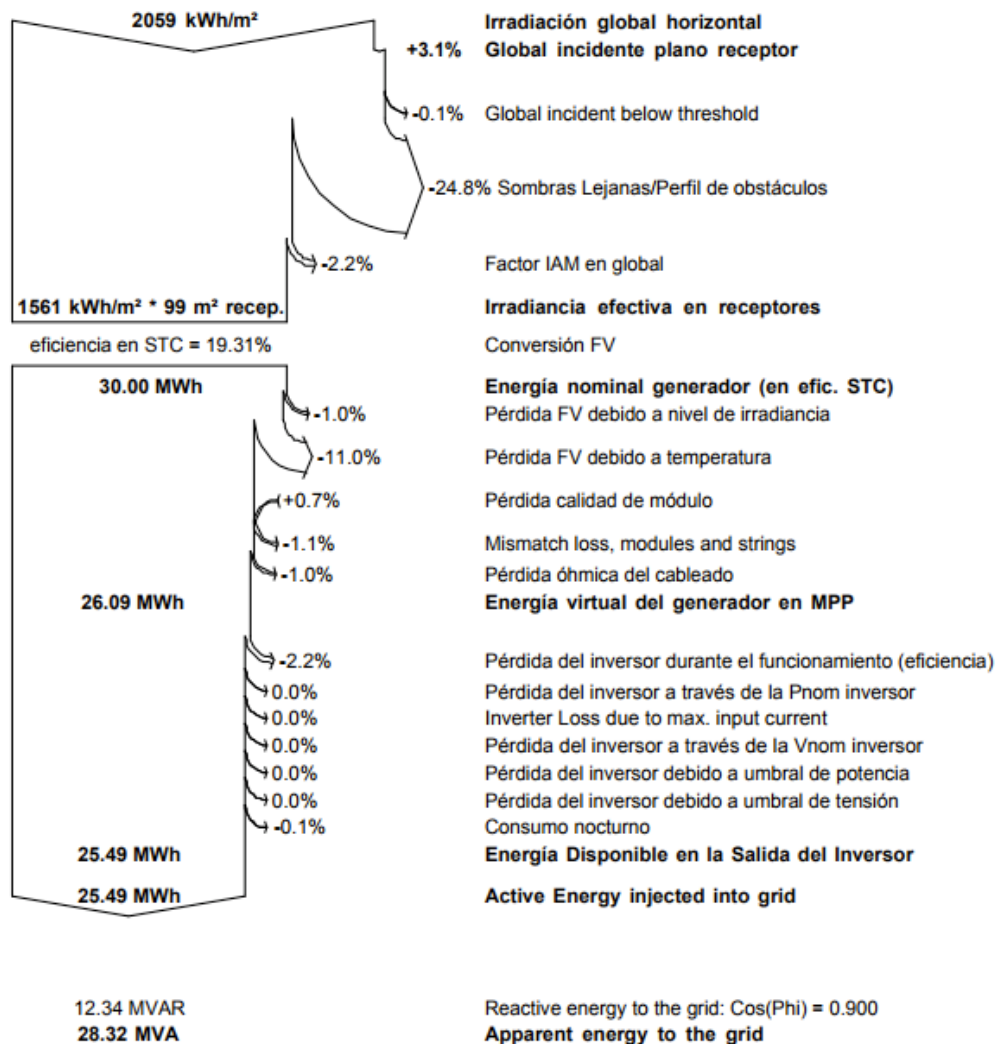
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto 15 kW v1

Variante de simulación : simulacion 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Perfil obstáculos	Elevación Media	59.6°	
Orientación Campos FV	inclinación	13°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LG 400 N2W-A5	Pnom 400 Wp
Generador FV	N° de módulos	48	Pnom total 19.20 kWp
Inversor	Modelo	SUN2000L-5KTL	Pnom 5.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total 15.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.900 leading

Diagrama de pérdida durante todo el año



5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS (SFVA)

5.1 Definición de un sistema fotovoltaico aislado

Los sistemas fotovoltaicos aislados o autónomos, son los sistemas que no están conectados a una red de electricidad pública. Estos, se encargan de producir energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas de diferente naturaleza.

A menudo, esta aplicación de energía fotovoltaica va acompañada de acumuladores de energía para hacer frente a periodos estipulados en donde la generación es inferior al consumo, debido a diferentes factores climáticos o mayor demanda de energía.

Elementos de un SFVA.

Los equipos que se utilizan en los SFVA son similares a los sistemas conectados a red, con unas cuantas excepciones. Los dispositivos son:

- **Banco de baterías:** También llamados acumuladores. Estas poseen la función de acumular energía para periodos donde la generación decaiga, por lo que su inclusión en estos sistemas es esencial.
- **Controladores de carga:** Son reguladores de carga cuya función es evitar la sobrecarga y la descarga excesiva en los acumuladores.
- **Paneles fotovoltaicos:** Estos cumplen su función de generar energía, sin embargo, el enfoque cambia. La configuración de estos son de manera que sus tensiones nominales en DC sean 12, 24 o 48 voltios, los cuales son escogidos en base a la tensión de las baterías.
- **Inversor:** Se ocupa cuando el sistema posee cargas en corriente alterna.
- **Rectificador:** Es lo opuesto al inversor. Su función es transformar de corriente alterna a corriente directa en sistemas donde se obtiene AC de un generador.
- **Generador independiente:** Éste puede ser utilizado cuando el banco de baterías no posee suficiente carga como para suplir toda la demanda.

Cabe resaltar que no todos los dispositivos son indispensables, depende de la configuración que se necesite.

Éstos últimos dos elementos pertenecen a sistemas híbridos. Se profundizará en los temas relacionados a los bancos de baterías y controladores de carga.

5.2 Topología y aplicaciones

Existen cuatro arreglos que son comunes en los sistemas fotovoltaicos aislados. El primero es un arreglo sencillo compuesto por el generador, controlador de carga, acumulador y carga DC. Ya que la naturaleza de la carga es de corriente directa, el inversor no está incluido en este tipo de configuración. Estos sistemas también son llamados “domésticos”.

El segundo arreglo es cuando el consumo incluye cargas de corriente alterna, entonces necesaria la inclusión de un inversor en el SFVA. Cabe la posibilidad de que el consumo solamente contenga cargas en AC, aunque también puede tenerse sistemas con la combinación de ellas (AC y DC), lo que constituye el tercer arreglo. Para cualquier caso, siempre deben tomarse en cuenta TODOS los equipos que requieran consumo de energía eléctrica.

El inversor puede producir una circulación de transitorios de corriente que el controlador de carga no es capaz de soportar, por lo que se recomienda conectar estos inversores directamente a las baterías y no al controlador. Una de las características principales de estos inversores es que funcionan como fuente de tensión. En los sistemas conectados a red, el inversor se sincronizaba con ella, pero ahora éste debe desempeñar el papel de fuente de tensión para las cargas.

En los métodos de dimensionamiento que se verán más adelante para un SFVA, existe la posibilidad de fallo de suministro de energía eléctrica. Esto, en un año típico, prevé que el SFVA no podrá cubrir cierto porcentaje de demanda de la red de consumo. ¿Qué supone esto en el dimensionamiento? que se elegirá el tamaño del generador y acumulador correspondiente para una probabilidad de fallo mínima con el coste más bajo posible.

El problema se presenta en el momento en que la carga no puede dejar de suplirse de manera obligatoria, debido a la delicadeza del trabajo realizado con ella (como en los hospitales durante una operación, por ejemplo). El tamaño del sistema fotovoltaico aislado debe ser entonces mucho más grande, y, por ende, más costoso. La inversión en SFVA es bastante fuerte al inicio, y con un sobredimensionamiento de este tipo, los costos se elevarían considerablemente.

Los sistemas fotovoltaicos aislados híbridos se presentan como el cuarto arreglo y como una solución a esta problemática. En el sistema se incorpora un grupo electrógeno (es decir, una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna), o también se puede incluir un generador eólico (funciona en el invierno mientras el sol no otorga la irradiancia suficiente) o una hidroeléctrica, aunque este último es más raro encontrarlo en combinación. La función de éstos es para suplir cortes de suministro o déficit de energía.

La combinación de ambos sistemas permite un dimensionamiento menor del SFVA, pero también requiere mayores costos en mantenimiento debido al generador electrógeno. El número de arranques y paradas de estos equipos dependerá del diseño óptimo del SFVA y del funcionamiento de los equipos de consumo.

Aquellas cargas que no puedan admitir un corte de energía, el equipo electrógeno funcionará como sistema de emergencia, que entrará en acción dependiendo del nivel en ciertos parámetros de los acumuladores y del SFVA en general. Por lo general, estos dos sistemas fusionados no requerirán sincronización, ya que no estarán activos al mismo tiempo. En los casos donde exista necesidad de que ambos funcionen en conjunto, se debe incluir un mecanismo de sincronización para evitar problemas de frecuencia, manejo de tensión y desfases.

En la Figura 5.1, podemos observar todas las configuraciones anteriormente dichas.

Aplicaciones de SFVA.

- **Electrificación rural:** debido a que se recorren grandes terrenos para llegar a unos pocos hogares en varios países, la red eléctrica pública no alcanza a cubrir estos sitios. Los sistemas aislados son ideales para estas ocasiones, donde la carga no es mucha y se puede implementar una pequeña generadora de energía solar fotovoltaica.
- **Sistemas de transmisión base:** en el área de comunicaciones, se pueden implementar SFVA en DC para estaciones de transmisión base, ya que utilizan equipos a 48 VDC y estas estaciones se pueden encontrar en áreas muy remotas, donde la red eléctrica no posee alcance.
- **Cargador de baterías:** también es posible implementar puntos de carga para baterías, linternas y otros equipos similares.
- **Bombeo solar:** estos SFVA pueden implementarse para sistemas de riego, abastecimiento de agua para pueblos pequeños, etc. Este tema se tratará con mucho más detalle en un capítulo posterior.

- **Calles y diferentes muebles en áreas urbanas/rurales:** usualmente, se instalan SFVA para calles o áreas donde es más costoso el alcance de la red eléctrica. Pueden instalarse pequeñas lámparas o luces guía, por ejemplo.
- **Sistemas de respaldo:** Puede tenerse un respaldo por algún evento en la red eléctrica, donde el corte es inminente y, por lo tanto, el sistema de generación solar deba entrar a suministrar energía.

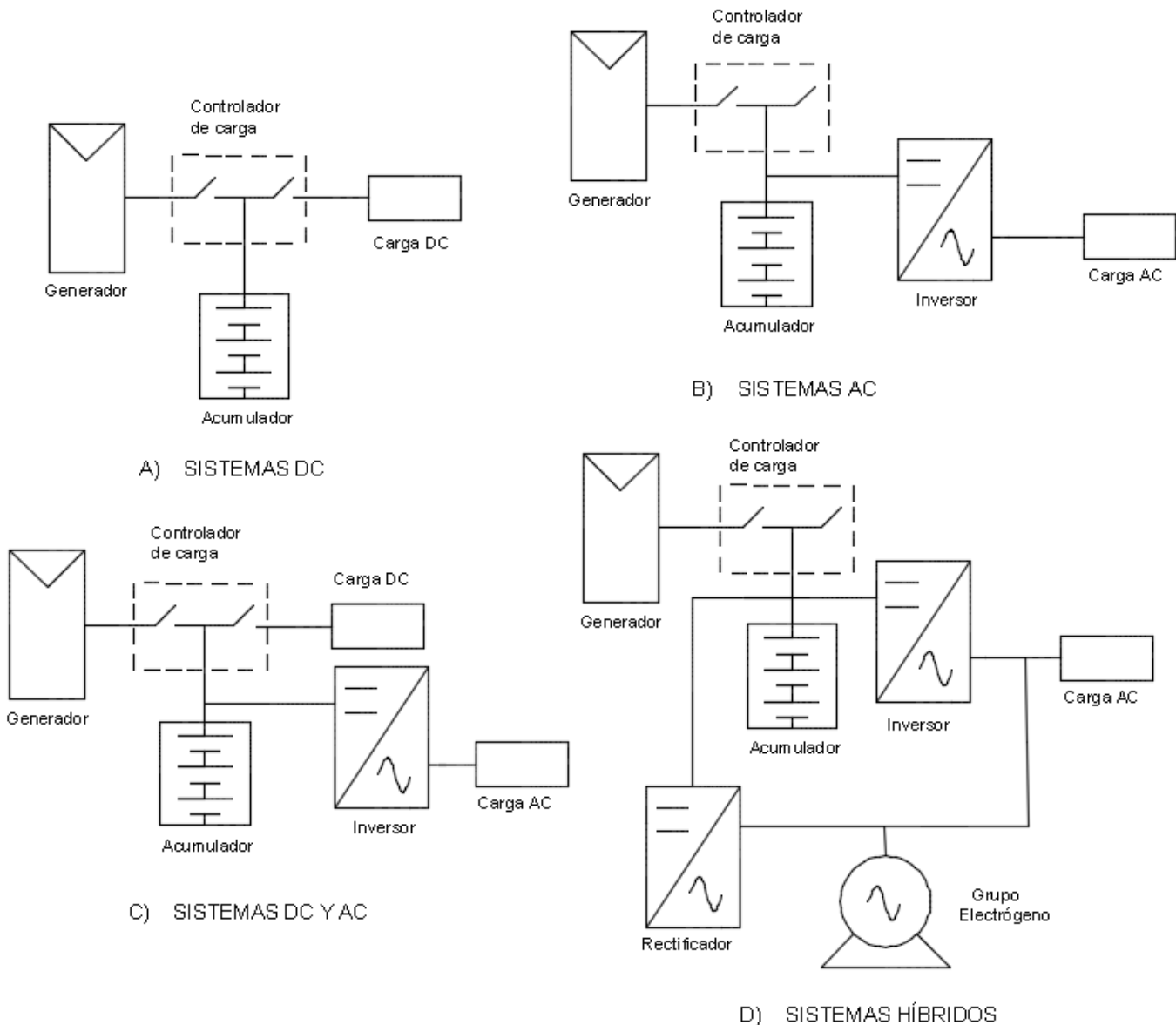


Figura 5.1. Configuraciones de SFVA.

5.3 Normativas aplicables en El Salvador para sistemas fotovoltaicos autónomos

En el país de El Salvador, la “Norma técnica de diseño, seguridad y operación de instalaciones de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica de hasta 100 kW” [53], la cual se mencionó en el capítulo anterior para sistemas conectados a red. Sin embargo, dicha norma habla también sobre los SFVA y hace unas consideraciones especiales para sistemas autónomos en el **capítulo doce, artículo 64**.

Se debe tomar en cuenta también que las normas aplicables a estos sistemas aislados son: **NEC ver. 2008, NEC ver. 2017”. SIGET**. Las consideraciones especiales se resumen en el siguiente cuadro:

Consideraciones especiales para SFVA según norma SIGET: Norma técnica de diseño, seguridad y operación de instalaciones de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica de hasta 100 kW.	
Art. Número	Contenido en norma
64.1	Los sistemas autónomos no deberán tener interacción con la red de distribución y su funcionamiento será de suministro exclusivo para cargas eléctricas.
64.2	Los SFVA deberán proveer el tipo de tensión, magnitud y conexión requerido por las cargas. Para cargas en corriente continua, se deberá hacer mediante un controlador de carga listado y para las cargas de corriente alterna, mediante un inversor listado, según se muestra en la figura x.
64.3	Los inversores a utilizar en SFVA deberán ser listados e identificados para estos sistemas. Se permitirá que la salida de C.A. desde un(os) inversor(es) autónomo(s) suministre alimentación de C.A. a los medios de desconexión del edificio o instalación a niveles de corriente inferiores a la carga calculada conectada a ese dispositivo de desconexión. La potencia nominal de salida del inversor o de una fuente de energía alterna, deberá ser igual o mayor que la carga más grande del sistema. Las cargas de iluminación no se consideran como cargas individuales.
64.4	Los conductores entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o instalación deben ser dimensionados en base al valor nominal de salida del inversor de acuerdo con el artículo 27. Estos conductores deben protegerse de sobrecorrientes según el artículo 17. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor. En todas las instalaciones, el valor nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente conectado a la salida del inversor debe ser menor que el valor nominal de la barra conductora del neutro en el equipo de acometida.
64.5	En SFVA, se deberá utilizar reguladores de carga listados e identificados para dichos sistemas. Se permitirá que la salida del regulador suministre energía a cargas C.C. y que a la vez tengan la función de controlar la carga del sistema de baterías según los artículos 56 y 57.
64.6	La capacidad de corriente nominal del controlador de carga debe ser 1.25 veces mayor que la corriente de cortocircuito del arreglo de paneles fotovoltaicos conectados a su entrada y deberá ser 1.25 veces mayor que la corriente nominal de la carga de C.C y C.A a alimentar.
64.7	El voltaje mínimo en la entrada del regulador o controlador de carga (entrada de paneles) deberá ser menor que el voltaje mínimo de Voc del arreglo de paneles conectados a dicho equipo, y el voltaje máximo en la entrada de paneles del regulador deberá ser superior al Voc máximo del arreglo de paneles conectados a dicho equipo.
64.8	Se deberán instalar descargadores de sobretensión a la entrada y salida del controlador de carga basado en el artículo 19.
64.9	El dispositivo de protección contra sobrecorriente a la salida del regulador debe de dimensionarse con base al valor nominal de corriente del controlador de carga considerando los criterios del 64.6. Esta protección debe ubicarse a la salida del regulador. La ampacidad de los conductores de los circuitos de salida del regulador deberá ser mayor que el valor nominal de corriente del dispositivo de protección contra sobrecorriente correspondiente.

Tabla 5.1. Consideraciones especiales para SFVA según norma SIGET. [53]

Además, en el artículo 72 numeral 7, se señala que toda estructura o edificio con un sistema de alimentación fotovoltaica que no esté conectado a una fuente de acometida de una empresa distribuidora y sea un sistema fotovoltaico aislado, deberá tener permanentemente una placa en un lugar visible al exterior de la estructura o

instalación. Esta placa debe indicar la ubicación del medio de desconexión del sistema, y que la estructura contiene un sistema autónomo de energía eléctrica.

5.4 Inversores en SFVA

En los SFVA, las baterías almacenan energía y suplen carga de corriente directa. Para suplir carga convencional en corriente alterna se utilizan inversores isla o “stand alone”. Algunos de estos tienen integrados el controlador de carga incluso. Algunos parámetros de estos inversores son los siguientes [20]:

- Entre más forma de onda seno puro tenga la corriente alterna de salida, más eficiente y mejor comportamiento tendrá la carga.
- Capacidad del inversor para detectar alta sobrecarga y ejecución de secuencias de arranque.
- Deben tener tolerancia a las fluctuaciones de tensión en las baterías.
- Deben poseer protección contra cortocircuito en el lado de salida.
- Alta compatibilidad electromagnética (para suprimir interferencias electromagnéticas).
- Bajo contenido armónico (de preferencia).
- Deben poseer protección contra sobretensiones.
- Operación bidireccional (en caso el inversor sea cargador en unos casos).

Los inversores pueden tener diferentes salidas dependiendo su uso y diferentes configuraciones. Si la carga que se va a controlar no posee ningún requerimiento en cuanto a calidad de tensión requerida, entonces se puede optar por economizar el sistema y utilizar inversores con salidas de tensión diferentes a la onda sinusoidal pura.

La función de estos inversores es la misma, convierten la potencia almacenada en corriente directa a corriente alterna, sin embargo, en SFVCR, los inversores deben tener una onda seno pura para poder sincronizarse con la red. Existen tres tipos de salida en inversores: **onda pura, onda modificada y onda cuadrada.**

5.4.1 Inversores de onda senoidal pura

La salida de un inversor de onda senoidal pura se refiere a que su onda sinusoidal es “perfecta”, como el de la Figura 5.2 Claramente, nunca se alcanza a obtener la forma de onda perfecta en todo el tiempo, sin embargo, existen parámetros que nos pueden indicar qué tan buena tensión se está otorgando para trabajar.

Éste se utiliza para funcionar con equipos electrónicos sensibles y para conexión a red, ya que estos requieren una onda de alta calidad y bajo contenido de armónicos. Estos equipos pueden sobrepasar su potencia nominal durante un límite de tiempo debido a su capacidad de respuesta alta.

Prácticamente, cualquier dispositivo electrónico puede funcionar con la salida de un inversor de onda senoidal pura.

El inversor suele utilizarse para equipos electrónicos de alta gama. En algunas tecnologías de éstos, la eficiencia ha alcanzado un porcentaje de eficiencia de hasta 98%, y la electricidad a partir de estos dispositivos no suele tener ningún tipo de problema con respecto a calidad de energía.

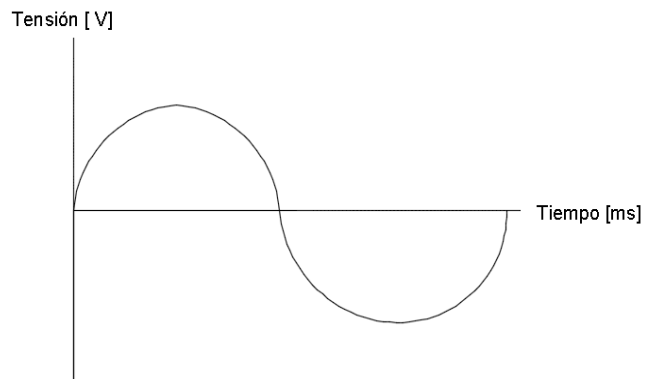


Figura 5.2. Salida de un inversor de onda senoidal pura.

5.4.2 Inversores de onda modificada

Estos inversores poseen una salida de tensión similar al de la Figura 5.4. Como se observa, se diferencian de los inversores de onda cuadrada en su paso por cero, ya que, los de onda modificada tienen un periodo de tiempo corto donde su tensión es nula hasta que realiza la conmutación de positivo a negativo y viceversa.

Se aproximan al funcionamiento de una onda senoidal pura, pero su eficiencia no sobrepasa el 70% [83].

Los equipos de este tipo son capaces de funcionar con una variedad de cargas amplia, especialmente con dispositivos electrónicos robustos, que no son de alta sensibilidad, como los utensilios comunes utilizados en el hogar de las personas. Sin embargo, algunos equipos pueden producir zumbidos, como aparatos de sonido, ventiladores o lámparas fluorescentes.

Equipos como hornos de microondas, taladros, reguladores de luz, relojes o motores de velocidad no funcionan correctamente utilizando este tipo de inversores e incluso pueden dañarlos. Es importante que, antes de conectar cualquier equipo a los inversores de onda modificada, se investigue bien en la hoja de datos si es capaz de trabajar utilizando esta salida de tensión.

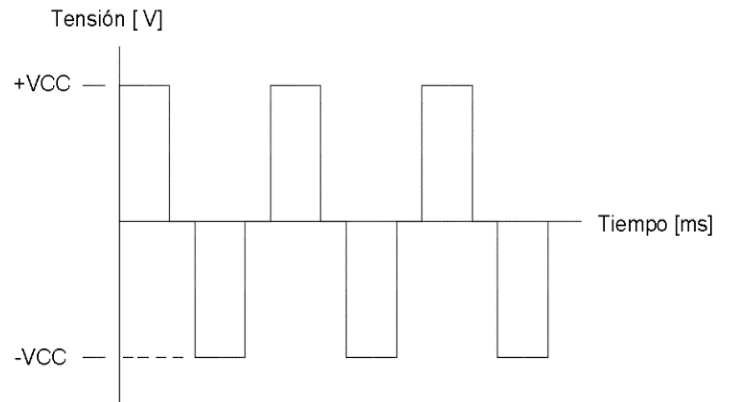


Figura 5.3. Salida de inversor de onda modificada.

Las computadoras o televisores se presentan pequeñas interferencias debido a que la onda no es perfecta, sin embargo, estas no son destructivas para estos aparatos, pero si son incómodas. La ventaja es que la mayoría de artefactos que funcionan con energía eléctrica si admiten esta fuente de tensión, además de que el inversor es accesible económicamente.

5.4.3 Inversores de onda cuadrada

La onda cuadrada se conoce por la onda en corriente alterna que cambia su valor entre dos puntos (un máximo y un mínimo) sin pasar por los valores intermedios. Este se usa principalmente para la generación de pulsos eléctricos.

El contenido espectral de una onda cuadrada se compone exclusivamente de armónicos impares. Capacitancias e inductancias parásitas pueden filtrar la señal, eliminando las componentes de mayor frecuencia, con lo que la onda cuadrada puede llegar a tomar una forma más redondeada y así poder ser más apta para cargas eléctricas.

Hay que tener en cuenta que este tipo de onda solo proporciona una corriente lo suficientemente buena o de calidad, para iluminación, televisores y aparatos eléctricos pequeños. **No sirve para motores de inducción o dispositivos electrónicos**

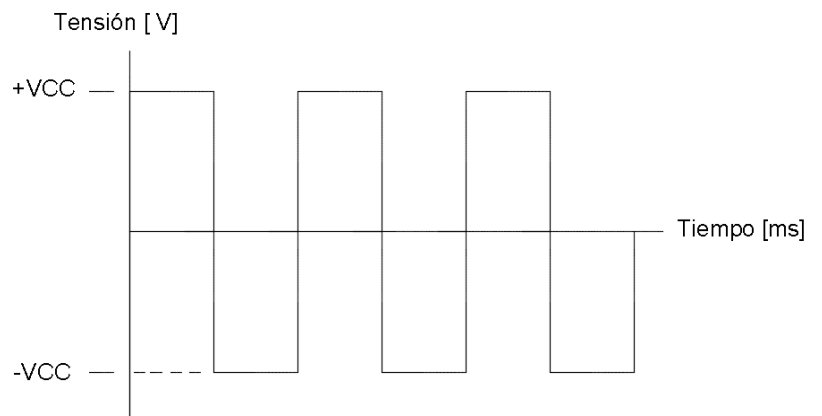


Figura 5.4. Salida de inversor de onda cuadrada.

sofisticados. Hay que agregar, que la eficiencia de estos inversores es la peor, debido a su alto contenido armónico que generan interferencias y ruido.

También existen inversores con salidas de tensión triangulares, pero son muy poco común y casi no se utilizan.

Los inversores isla pueden controlar múltiples arreglos de paneles fotovoltaicos, siempre y cuando sus especificaciones y cálculos realizados permitan dicha conexión. Sin embargo, hay un tipo de inversor para aplicaciones más pequeñas (como rurales, por ejemplo).

5.4.4 Microinversores en SFVA

La función de estos aparatos es la misma, convertir la corriente directa en corriente alterna, con la diferencia de que estos inversores trabajan con potencias reducidas, lo cual, los hace atractivos para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos aislados. Su flexibilidad y monitoreo durante la instalación y operación respectivamente, los hacen una buena opción para sistemas pequeños.

En una instalación de este tipo, se presentan algunos inconvenientes en el momento del diseño, como pueden ser sombras debido a objetos inamovibles que alteran el funcionamiento de varios paneles a la vez, por estar conectados en serie. Sin embargo, este inconveniente desaparece cuando se trata de microinversores, ya que, si la sombra afecta a un panel, los demás seguirán trabajando sin ningún problema ya que cada uno es independiente del otro.

Otra ventaja es que se puede dar una orientación distinta a cada panel (suponiendo que cada uno posee su Microinversor), algo que en arreglos residenciales podría ser complicado debido a que el espacio disponible muchas veces es muy limitado.



Figura 5.5. Microinversor APS de 250 watts. [84]

En el caso de falla, la detección de ésta es relativamente fácil porque cada inversor depende de sí mismo, por lo que, si un evento sucede, rápidamente se detecta por su forma de monitoreo.

5.4.5 Funcionamiento maestro – esclavo

Los inversores trabajan de manera más eficiente a plena carga, no obstante, en caso de una baja irradiación, se producen pérdidas relativamente altas al momento de conversión de energía; esto se debe a la necesidad de corriente independiente del inversor que viene de los paneles fotovoltaicos y por las pérdidas de conmutación.

Es por esto que varios sistemas fotovoltaicos aislados apuestan por el conjunto **maestro – esclavo**, el cual consiste en denominar un inversor como el maestro, el cual tiene prioridad y controla el funcionamiento, arranque y demás funciones de otros inversores, los cuales son esclavos.

Por medio de un software de control, el inversor maestro controla los parámetros de los esclavos para indicar cuándo se necesita la inyección de potencia de parte de ellos. Es de mencionar que existen escenarios donde solo trabajará el maestro, como cuando hay baja irradiancia o cuando es invierno; los esclavos permanecen apagados mientras que el inversor primario (o maestro) está a plena carga.

Este sistema modular conlleva a que el inversor maestro, al poco tiempo, ya ha trabajado más horas que los demás inversores esclavos (debido a que cuando este sistema es instalado, la mayoría de las veces el inversor maestro es fijo).

Al estar más horas en plena carga, todos los componentes del maestro también estarán sometidos a un estrés mayor eléctrica y mecánicamente hablando. Es un hecho estadístico que las averías en estos inversores son de más frecuencia, por razones lógicas.

Por lo tanto, se tiene la ventaja que el sistema se aprovecha mejor, pero también puede sufrir esta última consecuencia, dejando fuera todo el sistema. Una solución podría ser un software, también de control, pero que fuera variable entre asignación de primarios, es decir, que determine dependiendo de las horas de servicio, cuál debe ser el inversor maestro para las fechas donde se deba trabajar. Estos sistemas existen y se pueden implementar dependiendo si el fabricante da la opción.

Según el artículo de la referencia [85], en tiempo de verano para sistemas maestro – esclavo fijo, los esclavos reciben una carga de tiempo de aproximadamente 44% y en los meses de invierno solamente un 14%, resultando un promedio anual de 29%. Con el sistema hablado del artículo, estos porcentajes cambian en sistemas variables, distribuyendo de manera uniforme las horas de servicio entre las partes de potencia, trabajando una de ellas al 66% del tiempo de trabajo total.

5.4.6 Datos en inversores isla y características especiales

Las funciones del inversor no son estrictamente la conversión de corriente directa a corriente alterna. Estos equipos pueden venir provistos con diferentes modos de operación que permiten ahorro en cuanto a dispositivos extra en el sistema. El análisis de los parámetros eléctricos y distintos servicios que ofrece la gran variedad de inversores existentes es crucial para aprovecharlos al máximo.

1. Inversor isla 5048U Sunny Island:



Technical Data

	Sunny Island 5048U
AC output (users)	
Nominal AC voltage (adjustable)	120 V (105 V - 132 V)
Nominal frequency (adjustable)	60 Hz (55 Hz - 65 Hz)
Continuous AC power at 25 °C / 45 °C	5000 W / 4000 W
AC output power at 25 °C for 30 min / 1 min / 5 s	6500 W / 8400 W / 11000 W
Nominal AC current / Max. AC current (peak)	41.7 A / 180 A for 60 ms
Total harmonic distortion / phase shift (cos φ)	< 3% / -1 to +1
AC input (generator or grid)	
Input voltage (range)	120 V (80 V - 150 V)
Input frequency (range)	60 Hz (54 Hz - 66 Hz)
Max. input current (adjustable) / Max. input power	56 A (0 A - 56 A) / 6.7 kW
Battery DC input	
Battery voltage (range)	48 V (41 V - 63 V)
Max. battery charging current / continuous charging current at 25 °C	120 A / 100 A
Battery type / battery capacity (range)	Lead acid, NiCd / 100 - 10,000 Ah
Charge control	IUoU process
Efficiency / Operating consumption	
Max. efficiency	95%
Own consumption with no load / standby	25 W / 4 W

Figura 5.6. Inversor Sunny Island 5048. Especificaciones técnicas. [85]

Como podemos ver, algunas especificaciones son similares a los inversores conectados a red. Este inversor en especial posee conexión a la red, con lo cual, puede operar con ella en caso de falla en el sistema aislado.

El inversor puede conectarse en paralelo junto con otros inversores para operación monofásica o trifásica, dependiendo de su configuración.

En la información técnica, en el apartado de entrada DC de baterías (Battery DC input), se tiene una tensión de operación para el inversor, el cual es un rango de 41 a 63 voltios, con lo que la configuración de las baterías está determinada por este dato.

La funcionalidad de “cargador” es parte de las características de este inversor. En el mismo apartado anterior, el parámetro que hace referencia a la máxima corriente de carga para las baterías (Max. Input charging current), indica cuánta es la corriente máxima que soporta el inversor, siendo esta de 120 A y 100 A para una temperatura de 25 °C.

El inversor solo admite baterías del tipo Plomo – Ácido y Niquel – Cadmio, en capacidades de 100 hasta 10,000 amperios – hora (apartado de “Battery type / battery capacity (range)).

El inversor posee una eficiencia de 95%, y posee un autoconsumo sin carga de 25 watts o de 4 watts en modo de standby.

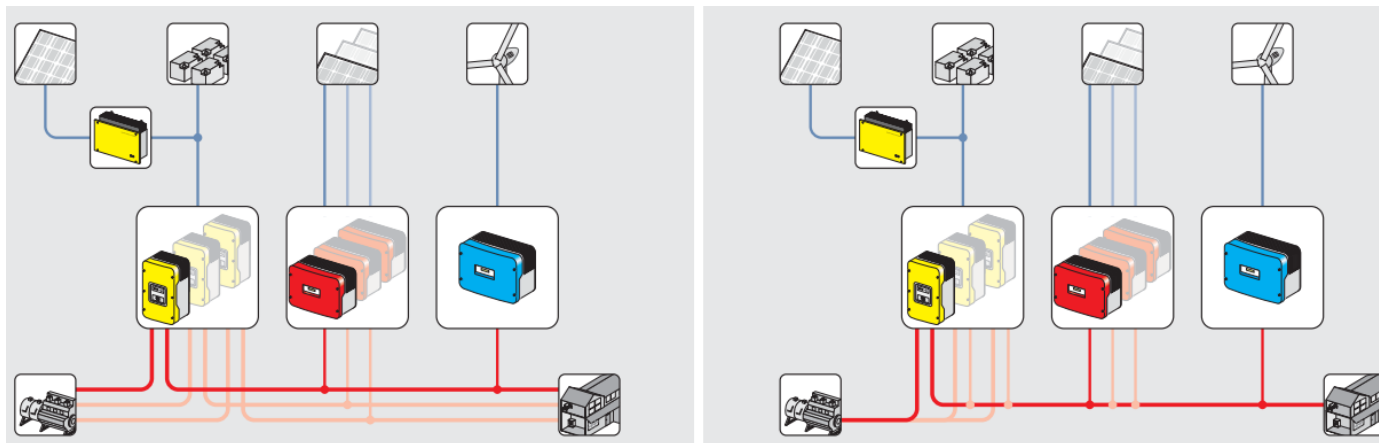


Figura 5.7: Operaciones trifásicas y monofásicas con inversor sunny island 5048. (imagen proporcionada en la ficha técnica por el fabricante SMA).

2. Inversor Conext de la serie XW+ Schneider electric [87]:



Tabla A-1 Conext XW+ Inversor/cargador Especificaciones eléctricas

	Conext XW+ 6848 NA	Conext XW+ 5548 NA
Potencia de salida continua	6.800 W	5.500 W
Sobretensión nominal (sobrecarga durante 1 minuto)	12.000 W	9.500 W
Sobretensión nominal (sobrecarga durante 5 minutos)	11.000 W	9.000 W
Sobretensión nominal (sobrecarga durante 30 minutos)	8.500 W	7.000 W
Sobrecorriente	L-N: 104 A _{rms} (60 s) L-L: 52 A _{rms} (60 s)	L-N: 82 A _{rms} (60 s) L-L: 41 A _{rms} (60 s)
Forma de la onda	Onda sinusoidal verdadera	
Consumo en actividad: modo de inversión, sin carga	28 W	26 W
Consumo en inactividad: modo de búsqueda	<8 W	
Tensión de salida de CA	L-N: 120 V de CA± 3% L-L: 240 V de CA± 3%	
Intervalo de tensión de entrada de CA (Modo de derivación/carga)	L-N: 78–140 V de CA (120 V nominal) L-L: 160–270 V de CA (240 V nominal)	
Interruptor de entrada de CA	Doble polo de 60 A	
Intervalo de frecuencia de entrada de CA (Modo de derivación/carga)	52–68 Hz (predeterminado) 44–70 Hz (admisible)	
Intervalo de tensión en AC1: Modo venta ^a	L-N: 105,6–132 ±1,5 V L-L: 211–264 ±3,0 V	
Intervalo de frecuencia en AC1: Modo venta	59,4–60,4 ±0,05 Hz	
Corriente de salida de CA (75% desequilibrio máximo entre L1-N, L2-N) en Modo Inversión	L-N: 48 A L-L: 28 A	L-N: 46 A L-L: 23 A
Interruptor de salida de CA	Doble polo de 60 A	
Frecuencia de salida de CA	60,0 ± 0,1 Hz	
Distorsión armónica total	< 5% a potencia nominal	
Relé de transferencia automática	60 A	
Salida de relé auxiliar	0–12 V de CC, máximo 250 mA CC	
Eficiencia máxima	95,7%	95,7%
Eficiencia ponderada CEC	92,5%	93,0%
Calificación de potencia CEC	6.000 W ^b 5.760 W ^c	4.400 W
Tensión de entrada de CC (nominal)	48 V de CC	
Intervalo de tensión de entrada de CC	40–64 V de CC	40–64 V de CC
CC a potencia continua nominal (Modo Inversor)	180 A	150 A
Régimen de carga continua a tensión L-L (Modo Cargador)	140 A	110 A

Figura 5.8: Inversor Conext serie XW+ y sus especificaciones técnicas

El inversor Conext de la serie XW+ es del tipo híbrido, por lo que se puede acoplar a grupos electrógenos del estilo generadores diésel, eólico o incluso hidroeléctrico. Tiene una característica de cargador, por lo que posee la etapa de conversión bidireccional (de CA a CD y CD a CA).

Con respecto al rendimiento, se puede decir que este inversor:

- Opera en ambientes de hasta 70 °C.
- Puede exportar energía a la red pública (posee conexión a red).
- Posee una onda senoidal pura.

Los parámetros de entrada pueden ser modificados para ajustarse a la corriente de salida del banco de baterías; y este puede ser cargado ya sea, desde el generador integrado o desde la red eléctrica (vía las salidas AC2 o AC1 respectivamente).

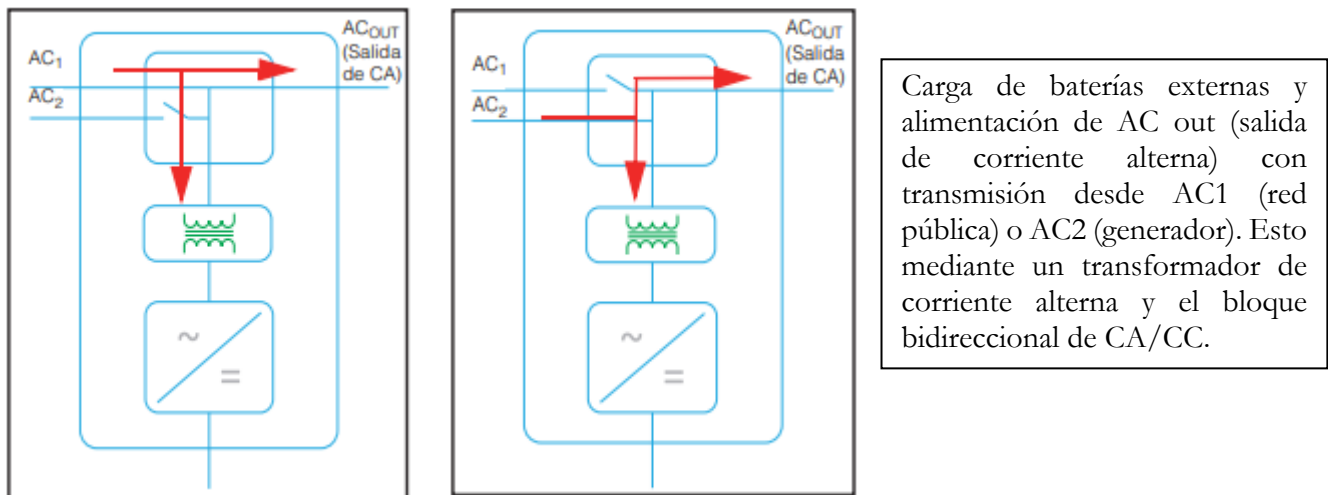


Figura 5.9: Las dos alternativas de cargar baterías externas mediante bloque direccional y entradas AC.

En caso de una entrada fluctuante, el inversor posee una protección que ayuda a prevenir que equipos se dañen, mediante un sistema de retroalimentación positivo que mantiene una baja distorsión armónica. Estos parámetros son ajustables, cabe recalcar.

La operación monofásica está admitida con este inversor y otros de su misma gamma, pudiendo conectarse 4 de ellos en paralelo mediante un panel de distribución de energía. Independientemente si la conexión es de fase partida o monofásica 120 VAC, el número máximo de inversores en paralelo será siempre de 4. También posee la opción de configurar 3 inversores para operación trifásica.

Los tamaños mínimos y máximos del banco de baterías son de 440 hasta 10,000 Ah, y soporta tensiones de entrada desde 40 hasta 64 VDC, siendo la nominal 48 VDC. La tensión de salida en corriente alterna es de 120 línea a neutro y 240 línea a línea. La potencia de salida continua, en el caso de la serie XW+ 6848 NA es de 6800 watts y soporta potencias mayores durante un tiempo límite.

Se presentan diferentes tipos de gráficas a continuación:

- **Capacidad de sobrecarga:** Como es de esperar, la carga en este tipo de instalaciones no es constante y se deben establecer límites de tiempo en los que se puede abastecer dichas condiciones. Los gráficos de la Figura 5.11 y Figura 5.10, nos muestran estos límites para la serie XW+ 5548.

- **Potencia de salida en función de temperatura ambiental:** Cuando la temperatura interna del inversor excede el límite, se empieza a acortar de manera automática la potencia de salida para evitar daño al equipo. Esto se puede observar en la Figura 5.12.
- **Eficiencias de inversión y cargador:** Tanto para la serie de XW+ 5548 como para el XW+ 6848, las gráficas de porcentaje de eficiencia en condiciones de inversión y cargador son presentadas en la Figura 5.13 y Figura 5.14 respectivamente. Es de tomar en cuenta que estos parámetros son modificables en el inversor.

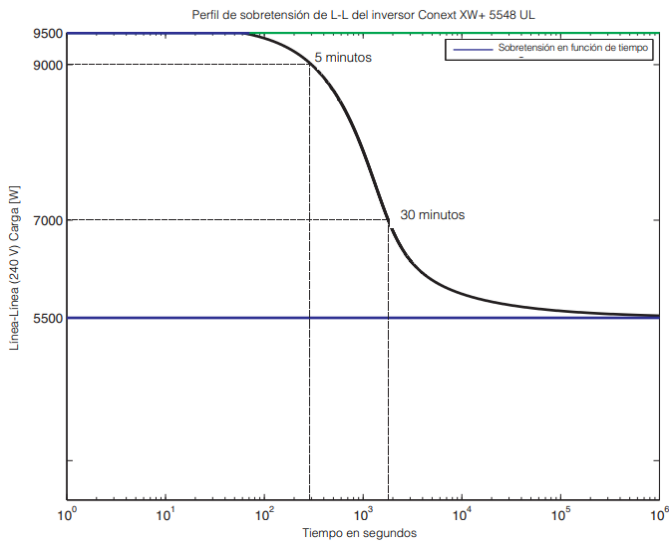


Figura 5.11: Sobrecarga del inversor en función del tiempo a una tensión de 240 VAC.

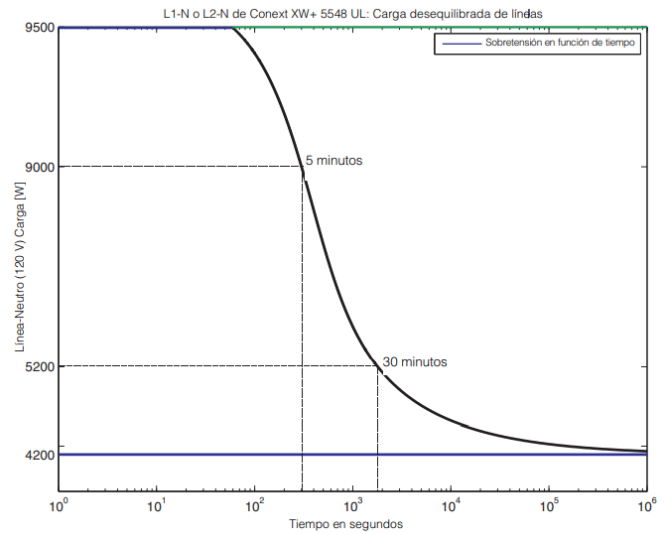


Figura 5.10: Sobrecarga del inversor en función del tiempo a una tensión de 120 VAC.

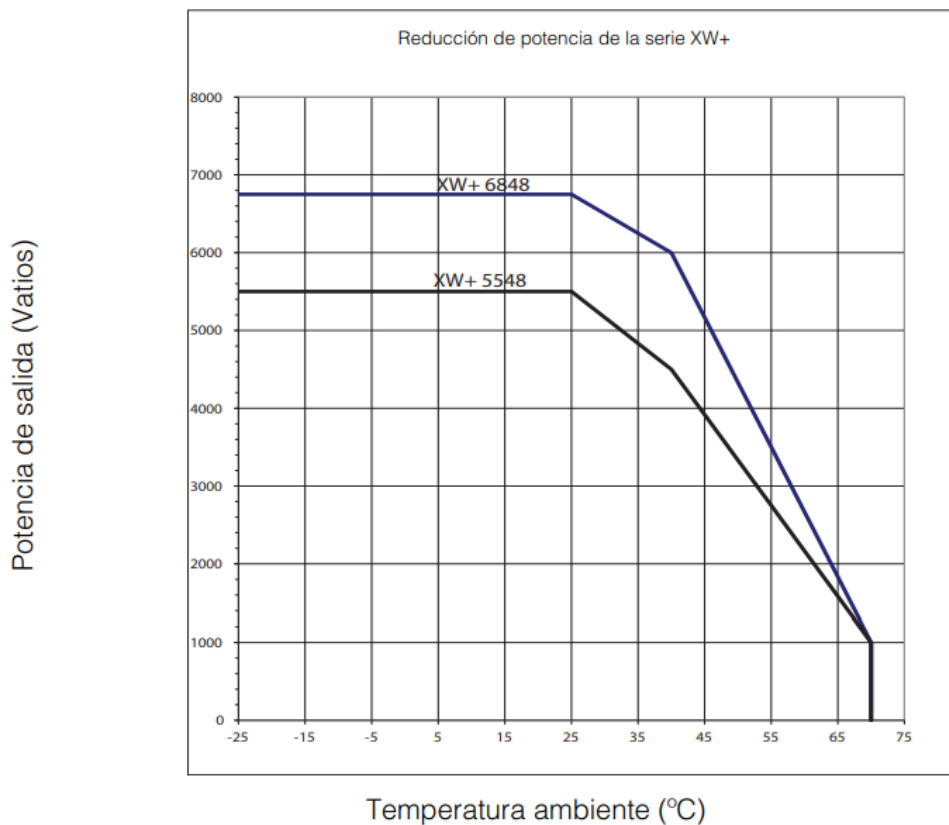


Figura 5.12: Reducción de potencia en función de la temperatura ambiente.

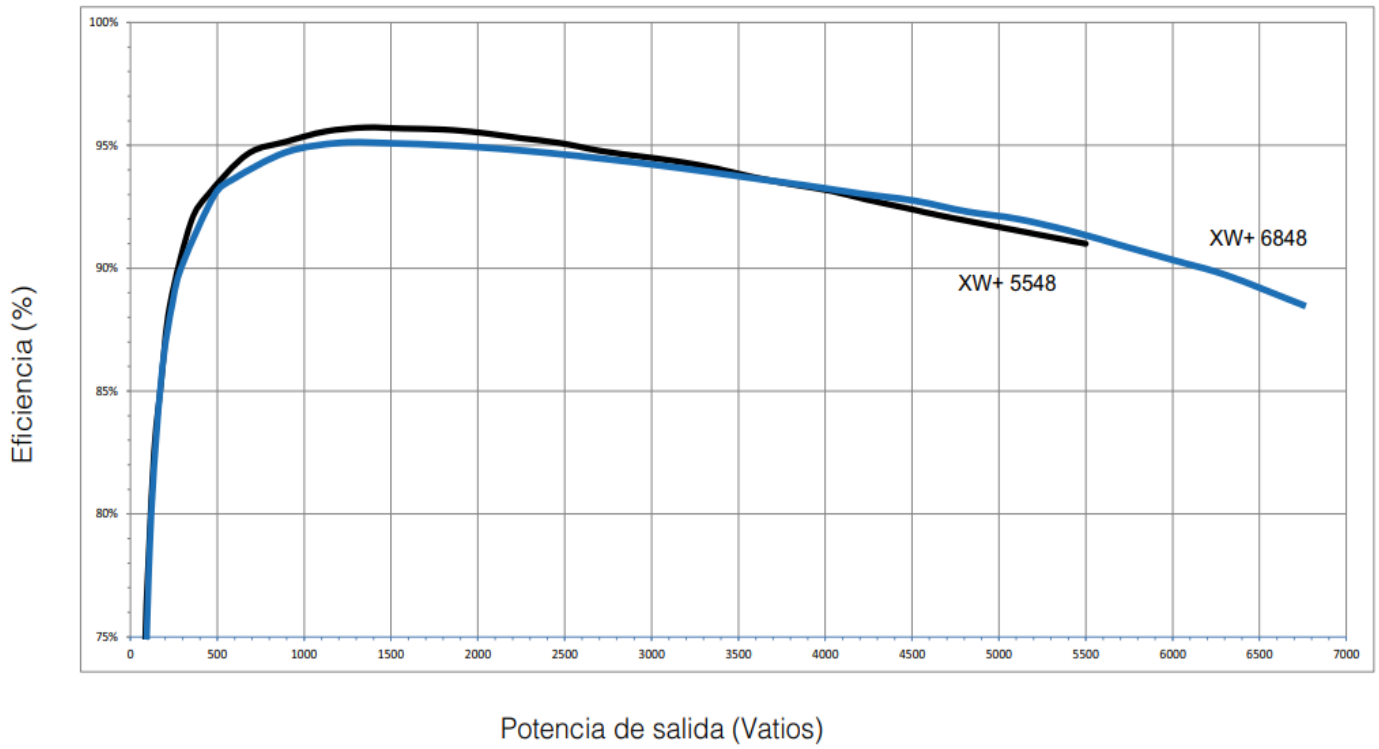


Figura 5.13: Eficiencia de inversión para las series Conext XW+. [87]

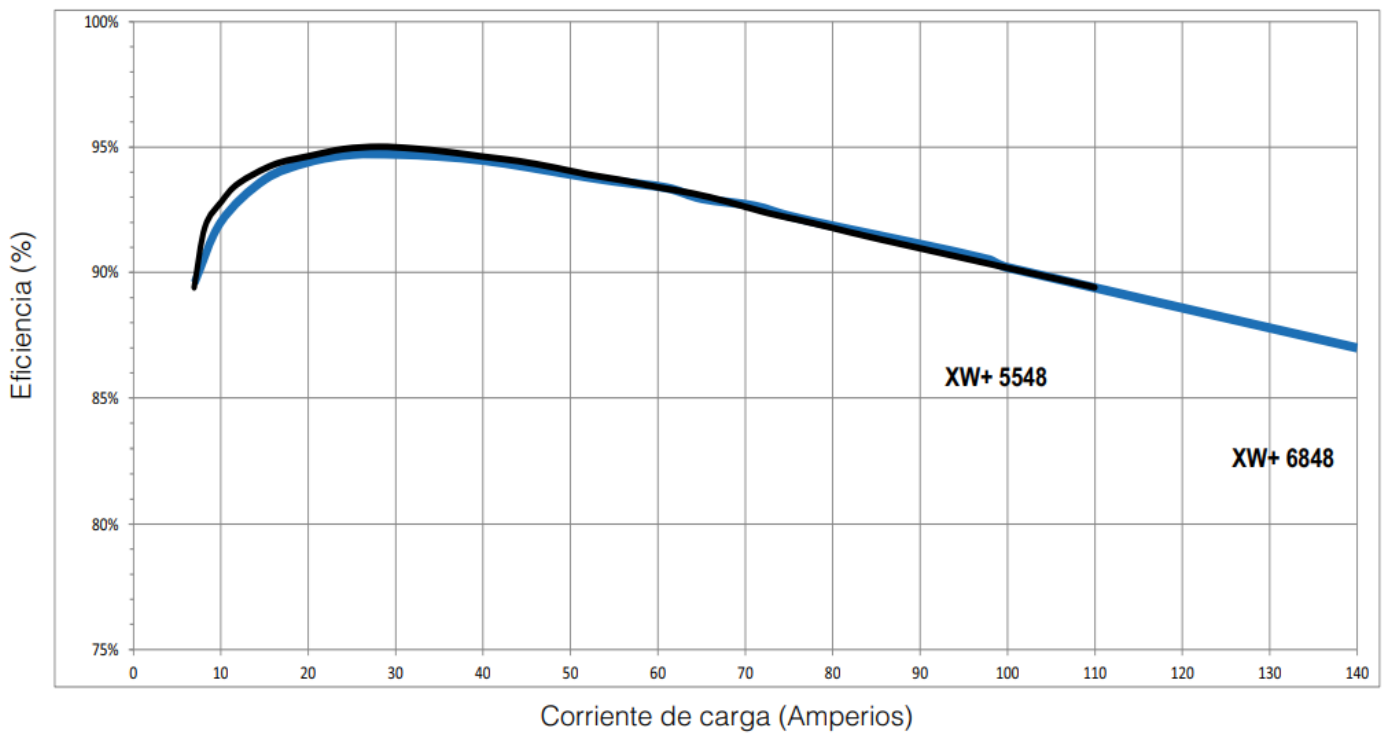


Figura 5.14: Eficiencia de carga de los inversores serie XW+. [87]

5.4.7 Configuraciones típicas de inversores isla

Las conexiones entre inversores y sus salidas dependen de la carga exclusivamente, por lo que es necesario observar todos los requerimientos que éstos necesitan. Algunas configuraciones típicas son las siguientes³⁸:

El sistema de la Figura 5.15, nos muestra dos configuraciones que se encuentran fácilmente en sistemas residenciales. Este consiste en un circuito con fase de tensión de 120 VAC para ambos, con la diferencia de que en a) se maneja menor potencia y en b) se posee un sistema de maestro – esclavo, el cual la mayoría de veces es fijo debido al costo de inversión inicial del sistema aislado.

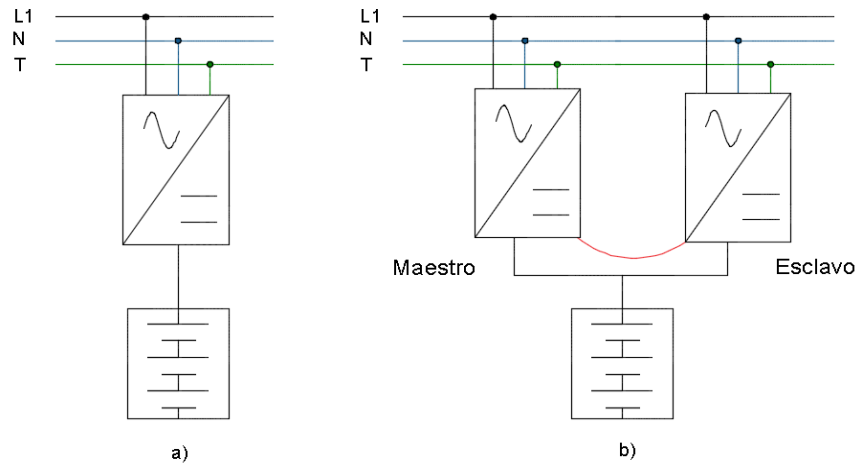


Figura 5.15. a) Configuración monofásica 120 VAC.
b) Configuración monofásica con comportamiento de maestro – esclavo.

En la Figura 5.16, se tiene un sistema más grande de cargas AC con 4 inversores, probablemente con modalidad maestro – esclavo dinámico con tensiones línea a línea de 240 VAC y línea – neutro de 120 VAC (fase partida o dividida).

Estos sistemas con cargas grandes poseen mayor tensión en baterías, en este caso, podría ser de 48 voltios sin ningún problema.

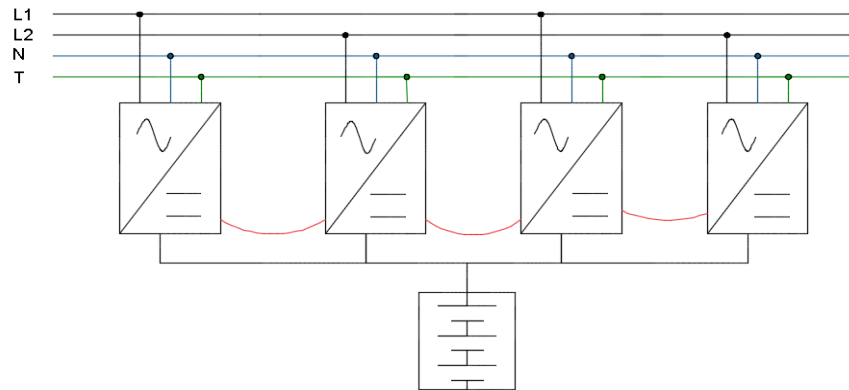


Figura 5.16. Sistema 240/120 VAC.

En la Figura 5.17, la operación de los inversores es trifásica, de tensiones 208/120 VAC u otro tipo, dependiendo de las necesidades que presenten los equipos.

Este ejemplo es a pequeña escala, pero pueden existir sistemas mucho más grandes, con más inversores y con conexión a red en caso de falla. Es importante saber que **no todos los inversores pueden conectarse en paralelo en sistemas de este tipo, siempre se deben verificar las especificaciones de estos equipos primero.**

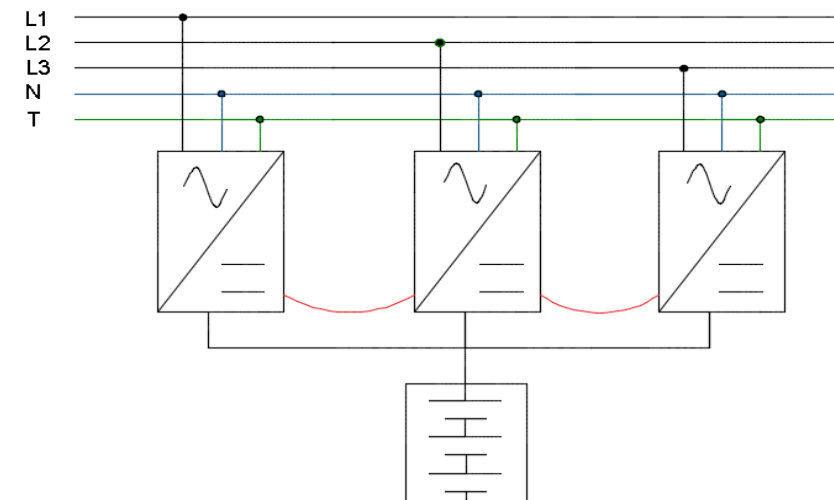


Figura 5.17. Sistema trifásico con inversores stand alone. 208/120 VAC.

³⁸ En las figuras de configuraciones típicas, los significados son los siguientes: L1, L2 y L3 son línea uno, dos y tres respectivamente (color negro), T es tierra (color verde) y N es el conductor de neutro (color azul).

5.5 Baterías en SFVA

5.5.1 Definición y breve historia

Una batería o acumulador, es un dispositivo capaz de almacenar energía eléctrica para luego suministrarla a través de reacciones químicas en su interior. La ciencia responsable del estudio de dichas relaciones y la electricidad es la electroquímica.

Los acumuladores son mecanismos compuestos por una o más celdas con 2 polos o electrodos que, al entrar en contacto con un líquido (electrolito), son capaces de provocar la liberación de electrones para formar una diferencia de potencial y una corriente directa. Estos equipos son muy utilizados en sistemas fotovoltaicos aislados por sus características de respaldo ante ausencia de la red, por lo que deben encargarse de suministrar toda la energía necesaria para la subsistencia de una residencia, por ejemplo.

La energía proveniente de los paneles en CC es dirigida mediante el controlador de carga hacia el banco de baterías, donde se almacena dicha diferencia de potencial en forma de reacciones químicas, como se mencionó anteriormente. Este proceso debe ser controlado, ya que las baterías poseen un límite de carga y descarga, el cual, si no se obedece, puede reducir considerablemente la vida útil del acumulador; es por esto que la investigación de los parámetros de dichos equipos es de interés para los SFVA.

Origen de los acumuladores.

La primera batería eléctrica fue la llamada pila voltaica, que fue dada a conocer por Volta en 1800 mediante una carta que envió al presidente de la Royal Society londinense. Se trataba de una serie de pares de discos (apilados) de cinc y de cobre (o también de plata), separados unos de otros por trozos de cartón o de fieltro impregnados de agua o de salmuera, que medían unos 3 centímetros de diámetro.

Cuando se fijó una unidad de medida para la diferencia de potencial, el voltio (precisamente en honor de Volta) se pudo saber que cada uno de esos elementos suministraba una tensión de 0.75 V aproximadamente, pero ninguno de estos conceptos se conocía entonces. Su apilamiento conectado en serie permitía aumentar la tensión a voluntad, otro descubrimiento de Volta.



Figura 5.18. Alessandro Volta, químico físico italiano.

Inventores de las baterías plomo – ácido y níquel – cadmio.



Figura 5.19. Gastón Planté, físico francés.

En 1860, Gaston Planté construyó el primer modelo de batería de plomo - ácido con pretensiones de ser un dispositivo utilizable, pero no logró convencer a la comunidad científica en un primer momento.

A finales del siglo XIX, sin embargo, la electricidad se iba convirtiendo rápidamente en una necesidad cotidiana y, cuando Planté volvió a explicar públicamente las características de su acumulador, en 1879, tuvo una recibida mucho mejor, de modo que comenzó a fabricarse y ser utilizado de manera casi inmediata, iniciándose un intenso y continuado proceso de desarrollo para perfeccionar la batería hasta la actualidad.

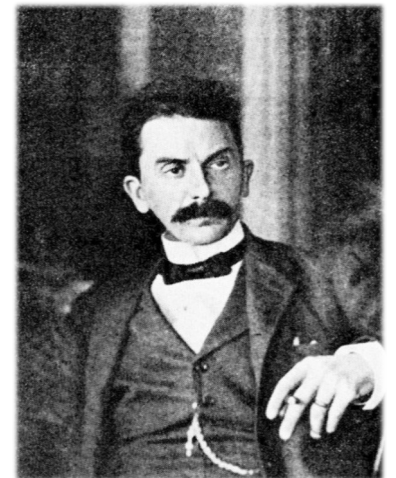


Figura 5.20. Waldemar Jungner, ingeniero sueco.

A finales del siglo XIX, sin embargo, la electricidad se iba convirtiendo rápidamente en una necesidad cotidiana y, cuando Planté volvió a explicar públicamente las características de su acumulador, en 1879, tuvo una recibida

mucho mejor, de modo que comenzó a fabricarse y ser utilizado de manera casi inmediata, iniciándose un intenso y continuado proceso de desarrollo para perfeccionar la batería hasta la actualidad.

En el caso de los acumuladores de níquel – cadmio, en el año 1899, el científico de Suecia, Waldemar Jungner inventó este tipo de batería, la cual era recargable (es decir, permite reacciones químicas reversibles). En 1908 se comenzó a comercializarse hasta este presente año 2019.

Estos dos tipos de batería serán los más importantes para la industria fotovoltaica, ya que son los que más se utilizan por sus propiedades.

La tecnología, sin embargo, no ha logrado dar el salto de producción necesario para hacer que los acumuladores bajen sus costos de producción, ya que, la alta inversión inicial en SFVA es debido a estos dispositivos, porque su precio es relativamente elevado.

Situación actual del almacenamiento de la energía.

En el año 2019, las inversiones para diferentes investigaciones han tenido sus frutos. El instituto Rocky Mountain³⁹, presentó un informe en octubre de 2019 donde sostiene las bajas en los costos de almacenamiento de energía, mediante el desarrollo de baterías tipo ion-litio.

Las inversiones realizadas y planificadas para la tecnología avanzada en baterías suman un total de \$ 150,000 millones hasta el 2023, calcula el instituto, lo que equivale a 20 dólares por cada habitante del planeta. En el primer semestre del año 2019, las empresas de capital de riesgo contribuyeron con \$ 1,400 millones a las empresas de tecnología de almacenamiento de energía. [88]

Señala el instituto Rocky Mountain que “Las inversiones impulsarán tanto las tecnologías de baterías ion-litio como los nuevos acumuladores a través de umbrales competitivos para aplicaciones de otras índoles de manera más rápida de lo provisto”.

El panorama en general para las baterías se ve alentador, ya que, muchas multinacionales están apostando por las investigaciones sobre el almacenamiento de energía.

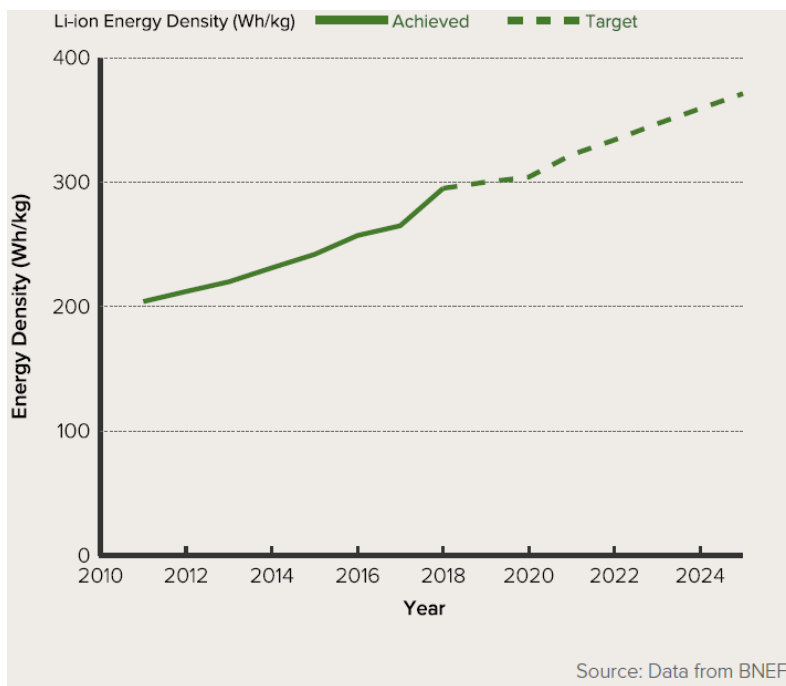


Figura 5.21. Relación de energía/kilogramos en baterías de litio - ión. Proyección para los siguientes años.

5.5.2 Baterías

5.5.2.1 Conceptos básicos y características

La terminología de los acumuladores es variada, y es necesario conocer cada especificación de estos para poder saber cómo se caracteriza una batería. Entre los conceptos más importantes tenemos:

³⁹ Rocky Mountain Institute es una organización sin fines de lucro estadounidense dedicada a la investigación, publicación, asesoramiento e impartición de clases y conferencias sobre el campo global de la sostenibilidad, con especial enfoque a innovaciones rentables y eficiencia energética.

Baterías primarias: su principal característica es que el efecto electroquímico no es reversible, es decir, no se puede volver a cargar. Están compuestas principalmente por dióxido de zinc y manganeso (llamadas alcalinas). Son desechables y poseen un proceso de auto descarga muy lento. Las aplicaciones para este tipo de baterías es poca, ya que es más rentable utilizar baterías secundarias, aunque el costo inicial sea mayor.

Baterías secundarias: son lo contrario de las baterías primarias, es decir, son recargables debido a que sus reacciones electroquímicas son reversibles. Su costo es más alto debido a que estas pueden recargarse determinados ciclos de carga dependiendo del tipo de acumulador.

Ciclo de carga: un ciclo de carga es equivalente a cargar y descargar una batería hasta cierto porcentaje establecido que veremos más adelante. Este parámetro es muy importante porque es una de las formas en las que se mide la vida útil de las baterías.

Tensión nominal de una batería: es la diferencia de potencial existente entre el polo positivo y negativo del conjunto de celdas o celda del batería proporcionado por el fabricante.

Tensión de carga: es la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone la batería a ser cargada.

Tensión de circuito abierto: es la tensión en los bornes de la batería cuando la corriente es cero (en vacío).

Capacidad de una batería: es la cantidad de corriente que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería cargada al 100%. Se mide en amperios – hora (Ah) o Wh a un tiempo de descarga.

Una batería de 100 Ah es capaz de dar teóricamente 100 amperios en una hora o 10 A en diez horas. La tensión de las baterías suele tener un voltaje de circuito abierto de 2, 6, 12, 24 V.

Régimen de descarga: Normalmente, la placa de una batería posee un dato llamado régimen de descarga (algunos les llaman también como la capacidad de la batería en C20, por ejemplo, no necesariamente debe ser 20).

El régimen de descarga de una batería expresada en C100, por ejemplo, significa que esos amperios/hora podremos extraerlos de un acumulador mientras el régimen de descarga sea tal que implique el 100% de descarga en un tiempo de 100 horas (C100). Por lo tanto, la máxima corriente de descarga para que los amperios hora nominales se aprovechen, se consigue dividiendo los amperios hora entre el régimen de descarga. [89]

Sí la batería se descarga a un régimen mayor del especificado, ésta tendrá una vida útil menor. Este hecho es debido al incremento del flujo de corriente interno de la batería. A mayor corriente, mayor velocidad en la reacción química de reducción, produciendo mayor sulfatación y cubriendo las placas internas de la batería, mermando su porosidad y la capacidad de extraer energía procedente de la reacción química.

Para una batería de 500 Ah, por ejemplo:

$$I_{C100} = \frac{\text{Capacidad de la batería}}{\text{Régimen de descarga}} = \frac{500 \text{ Ah}}{100 \text{ h}} = 5 \text{ A} \quad \text{Ecu. 5.1}$$

Siendo I_{C100} la corriente necesaria para obtener los 500 Ah de la batería. Por lo tanto, en C100 con 500 Ah, si aplicamos un consumo constante con una tasa de corriente de 5 A, durante 100 horas, tendremos que la batería será capaz de suministrar 500 Ah desde plena carga hasta agotar el 100% de la capacidad de la batería.



Figura 5.22. Baterías primarias. Su uso está limitado a un solo ciclo de carga y descarga.

Su traducción a energía es que, si la batería es de 24 voltios, el consumo será de 120 W durante las 100 horas (Ya que $24 \text{ V} \times 5 \text{ Ah} = 120 \text{ Wh}$). Lo que nos entregaría un total de energía en 100 horas (C100) de 12.0 kWh.

¿Qué sucede si el régimen de carga cambia?

Claramente, la batería puede tener una exigencia mayor que la calculada (por un cierto tiempo, aunque lo ideal sería que no fuera exigida de esa manera). Para los casos donde el régimen de descarga cambia, la capacidad de la batería se ve alterada, ya que los amperios que maneja son distintos. Para eso se utiliza la curva de la Figura 5.23, donde se puede calcular la capacidad final utilizando la siguiente fórmula:

$$C_F = C_I \cdot \frac{F_F}{F_I} \quad \text{Ecu. 5.2}$$

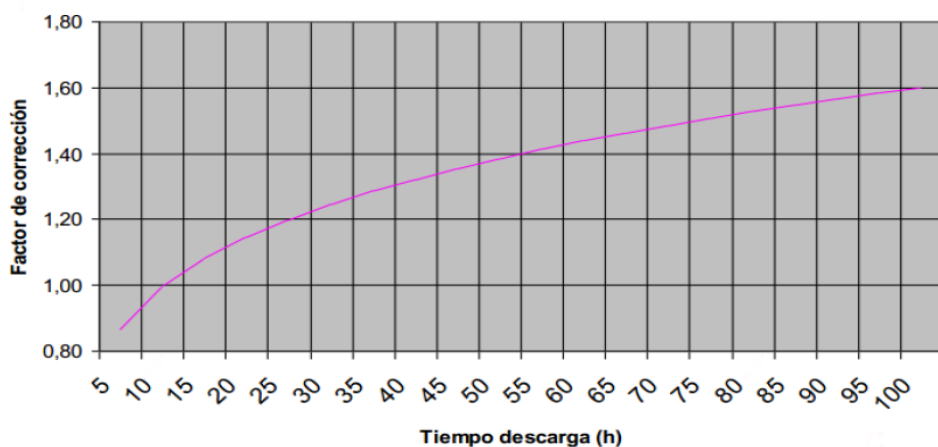
C_F: Es la capacidad final de la batería con el régimen de carga nuevo.

C_I: Es la capacidad inicial de la batería con el régimen de descarga original o inicial.

F_F: Factor de corrección del tiempo de descarga (régimen nuevo).

F_I: Factor de corrección del tiempo de descarga (régimen original o inicia).

Corrección capacidad batería



Cabe resaltar que si la misma batería se descarga a un régimen tal que implica una descarga total en menor tiempo (de C20 a C5, por ejemplo), los amperios – hora que podemos extraer serán inferiores al régimen de descarga original.

Figura 5.23: Corrección de capacidad de batería al cambiar el régimen de descarga.

Eficiencia de carga: es la relación entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada y disponible. Una eficiencia del 100% significa que toda la energía almacenada durante la carga del acumulador, puede ser utilizada durante la descarga del mismo.

Auto descarga: Como su nombre lo indica, es el proceso por el cual la batería se descarga sin estar en uso.

Estado de carga (SOC, que significa en inglés “State of charge”): es un indicador de la energía almacenada en una batería. Éste se expresa en porcentaje y varía de 0 a 100, siendo 0% el porcentaje que indica una descarga total y el 100% que se encuentra completamente cargada. El estado de carga de 0%, no implica que no quede energía en el interior de la batería, sino que indica el límite en cuál, si se continúa extrayendo energía de ella, ésta sufrirá cambios irreversibles, acortando grandemente su vida útil.

Profundidad de descarga (DOD, que significa “Depth of Discharge”): se mide en porcentaje y hace referencia a la cantidad de energía extraída de una batería en función de su capacidad nominal en cada ciclo de descarga.

Profundidad de descarga máxima: este representa el máximo valor al cual puede descargarse una batería según sus parámetros de seguridad y vida útil. También puede expresarse en porcentaje de los amperios hora totales.

Por ejemplo: si a una batería de 100 Ah la sometemos a una descarga de 20 Ah como máximo, esto representa que la profundidad de descarga máxima es del 20%. Luego de este punto, es necesario desconectar la batería y volver a cargarla, por lo general.

Estado de salud (SoH, que significa “State of Health”): cuantifica la degradación y el envejecimiento sufrido por la batería.

Curva de tiempo de uso: Algunos fabricantes incluyen las curvas de ciclos de vida. Esto se refiere a la vida útil de la batería con respecto a la profundidad de descarga con la que se trabaje. Un ejemplo de ello es Figura 5.24, donde se expresan los ciclos de vida vs la profundidad de descarga máxima.

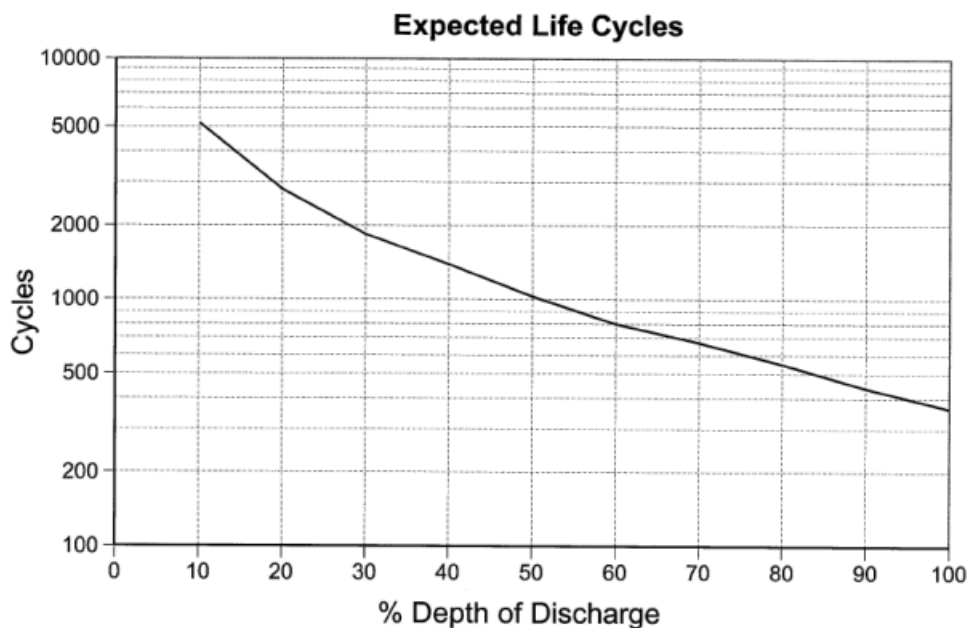


Figura 5.24: . Ciclos de vida de una batería.

Para este ejemplo puntual, para una profundidad de descarga de 10% (es decir, en el momento en que la batería alcance un estado de carga del 90%), los ciclos de vida que tendrá la batería será un total de 5000 ciclos. De la misma manera, para una profundidad de descarga de 50%, los ciclos de vida proyectados será un total de 1000 ciclos.

Descargas superficiales: son las descargas que no sobrepasan el 20% de la capacidad de la batería al ser usadas. Se considera que una descarga profunda llega hasta el 80% de la capacidad de la batería, es decir, 20% de PD.

Tensión residual: a medida la batería se descarga, su tensión desciende. Cuando el acumulador está descargado totalmente, entonces aparece la tensión mínima, es decir, la tensión residual de la batería en sus bornes.

IMPORTANTE: Cuanto menos profundos sean los ciclos de carga y descarga, mayor será la duración de la batería. Éstas nunca deben llegar a descargarse completamente. Las profundidades de descarga que pueden alcanzar los acumuladores dependen exclusivamente de los datos del fabricante.

5.5.2.2 Partes de una batería

Las partes básicas de las baterías [90] son las señaladas en la Figura 5.25:

Cubierta superior: Es prácticamente la cubierta que tapa un posible contacto del electrolito o celdas con el exterior, para que no tenga contacto con polvo u otros agentes externos.

Tapones: Estos tapones pueden ser de rosca o presión y son puestos en cada celda donde se encuentran los mono-bloques de la batería. Algunos acumuladores traen tapones extra como medida de seguridad, por si el gas producido por los procesos electroquímicos llegar a concentrarse mucho y explotara.

Caja: Fabricada en polipropileno copo limero de alta resistencia. Su función es soportar o contener todos los componentes que permiten el proceso electroquímico de la batería.

Placas Positivas: Son el resultado de empastar una rejilla de una aleación de plomo con una pasta o material activo compuesta por peróxido de plomo y ácido sulfúrico. (La rejilla sostiene el material activo⁴⁰ y conduce la energía eléctrica).

Placas Negativas: Unión de una rejilla de una aleación de plomo con una pasta compuesta por plomo esponjoso y ácido sulfúrico.

Separador: Fabricado en polietileno micro-poroso el cual no se corroe con el ácido; impide la conducción metálica entre las placas de polaridad opuesta, al mismo tiempo que permite la conducción electrolítica.

Tanto las placas positivas como las negativas se intercalan y entre cada placa positiva y negativa se coloca un separador. A este conjunto así formado se le denomina grupo.

Los grupos van interconectados en serie, de tal manera que las placas positivas de uno quedan conectadas con las negativas del otro y así sucesivamente. En nuestro proceso de fabricación, la placa negativa metal expandido garantizando mayor productividad y calidad, una alta inversión con la última tecnología.

Electrolito: Compuesto de ácido sulfúrico y agua destilada. Es uno de los elementos químicos que forma parte de la reacción electroquímica de la Batería. Es necesario usar el electrolito proporcionado con las Baterías y no otro, ya que se necesita una densidad y existencia de pureza determinada.

5.5.2.3 Clasificación de baterías según el tipo de descarga

Automotrices: Capaces de producir grandes corrientes durante breves lapsos de tiempo y pocos ciclos, se utilizan en automóviles, posee electrodos o placas muy finas para producir grandes corrientes, lo que implica tiempos de vida muy cortos.

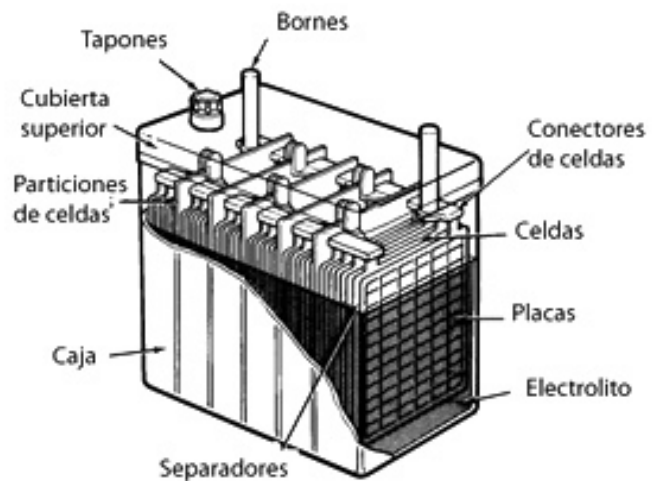


Figura 5.25.. Partes básicas de una batería.

⁴⁰ Entiéndase por material activo como los productos químicos que componen los componentes de los electrodos positivos, negativo y electrolito.

Estacionarias: Son de descarga profunda, proveen corrientes altas en largos períodos de tiempo. Sin embargo, no aceptan muchos ciclos de carga/descarga. Se aplican en UPS para desconexiones momentáneas de la red por períodos largos, pero no frecuentes.

De descarga profunda: Producen corrientes grandes durante períodos largos, y gran cantidad de ciclos de vida. En estas baterías se han diseñado electrodos gruesos para que puedan ser cargadas y descargadas frecuentemente.

Tracción: Aplicaciones con alta profundidad de descarga, la batería suministra energía para movimientos mecánicos, montacargas, carros de golf.

De uso en sistemas fotovoltaicos: Aplicaciones con descargas diarias intermitentes, con fuente de recarga solar, se considera una batería de aplicación ciclada (es decir, que requiere muchos ciclos de vida).

5.5.2.4 Circuito equivalente

Una batería posee varias impedancias internas. La Figura 5.26, nos muestra cómo están arregladas dichas impedancias. Sus significados son los siguientes:

Rm: es la resistencia metálica que abarca a las uniones entre placas y bornes de las baterías.

Ra: es la resistencia electroquímica, aportada por el electrolito (ácido sulfúrico y agua en muchos casos en particular en SFVA) y los separadores de placa.

Cb: es la capacitancia formada por las placas de la batería en paralelo con un valor promedio de 1.3 a 1.7 micro faradios por cada 100 amperios – hora de capacidad de carga.

Ri: es la resistencia no lineal que se origina entre las placas y el electrolito.

Cuando la batería es de nueva fabricación, la impedancia se compone de la suma de los siguientes elementos:

- Las terminales en un 12% de la impedancia total.
- Las correas y los puestos de alrededor del 25%.
- Las propias placas en un 40%.
- Los separadores en torno al 1%.
- El electrolito de un 15%.
- El saldo restante se compone de otros elementos menores.

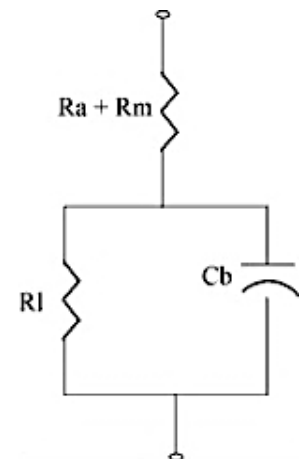


Figura 5.26. Circuito equivalente de una batería. Impedancia interna.

5.5.2.5 Ciclo de carga y descarga y métodos de carga

5) Curva característica de carga.

Durante la carga de una batería, se pueden denotar varias zonas como las señaladas en la Figura 5.27. En este caso, se trata de una batería del tipo plomo – ácido ya que nos interesa su aplicación en los SFVA, aunque los procesos y curvas de otras baterías es similar (cada batería posee sus curvas de carga y descarga con los puntos importantes a evaluar, **es un error generalizar**).

- **Carga normal:** en esta fase, la tensión aumenta lentamente, de forma casi lineal con el tiempo, como se observa en la zona I de la Figura 5.27.

- **Sobrecarga:** en este punto, la tensión aumenta de una manera más abrupta como se muestra en la zona II de la figura. La materia escasea y se desprende H_2O . Hay pérdida del electrolito y oxidación de la rejilla positiva.
- **Flotación:** la batería está cargada completamente y mantiene su tensión final. Es la zona número III señalada en la Figura 5.27.

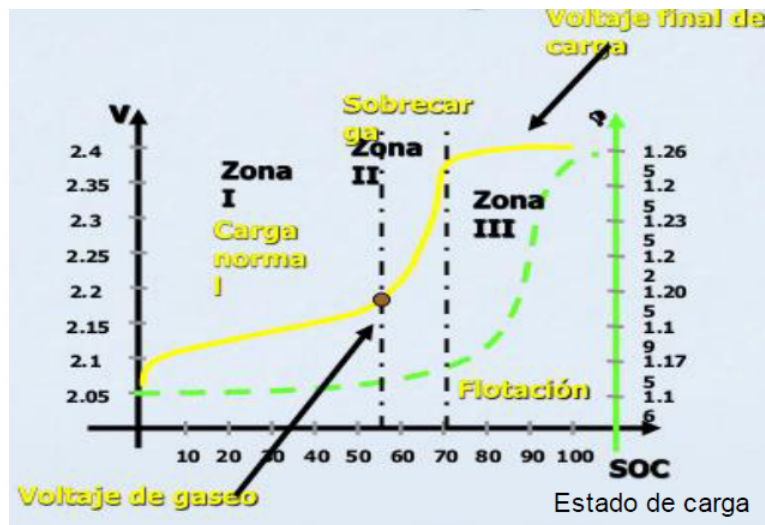


Figura 5.27. Estado de carga o curva característica de la batería.

6) Curva característica de descarga.

Las zonas importantes a destacar son:

Zona de transición: en esta zona se da la activación, que es cuando la batería es sometida a suministrar carga estando en su tensión máxima (idealmente).

Zona de trabajo: la batería suministra su capacidad durante toda esta zona de la curva, como se observa en la Figura 5.28.

Zona de agotamiento: la batería posee un punto de colapso, que es donde su tensión comienza a descender bruscamente debido a los procesos químicos que conlleva. Es importante aclarar que esta tensión nunca llegará a ser cero eléctricamente hablando, sino químicamente.

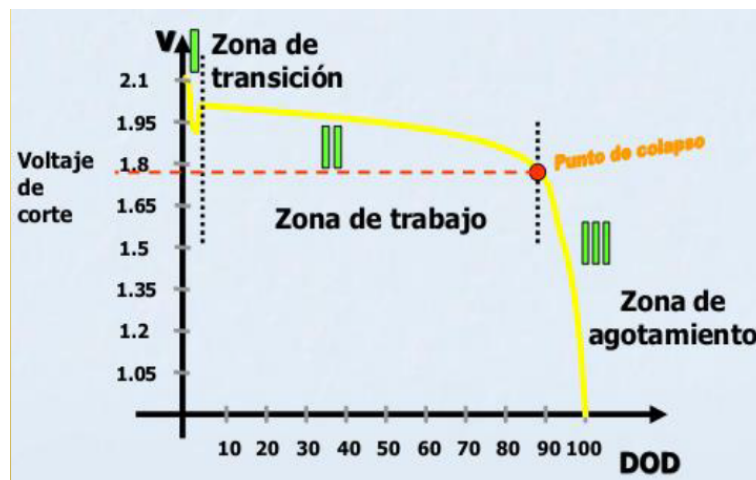


Figura 5.28. Curva característica de descarga.

Métodos de carga.

Los métodos de carga funcionan según las especificaciones del fabricante, el cual proporciona casi siempre el cargador para su tipo de acumulador, sin embargo, si un cargador existente quiere ser utilizado, es necesario leer la hoja de datos de la batería para no exceder la corriente de carga de estos, además de identificar el tipo de batería (ya que algunos cargadores necesitan este dato).

Entre estos se pueden distinguir los siguientes:

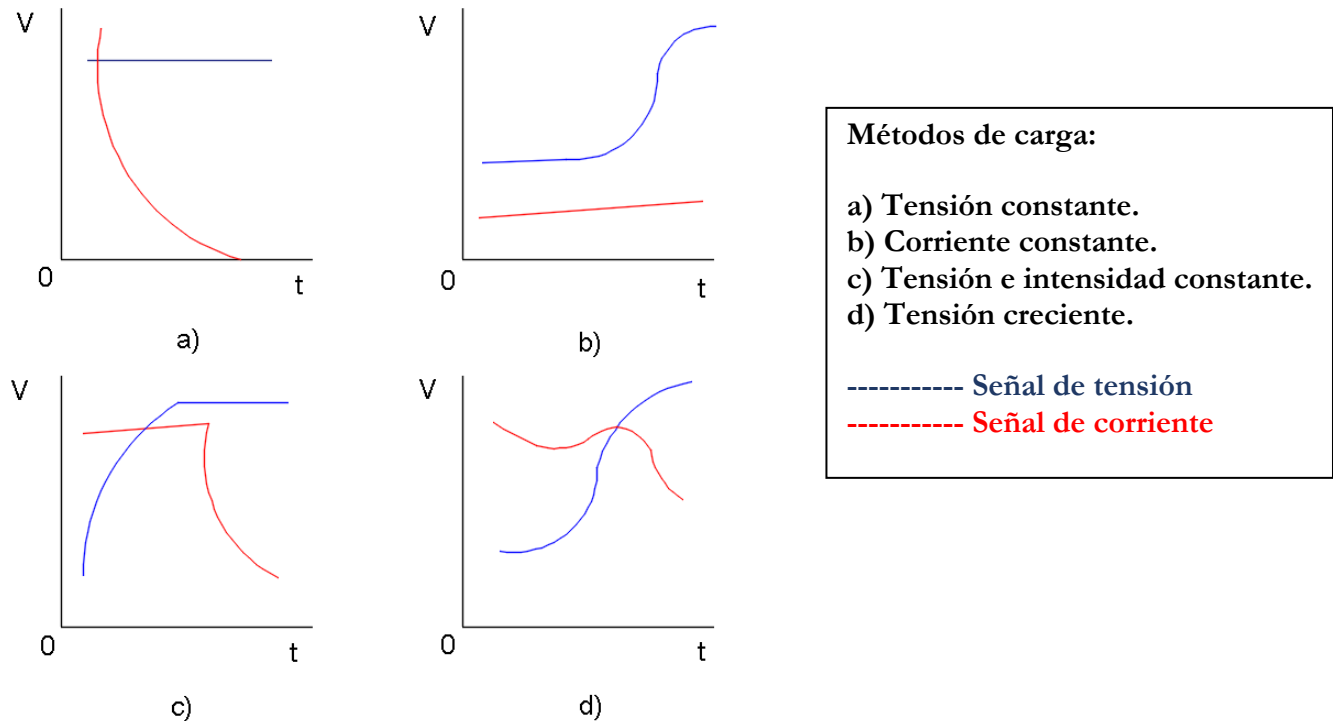


Figura 5.29: Métodos de carga de acumuladores.

a) Método de carga a tensión constante:

Se realiza a un valor fijo de tensión y la intensidad disminuye a medida que se carga, siguiendo la trayectoria indicada en la figura x. Es riesgoso utilizar un valor muy alto de tensión sin controlar la temperatura, ya que puede producir un fenómeno llamado **embalamiento térmico**, el cual consiste en un aumento de temperatura que disminuye la resistencia interna y un aumento de intensidad, que produce efecto Joule que también aumenta la temperatura y así sucesivamente hasta que el acumulador desprende una explosión.

b) Método de carga a intensidad constante:

Las curvas de tensión e intensidad siguen la trayectoria que se indica en la figura x. Este método es útil cuando se conoce la capacidad que ha suministrado la batería y de esta forma calcular la capacidad a restituir. Siempre debe existir un método de desconexión automática por tiempo de carga.

c) Tensión e intensidad constante:

Este método hace que el acumulador se cargue a intensidad constante hasta alcanzar la tensión de gasificación. A partir de este punto, la tensión permanece constante y la intensidad va disminuyendo poco a poco como se observa en la figura x. Permite reducir el tiempo de carga ya que, la intensidad puede ser alta al tener una tensión constante, minimizando daños de gaseo.

d) Tensión creciente:

Para cargar la batería, se disminuye la intensidad a medida se aumenta la tensión como se indica en la figura x. La carga se realiza con un alto valor de corriente y cuando se alcanza la tensión de gasificación previamente fijada, se reduce a la mitad. Se aplica mucho en baterías de aplicación de tracción.

5.5.3 Baterías plomo – ácido

5.5.3.1 Principio químico y funcionamiento

Entre los elementos de la batería:

- Óxido de plomo.
- Plomo.
- Ácido sulfúrico y agua.

Tienen lugares las reacciones electroquímicas, en el cual, durante el proceso de carga, el sulfato de plomo (II) (que está en la disolución que es ácido sulfúrico, por lo que tenemos sales que son sulfato) capta electrones y es reducido a plomo metal y se forma óxido de plomo (IV) (PbO₂).

Durante la descarga se invierten los procesos, el óxido de plomo (IV) es reducido a sulfato de plomo (II) mientras que el plomo elemental es oxidado para dar igualmente sulfato de plomo (II).

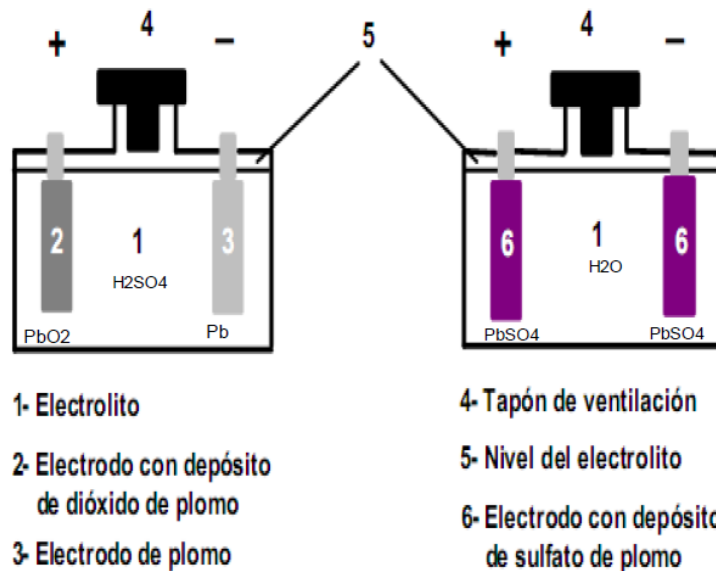
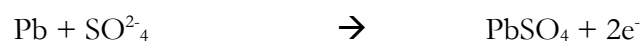


Figura 5.30: Materiales activos en la batería.

Teniendo en el cátodo:



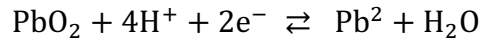
Y para el ánodo:



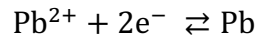
La batería deja de funcionar cuando el sulfato de plomo forma cristales muy grandes, que ya no responden de manera adecuada a los procesos indicados.

El electrodo de plomo (Pb) actúa como polo negativo (ánodo), en tanto que el de dióxido de plomo (PbO₂) lo hace como positivo (cátodo). El voltaje de trabajo corresponde a la tensión electroquímica, la suma del voltaje eléctrico y del químico.

La tensión eléctrica es la diferencia entre el voltaje de cada electrodo. El voltaje de cada uno de ellos se mide con respecto a una referencia cero (H₂). El potencial eléctrico se calcula entonces por cada mono-bloque que compone la batería de plomo ácido:



$$V_{\text{PbO}_2} = 1.455 \text{ V}$$



$$V_{\text{Pb}} = -0.122 \text{ V}$$

$$V_{\text{PbO}_2} - V_{\text{Pb}} = 1.455 - (-0.122) = 1.577 \text{ V} \quad \text{Ecu. .3}$$

El potencial químico depende exclusivamente del electrolito. Se puede decir que:

- El electrolito tiene una concentración que varía con el estado de la batería.
- Cuando la batería está completamente cargada la concentración es máxima.
- Cuando la batería está completamente descargada la concentración es mínima.
- La concentración máxima corresponde a un 31.5% de H₂SO₄.
- La concentración mínima corresponde a un 19.5% de H₂SO₄.
- El potencial químico para cada concentración se obtiene de la ley de Nernst.

Esta ley se basa en la siguiente expresión:

$$PQ = \frac{R \cdot T}{N \cdot F} \ln C \quad \text{Ecu. 5.4}$$

Dónde PQ es el potencial químico, R es la constante de los gases, T es temperatura absoluta en kelvin, C es el cociente de reacción, F es la constante de Faraday y N el # de moles.

El potencial químico equivale a:

$$\text{Potencial}_{\text{Químico máx}} = \frac{-R \cdot T}{N \cdot F} \cdot \ln(C) = 0.502$$

$$\text{Potencial}_{\text{Químico mín}} = \frac{-R \cdot T}{N \cdot F} \cdot \ln(C) = 0.058$$

Por lo tanto, el potencial electroquímico es:

$$V_{\text{Máx}} = 1.577 + 0.502 = 2.079 \text{ V}$$

$$V_{\text{Mín}} = 1.577 + 0.058 = 1.635 \text{ V}$$

En la práctica, el electrolito nunca se agota y el potencial químico se aproxima a 0.207, por lo tanto:

$$V_{\text{Mín}} = 1.577 + 0.207 = 1.784 \text{ V}$$

O su equivalente en baterías de 12 V, el cual es 10.704 V (6 mono-bloques de 2 V en serie)

5.5.3.2 Efecto de la temperatura en las baterías

Es un hecho que las baterías funcionan mejor a temperatura ambiente, y cualquier desviación hacia los cambios calientes y fríos provoca una variación en el rendimiento y / o la longevidad de las mismas. No debemos olvidar que una batería funciona gracias a una reacción química y, como cualquier reacción química la temperatura le afecta sustancialmente.

Una batería a temperaturas elevadas mejora el rendimiento mediante la reducción de la resistencia interna y la aceleración de la velocidad de reacción química, pero tal condición acorta la vida de servicio si se permite que continúe durante un largo período de tiempo debido a que, en estas condiciones, también se acelera la corrosión provocada por el electrolito (ácido sulfúrico).

Por el contrario, temperaturas frías aumentan la resistencia interna y disminuyen la capacidad. Las baterías que ofrecerían una capacidad de 100% a 25°C por lo general entregarán sólo el 60 por ciento a -18°C. La disminución de la capacidad es lineal con la temperatura. [91].

Temperatura del electrolito (°C)	Reducción de vida útil (%)
25	0
30	30
35	50
40	65
45	77
50	87
55	95

Tabla 5.2. Influencia de la temperatura en la vida útil de la batería.

5.5.3.3 Clasificación de las baterías plomo – ácido

Las baterías Plomo-Acido pueden subdividirse teniendo en cuenta distintos criterios de selección. Sin intentar cubrir todas las alternativas, los criterios de selección más importantes son:

- Por tipo de placas.
- Por tipo de aleación.
- Por tipo de mantenimiento requerido.
- Por tipo de electrolito.
- Por el uso.

a) Por tipo de placas.

- Placas Planas empastadas.
- Placas Tubulares.
- Placas Planté.

b) Por tipo de aleación.

- Aleaciones de Plomo-Antimonio
- Aleaciones de Plomo-Selenio
- Aleaciones de Plomo-Calcio

c) Por Tipo de Mantenimiento Requerido.

- Mantenido: Si es de alto contenido de antimonio.
- Bajo mantenimiento: Si es de plomo-selenio.
- Libre mantenimiento: Si es de Plomo-Calcio.
- Sin atención: Si es sellada.

d) Por Tipo de Electrolito.

Existen dentro de las baterías de Plomo-Ácido tres tipos de estados del electrolito, el cual es siempre una solución de ácido sulfúrico diluido en agua destilada. El electrolito puede estar en estado:

- Líquido.
- Gelificado (VRLA - GEL).
- Absorbido (VRLA - AGM).

El electrolito líquido. Puede tener distintas densidades entre 1215 g/l y 1.300 g/cm³. El valor de densidad está definido por el conjunto de varios factores, pero unos de los más importantes es el volumen del contenedor. Dado que para una cantidad de material activo determinada hace falta una cantidad definida de ácido absoluto, en función del volumen total disponible para el electrolito se definirá la densidad necesaria del mismo. Otros factores que entran en consideración son las temperaturas y el uso.

Estas baterías requieren mantenimiento de reposición de agua desmineralizada, solo se instalan con los bornes en posición vertical, deben tener una sala separada con renovación de aire debido a los gases desprendidos que libera.

El electrolito gelificado. Es uno de los dos sistemas que existen para la fabricación de baterías selladas (VRLA⁴¹). Cabe destacar que una batería es sellada, no por el empleo del electrolito gelificado (el que permite que se realice la recombinación gaseosa), sino por el uso de la aleación de Plomo-Calcio, que, dado el bajo nivel de gasificación, permite que se pueda realizar dicha recombinación. El gel se logra a través de la mezcla del electrolito con una sílica amorfa dando como resultado un compuesto de la consistencia de un gel.

Las celdas de Gel son similares a las de electrolito absorbido, ya que el electrolito también se encuentra suspendido. Sin embargo, en las baterías de electrolito absorbido, el electrolito sigue siendo líquido. Por el contrario, el electrolito de una batería de Gel, tiene un aditivo de sílice (desecante) que hace que el electrolito se solidifique. Los voltajes de carga para las baterías de Gel, son un porcentaje menores que para el resto de las baterías de plomo-ácido y además son muy sensibles a la sobrecarga, por lo que el uso de cargadores y descargadores debe configurarse antes de utilizarlos en este tipo de batería.



Figura 5.31. Ejemplo de batería de electrolito líquido.



Figura 5.32. Ejemplo de batería de electrolito gelificado.

⁴¹ Las baterías VRLA son baterías libres de mantenimiento, las cuales son selladas y no necesitan ventilación. Estos se dividen en dos tipos, que son de electrolito gelificado (GEL) y las de electrolito absorbido (AGM).

Si no se utiliza el cargador adecuado, la capacidad de la batería se reducirá significativamente y el fallo prematuro estará asegurado. Estas baterías son ideales para llegar a una profundidad de descarga muy alta y tienen una duración mayor en climas calurosos.

El electrolito absorbido (AGM). Es el otro sistema existente para la fabricación de las baterías selladas. En este caso, el electrolito está absorbido por el separador, el cual está compuesto por una fibra de vidrio microporosa que mantiene suspendido el electrolito, y permite la recombinación gaseosa.

Se consigue la mayor eficiencia si se carga la batería antes de llegar a una profundidad de descarga del 50%. La auto descarga es muy baja.

e) Según su uso.

En este tipo de clasificación tendremos:

- 1) **Baterías de arranque** destinadas al arranque de motores.
- 2) **Baterías de tracción** para entregar energía utilizada directamente para dar movimiento a un equipo, como ser una carretilla eléctrica, una locomotora de minas, un carro de golf, etc.
- 3) **Baterías para energía solar y eólica.** Almacenan energía eléctrica como resultado de la transformación de la energía solar o eólica.
- 4) **Baterías estacionarias** para usos en comunicaciones, señalamientos, alarmas, iluminación, accionamiento, etc.
- 5) **Baterías para U.P.S.** para altas corrientes instantáneas o descargas menores de 60 minutos.

5.5.3.4 Comparación entre baterías de plomo – ácido y níquel – cadmio.

En el momento de selección del tipo de baterías para los SFVA, la comparación es inevitable, ya que las condiciones requieren evaluar las ventajas y desventajas entre estos dos grupos. Las baterías que compiten en una escala no tan grande con las de plomo – ácido, son las de níquel – cadmio, por lo que la comparativa será de estos dos tipos.

Conforme a las baterías plomo – ácido y níquel – cadmio, podemos decir las siguientes afirmaciones:

- La vida útil y la capacidad y profundidad de ciclado de las baterías níquel – cadmio es mayor a las de plomo – ácido, además de que no producen gases corrosivos.
- Ambas baterías poseen un desempeño excelente cuando se trata con una descarga a corrientes altas durante tiempos breves.
- En el tema de temperaturas, cuanto más baja sea, el desempeño de las baterías Ni-Cd aventaja ampliamente a las de plomo – ácido, el cual disminuye casi un 50% en desempeño.
- La curva de tensión en una descarga es más plana para en una batería Ni-Cd, por lo que se aprovecha durante mayor tiempo.
- Las baterías de plomo-ácido poseen un mayor rendimiento, ya que se requiere reponer una cantidad menor de amperios-hora para los mismos Ah descargados.
- En seguridad industrial y mantenimiento, las baterías de Ni-Cd son ampliamente superiores a las de plomo – ácido.



Figura 5.33. Ejemplo de batería tipo AGM.

- El volumen o espacio ocupado es menor en baterías plomo ácido selladas que en baterías níquel cadmio.
- El auto descarga en Ni-Cd es del 5%, en cambio en Pb – ácido es del 3 al 4%.

Con lo anterior mencionado, falta mencionar un aspecto importante para todos los usuarios de sistemas fotovoltaicos aislados, el cual es el precio.

La mayoría de sistemas no son muy exigentes, como los residenciales, por ejemplo. Es por esto que, al tener un menor costo las baterías de plomo-ácido, éstas se escogen la mayoría de las veces, salvo existan las siguientes condiciones en el lugar de la instalación:

1. Existen muy bajas temperaturas en el lugar de instalación de las baterías.
2. Permanecen poco tiempo parcialmente descargadas.

Estas dos condiciones favorecen la adquisición de baterías Ni-Cd. **Solo en este contexto es justificable su instalación.**

5.5.4 Corriente de cortocircuito y protecciones para banco de baterías

La corriente directa presenta mayores problemas que la corriente alterna en lo referente a la interrupción de corrientes de valor elevado. En corriente alterna, se produce un paso por cero de la corriente en cada semiperíodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito bajo carga; en cambio, en corriente directa no existe este fenómeno y para que se produzca la extinción del arco es necesario que la corriente de cortocircuito disminuya hasta anularse.

El valor de la corriente de cortocircuito puede ser calculado utilizando la siguiente expresión:

$$I_{CCKTO} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{R_i} \quad \text{Ecu. 5.5}$$

Donde:

$V_{m\acute{a}x}$: es la tensión máxima de carga (tensión en vacío). Sucede cuando la batería está cargada al 100% y no posee ninguna carga conectada.

R_i : es la resistencia interna de los elementos que constituyen el acumulador.

La resistencia interna se calcula a través de la característica de descarga que se obtiene por ensayos según las normas IEC60896 – 1 o IEC 60896 – 2.

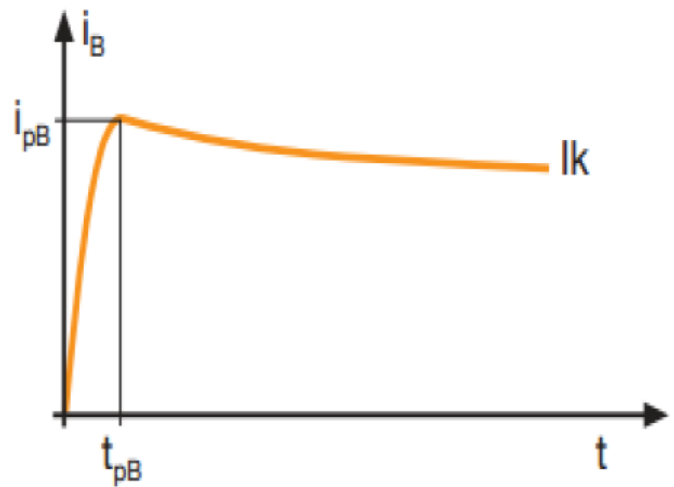


Figura 5.34. Curva de corriente de cortocircuito en una batería.

En la Figura 5.34, se observa la curva característica de la corriente de cortocircuito suministrada por una batería Pb – ácido estacionario. Como se aprecia, una vez transcurrido el tiempo t_{pb} (tiempo necesario para alcanzar el pico de corriente i_{pb}), el valor del cortocircuito comienza a disminuir hasta un régimen casi permanente.

Estas corrientes de cortocircuito son bastante elevadas y pueden producir un accidente fácilmente, por lo que siempre se recomienda utilizar algún mecanismo de protección que limite la corriente de falla o cortocircuito.

Algunos valores típicos de la resistencia interna de baterías son los siguientes:

Especificación	Tensión (V)	Capacidad (Ah)	Resistencia interna (mΩ)
GT12-4	12	4.2	35
GT12-7	12	7	20
GT12-18	12	18	16
GT12-40	12	40	9.5
GT12-100	12	100	5
GT12-200	12	200	4

Tabla 5.3. Valores típicos de resistencia interna de baterías según sus capacidades.

Al incrementarse la capacidad de una batería, se reduce el valor de la resistencia interna. La resistencia interna de una batería, o de una celda, no es constante, varía con la edad de la batería y el tipo de servicio que haya brindado.

Para un acumulador, el aumento de la resistencia interna, indica que su capacidad en Ah ha disminuido. El incremento de resistencia interna solo se relaciona con el envejecimiento y brinda algunas indicaciones de posibles fallos.

Una forma de controlar las corrientes de cortocircuito en los arreglos de baterías, es utilizar fusibles limitadores de corriente.



Figura 5.35. Ejemplo de Fusible limitador de corriente tipo NH.

Estos tipos de fusible son de alta capacidad de ruptura, más comúnmente conocido como fusible NH (el nombre proviene de sus siglas del alemán, Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen, o NH-Sicherungen), y se caracteriza por tener una alta capacidad de ruptura o de corte frente a las corrientes de cortocircuito.

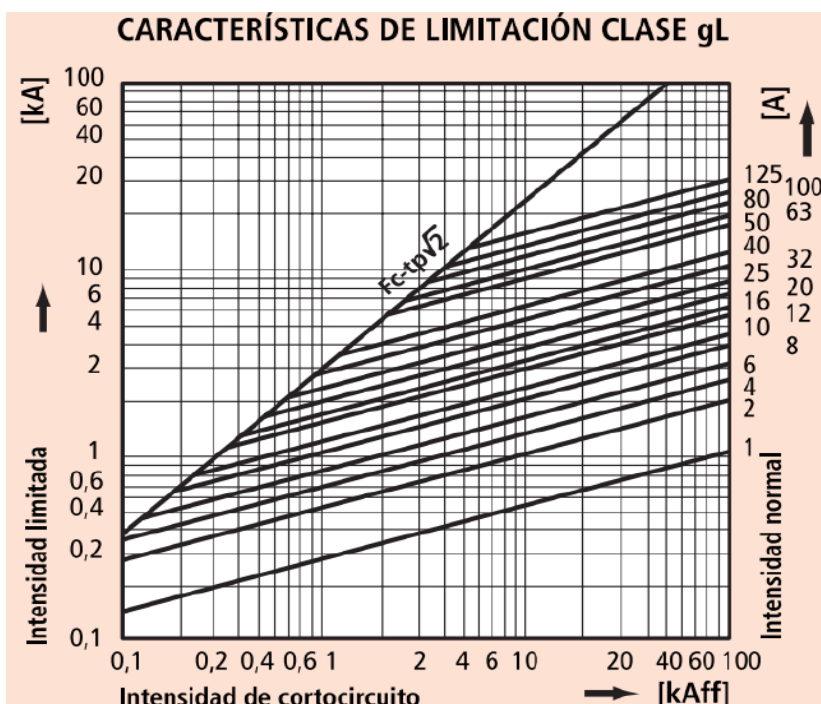


Figura 5.36. Gráfico de fusibles limitadores de corriente clase gL.

Estos fusibles deben ser dimensionados de manera eficiente. Para tal objetivo, se utiliza la gráfica de la Figura 5.36, la cual se usará para ejercicios y ejemplos de este capítulo.

NOTA: la gráfica es de carácter ilustrativo. Los fabricantes de fusibles limitadores para aplicaciones fotovoltaicas deben proveer sus propias curvas. Para efectos de ejemplificar su uso, en el apartado de ejercicios se hará referencia a la Figura 5.36.

5.5.5 Normas relacionadas a las baterías plomo – ácido

A continuación, se hace una referencia a las normas que se refieren al desempeño, ensayos, instalación, mantenimiento, etc. de baterías industriales de plomo – ácido.

La norma internacional más reconocida en relación a baterías industriales de plomo – ácido es la IEC 896, también llamada como IEC 60896 y EN 60896. Dicha norma tiene dos partes: la primera, IEC 60896 – 1, se refiere a baterías plomo – ácido abiertas o ventiladas, y la segunda, IEC 60896 – 2, se refiere a baterías selladas.

Las más destacadas son la ya mencionada IEC y la IEEE. La diferencia más importante entre estos dos estándares, se relaciona con la forma de evaluar la capacidad, aunque los resultados suelen ser, en la mayoría de los casos, compatibles entre ellos.

En ambos casos, se trata de baterías estacionarias. A continuación, se brinda un cuadro resumen donde aparecen estas normas resumidas, pero, además, otras normas relacionadas, con el fin de realizar comparativas entre ellas para así poseer un criterio más completo en el panorama internacional.

La tabla 5.4 hace referencia a todas las normas relacionadas con los requerimientos de las baterías industriales de plomo – ácido [92].

NORMA	CONTENIDO
IEC 60896-1	Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías de plomo - ácido del tipo ventiladas. Importante cuando se realizan ensayos de capacidad nominal, adaptación al funcionamiento a tensión de flote, ciclado, retención de carga, resistencia interna y corriente de cortocircuito.
IEC 60896-2	Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías de plomo - ácido del tipo VRLA.
IEC 61056-1	Requisitos generales y características funcionales para baterías VRLA de plomo - ácido portátiles.
IEC 60254	Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías de plomo - ácido para uso en tracción eléctrica. Dimensiones de celdas y bornes.
BSI 6290-1	Especificación de requisitos generales de baterías de plomo - ácido estacionarias del tipo ventiladas.
BSI 6290-4	Idem para baterías reguladas por válvula.
IEEE - 450 e IEEE 1188	Normas para baterías ventiladas y su similar para baterías selladas. Trata sobre mantenimiento, esquema de ensayos, procedimientos para realizar los ensayos, criterios de reemplazo de una batería, reciclado y disposición al final de la vida útil, además de anexos donde se encuentran diversos factores de corrección relacionados con la temperatura.
IEEE 484 - IEEE 485	Contiene las prácticas recomendadas para dimensionar y diseñar la instalación de baterías de plomo - ácido estacionarias cuya carga es variable. Incluye ejemplos de aplicación.
IEEE 937	Prácticas recomendadas para instalación y mantenimiento de baterías plomo - ácido para sistemas fotovoltaicos.
IEEE 1013	Práctica recomendada para dimensionar baterías de plomo - ácido para sistemas fotovoltaicos. Además de la teoría incluye hojas de trabajo sumamente útiles para realizar diseño.
IEEE 1189	Es un complemento de la norma IEEE 1188 y contiene una guía para la selección de baterías VRLA para aplicaciones estacionarias.
240-500-507	Procedimientos de ensayo de tipo para acumuladores ácidos estacionarios ventilados.
240-500-509	Procedimientos de ensayo de tipo batería de plomo - ácido reguladas por válvula (VRLA).

Tabla 5.4. Normas referentes a baterías. Selección, mantenimiento, resistencia interna, adaptaciones, etc.

5.5.5.1 Algunos ejemplos de baterías plomo ácido

Características de baterías estacionarias BAE para aplicaciones fotovoltaicas, con especificaciones de resistencia interna, corriente de cortocircuito, capacidades, etc. [93].

CARACTERÍSTICAS

Modelo	Capacidad Nominal C10 1,80 V/C Ah	Capacidad Nominal C100 1,80 V/C Ah.	Capacidad Nominal C120 1,80 V/C Ah	I	b/w	H*	Peso vaso inc. Acido	Resistencia interna Ohm.	Corriente cortocircuito kA	Polos
2 PVS 140	111	143	144	105	208	420	14,5	1,52	1,37	1
3 PVS 210	167	215	217	105	208	420	16,4	1,06	1,96	1
4 PVS 280	223	287	289	105	208	420	18,0	0,84	2,46	1
5 PVS 350	279	359	361	126	208	420	21,7	0,70	2,98	1
6 PVS 420	334	431	434	147	208	420	25,7	0,60	3,47	1
5 PVS 550	389	496	500	126	208	535	28,8	0,57	3,61	1
6 PVS 660	467	595	601	147	208	535	34,0	0,49	4,18	1
7 PVS 770	544	694	700	168	208	535	39,1	0,44	4,69	1
6 PVS 900	665	877	888	147	208	710	47,4	0,47	4,41	1
7 PVS 1050	777	1020	1033	215	193	710	61,5	0,36	5,66	2
8 PVS 1200	886	1160	1178	215	193	710	65,4	0,32	6,35	2

Placa positiva	Placa tubular protegida con una funda solida de rejilla de polyester y bajo contenido en antimonio, la dotan de una solida resistencia a la corrosión.
Placa negativa	Placa tipo rejilla con una aleación con bajo contenido en antimonio con un material expandible de larga duración.
Separación	Separador micro poroso
Electrolito	Ácido sulfúrico con una densidad de 1.24 kg/l a 20 °C
Contenedor	Transparente, y de alta Resistencia a los impactos.
Tapones	Tapones con laberinto para recuperar el gas, opcionalmente se pueden suministrar tapones cerámicos
Bornes	Protegidos al 100% contra el gas y electrolito, revestimiento plástico
Protección	IP 25 conforme a la norma EN 60529, protección contra contactos conforme a la norma VBG 4

Baterías marca TROJAN, de tipo GEL o AGM.

TIPO	V	MIN. CAP. RESERV. 25 A	CCA -18°C (SAE)	CAPACIDAD AH			MEDIDAS MAX (mm)			PESO KGS
				5 H	20 H	100 H	L	A	H	
24 - GEL	12	147	330	66	77	85	276	171	236	24
27 - GEL	12	179	395	76	91	100	324	171	234	29
31 - GEL	12	200	445	85	102	112	329	171	245	31
5SHP-GEL	12	-	535	110	125	137	345	171	283	39
8D - GEL	12	500	-	188	225	265	534	279	233	71
6V - GEL	6	394	575	154	189	198	260	181	276	31
TE35-GEL	6	-	630	180	210	220	244	190	276	31
U1 - AGM	12	42	240	29	33	34	207	132	174	12
22 - AGM	12	79	280	43,3	50	52	229	139	205	18
24 - AGM	12	137	500	67	76	84	274	174	220	24
27 - AGM	12	158	550	77	89	99	318	174	221	29
31 - AGM	12	177	600	82	100	111	341	174	233	31
OverDrive TM	12	180	730	84	102	112	341	174	234	31
NUEVA 12 - AGM	12	-	-	112	140	144	345	173	278	45
8D - AGM	12	460	1450	179	230	254	521	269	233	76
6V - AGM	6	385	1100	154	200	221	260	181	274	29

Baterías marca TROJAN, de plomo – ácido abiertas.

TIPO	V	MIN. CAP. RESERV.		CAPACIDAD AH.			MEDIDAS MAX (mm)			PESO KGS
		25 A	75 A	5 H	20 H	100 H	L	A	H	
TE-35	6	500	135	200	245	271	244	191	276	31
T-605	6	383	105	175	210	232	264	181	276	26
T-105	6	447	115	185	225	250	264	181	272	28
T-125	6	488	132	195	240	266	264	181	276	30
T-145	6	530	145	215	260	287	264	181	295	33
J-250P	6	540	135	215	250	278	295	178	292	33
J-305E-AC	6	645	160	250	305	339	311	178	365	38
J-305G-AC	6	678	175	258	315	350	311	178	365	41
J-305P-AC	6	711	195	271	330	367	295	178	365	44
J-305H-AC	6	781	215	295	360	400	295	178	365	45
L-16E-AC	6	766	185	303	370	411	311	178	417	46
L-16G-AC	6	789	200	320	390	433	311	178	417	49
L-16P-AC	6	850	220	344	420	467	295	178	424	52
L-16H-AC	6	935	245	357	435	483	295	178	424	57

NUEVA

T 8 V	8	277	110	135	160	176	259	178	283	28
T-875	8	295	117*	145	170	189	264	181	276	29
T-890	8	340	132*	155	190	211	264	181	276	31

TIPO	V	MIN. CAP. RESERV.		CCA -18°C (SAE)	CAPACIDAD AH.			MEDIDAS MAX (mm)			PESO KGS
		25 A	75 A		5 H	20 H	100 H	L	A	H	
24-TMX	12	140	36	440	70	85	94	286	171	248	21
27-TMX	12	175	45	530	85	105	117	324	171	248	25
27-TMH	12	200	51	620	95	115	128	324	171	248	28
J-150	12	280	70	-	120	150	166	351	181	283	38
T-1275	12	280	102*	-	120	150	166	327	181	276	38
30-XHS	12	225	57	665	105	130	144	355	171	256	30
J-185E-AC	12	312	82	-	144	175	194	394	178	371	46
J-185G-AC	12	324	93	-	152	185	205	394	178	371	48
J-185P-AC	12	380	104	-	168	205	226	381	178	371	52
J-185H-AC	12	440	121	-	185	225	249	381	178	371	58

La garantía por defecto de fabricación de las baterías es de 12 meses mínimo, según aplicación.

PLOMO ÁCIDO ABIERTO

Baterías tipo AGM, marca VARTA.



SAP	ETN	REF	Volts	Capacidad			Capacidad en 20 h	CCA (EN)	Dimensiones (mm)			Terminal	Esquema	Sujeción	Peso Kg
				20 h	10 h	5 h			Largo	Ancho	Alto				
VARTA PROFESSIONAL STARTER															
593700	930 052 047*	LFS52	12 V	52 Ah	-	-	-	470 A	207	175	190	1	0	B13	12,70
593701	930 060 054*	LFS60	12 V	60 Ah	-	-	-	540 A	242	175	190	1	0	B13	14,80
593702	930 074 068*	LFS74	12 V	74 Ah	-	-	-	680 A	278	175	190	1	0	B13	17,30
593703	930 095 080*	LFS95	12 V	95 Ah	-	-	-	800 A	353	175	190	1	0	B13	21,90
VARTA PROFESSIONAL															
585428	812 071 000	LFS75	12 V	75 Ah	67 Ah	60 Ah	124 Min.	600 A	260	175	225	1	1	B01	18,50
585427	811 053 057	LFS105	12 V	105 Ah	94 Ah	85 Ah	190 Min.	750 A	330	175	240	1	9	B00	26,90
VARTA PROFESSIONAL DEEP CYCLE															
585549	930 060 056	LFD60	12 V	60 Ah	55 Ah	51 Ah	109 Min.	560 A	242	175	190	1	0	B13	16,50
585561	930 075 065	LFD75	12 V	75 Ah	69 Ah	64 Ah	141 Min.	650 A	278	175	190	1	0	B13	18,90
585564	930 090 080	LFD90	12 V	90 Ah	83 Ah	77 Ah	174 Min.	800 A	353	175	190	1	0	B13	23,73
585430	930 140 080	LFD140	12 V	140 Ah	129 Ah	119 Ah	284 Min.	800 A	513	189	223	1	3	B00	36,62
585431	930 180 100	LFD180	12 V	180 Ah	166 Ah	153 Ah	377 Min.	1000 A	513	223	223	1	3	B00	45,10
585429	930 230 115	LFD230	12 V	230 Ah	212 Ah	196 Ah	499 Min.	1050 A	518	276	242	1	3	B00	56,75

Baterías marca Chairman.



Chairman® Battery Specifications

Part Number	Volt	Industry Reference	Overall Dimensions Inches (mm)			Unit Weight LB / KG	20 Hour Rate	Reserve Capacity
			Length	Width	Height			
AGM-1234T	12	U1	7.71 (196)	5.18 (132)	6.89 (175)	24/10.9	33	50
AGM-1240T	12	U1 Tall	7.71 (196)	5.18 (132)	8.05 (204)	29/13.2	40	61
AGM-1248T	12	22NF	8.99 (228)	5.45 (138)	8.82 (224)	35/15.9	48	84
AGM-1255T	12	22NF	8.99 (228)	5.45 (138)	8.82 (224)	39/17.7	55	96
AGM-1265T	12	24	10.22 (260)	6.60 (168)	8.93 (227)	50/22.7	65	121
AGM-1280T	12	24	10.22 (260)	6.60 (168)	8.93 (227)	56/25.4	80	149
AGM-1285T	12	31	12.90 (328)	6.75 (171)	8.96 (228)	62/28.2	85	158
AGM-12100T	12	27	12.01 (305)	6.60 (168)	8.93 (227)	62/28.1	100	186
AGM-12105T	12	31	12.90 (328)	6.75 (171)	8.96 (228)	64/29	105	195
AGM-12115T	12	31	12.90 (328)	6.75(171)	8.96 (228)	71/32	115	210
AGM-12125T	12	31	12.90 (328)	6.75 (171)	8.96 (228)	74/33.6	125	230
AGM-12148T	12	30H	13.46 (342)	6.77 (172)	11.95 (304)	96/43.5	150	315
AGM-12210L	12	4D	20.76 (527)	8.70 (221)	9.77 (248)	124/56.2	210	390
AGM-12255L	12	8D	20.76 (527)	10.89 (277)	9.77 (248)	156/70.8	255	550
AGM-6100T	6	24	10.22 (260)	6.60 (168)	8.92 (227)	42/19.1	100	193
AGM-6220T	6	GC2	10.28 (261)	7.06 (179)	9.92 (252)	66/30	220	492
AGM-6300T	6	GC2 Tall	10.28 (261)	7.06 (179)	12.94 (329)	90/40.8	300	692
AGM-6400HT	6	L-16	11.64 (296)	6.95 (177)	15.73 (399)	119/54	400	950
AGM-2660T*	2	GC2	10.28 (261)	7.06 (179)	9.92 (252)	69/31.3	660	1476
AGM-2900T*	2	GC2 Tall	10.28 (261)	7.06 (179)	12.94 (329)	93/42.2	900	2076
AGM-21200HT*	2	L-16	11.64 (296)	6.95 (177)	15.73 (399)	123/55.8	1200	2850

* 4 terminal battery
 Specifications subject to change without notice
 For full specifications refer to our website, www.chairmanbattery.com

Reserve Capacity Minutes of Discharge @ 25 Amps
 RATINGS: Capacity ratings are after 15 cycles at 77° F (25° C) to 1.75 volts/cell
 NOTE: Never install batteries in an airtight or sealed enclosure.
 Insure installation is adequately ventilated.

Figura 5.37: Baterías marca Chairman. [94]

Obsérvese que las baterías cuya tensión de trabajo es 2 V, poseen una capacidad de hasta 1200 Ah, a un régimen de descarga de 20 horas.

Baterías Victron Energy de 2V.

Con una vida útil de 20 años a 20 °C, 5200 ciclos a una profundidad de descarga de 30%.



OPzS Solar batteries 910

Baterías de placa tubular inundada de larga duración

Vida útil: >20 años a 20°C, > 10 años a 30°C, >5 años a 40°C.
Cantidad de ciclos posibles: más de 1.500 ciclos al 80 % de descarga.
Fabricada según las normas DIN 40736, EN 60896 y IEC 61427.

Mantenimiento reducido

En condiciones normales de funcionamiento, se deberá añadir agua destilada cada 2 – 3 años a 20°C.

Baterías de carga en seco o de electrolitos listas para usar

Las baterías están disponibles rellenas de electrolito o cargadas en seco (para almacenamiento prolongado, transporte en contenedor o transporte aéreo). Las baterías cargadas en seco deben rellenarse con ácido sulfúrico diluido (densidad 1,24kg/l @ 20°C).

Las de electrolito pueden ser más resistentes en climas fríos y más frágiles en climas calientes.

Aprenda más sobre baterías y cargas

Para saber más sobre baterías y carga de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Energy Unlimited" (disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde www.victronenergy.com).

Tipo OPzS	OPzS Solar 910	OPzS Solar 1210	OPzS Solar 1520	OPzS Solar 1830	OPzS Solar 2280	OPzS Solar 3040	OPzS Solar 3800	OPzS Solar 4560
Capacidad nominal (120 hr / 20°C)	910 Ah	1210 Ah	1520 Ah	1830 Ah	2280 Ah	3040 Ah	3800 Ah	4560 Ah
Capacidad (10 hr / 20°C)	640 Ah	853 Ah	1065 Ah	1278 Ah	1613 Ah	2143 Ah	2675 Ah	3208 Ah
Capacidad 2 / 5 / 10 horas (% de capacidad de 10 hr.)	60 / 85 / 100 / 120/ 150 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 20 / 24 / 48 / 72 horas (% de capacidad de 120 hr.)	77 / 80 / 89 / 95 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacity 100 / 120 / 240 hours (% de capacidad de 120 hr.)	99 / 100 / 104 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Autodescarga @ 70°F/20°C	3% mensual							
Tensión de absorción (V) @ 70°F/20°C	2,35 a 2,50 V/celda (28,2 a 30,0 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de flotación (V) @ 70°F/20°C	2,23 a 2,30 V/celda (26,8 a 27,6 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de almacenamiento (V) @ 70°F/20°C	2,18 a 2,22 V/celda (26,2 a 26,6 V para una batería de 24 voltios)							
Vida útil en flotación (V) @ 70°F/20°C	20 años							
Cantidad de ciclos @ 80% de descarga	1500							
Cantidad de ciclos @ 50% de descarga	2800							
Cantidad de ciclos @ 30% de descarga	5200							
Dimensiones (al x an x p en mm.)	145 x 206 x 711	210 x 191 x 711	210 x 233 x 711	210 x 275 x 711	210 x 275 x 861	212 x 397 x 837	212 x 487 x 837	212 x 576 x 837
Dimensiones (al x an x p en pulgadas.)	5,7 x 8,1 x 28	8,3 x 7,5 x 28	8,3 x 9,2 x 28	8,3 x 10,8 x 28	8,3 x 10,8 x 33,9	8,4 x 15,6 x 32,9	8,4 x 19,2 x 32,9	8,4 x 22,7 x 32,9
Peso sin ácido (kg. / libras)	35 / 77	46 / 101	57 / 126	66 / 146	88 / 194	115 / 254	145 / 320	170 / 375
Peso con ácido (kg. / libras)	50 / 110	65 / 143	80 / 177	93 / 205	119 / 262	160 / 253	200 / 441	240 / 530

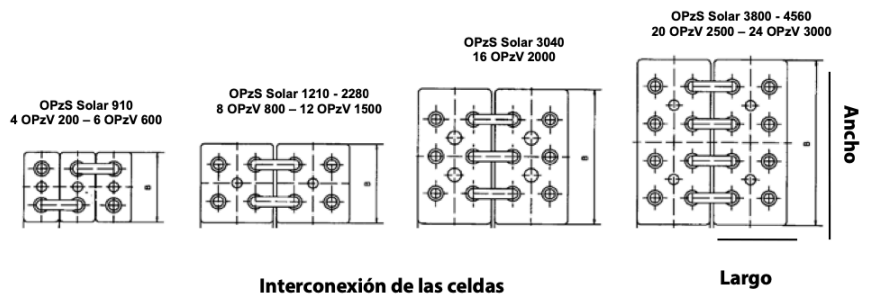


Figura 5.38. Baterías marca Victron Energy de 2 voltios. [95]

5.6 Controladores de carga

Como se sabe, un SFVA puede proporcionar energía a un circuito en particular en cualquier momento del día, porque tiene su propio acumulador de energía eléctrica sobrante que se utiliza durante horas de baja irradiancia y en la noche.

Esta misión la cumple muy bien las baterías y se van a cargar y descargar constantemente. El control del proceso de carga y descarga se realiza mediante un dispositivo llamado **controlador de carga o regulador**. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo costo a comparación de los demás elementos del sistema, es primordial para promover el buen uso de las baterías y alargar su vida útil (o al menos, utilizar eficientemente los ciclos especificados por el fabricante).

5.6.1 Funciones del controlador de carga

Entre las principales funciones que posee el controlador están:

Proteger a las baterías contra la sobrecarga o descarga profunda.

- Proteger a las baterías contra la sobrecarga, limitando la tensión de fin de carga.
- Evitar la descarga nocturna de las baterías sobre el generador fotovoltaico.

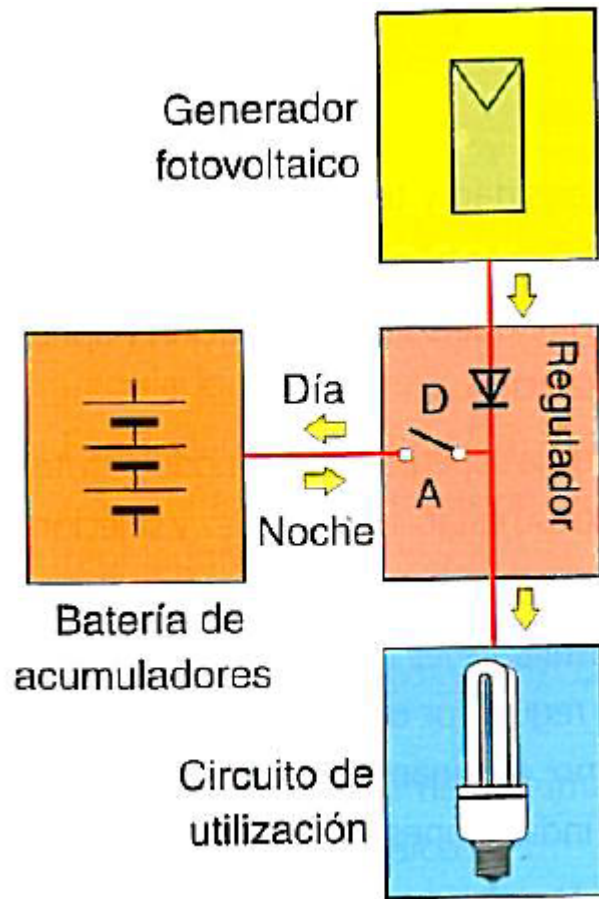


Figura 5.39. Esquema básico y función del regulador en un SFVA.

En la Figura 5.39, se denota un diagrama de bloques donde el controlador de carga representa la forma básica de un diodo, el cual impide la circulación de corriente desde los acumuladores hacia los paneles fotovoltaicos, evitando la descarga nocturna y un interruptor “A” que tiene por objetivos:

- Desconectar la batería de los acumuladores del generador fotovoltaico cuando hay sobrecarga (apertura del interruptor).
- Conectar los acumuladores a las cargas nocturnas (cierre del interruptor).
- Desconectar, frente a sobrecargas, el circuito de utilización (apertura del interruptor).

De estas funciones viene la importancia del buen dimensionamiento del mismo.

Otras funciones que poseen dependiendo del fabricante, son el ajuste de carga de acumuladores mediante la selección del tipo de batería, protección de polaridad inversa, bloqueando el funcionamiento, protección contra cortocircuitos tanto en la entrada de los paneles fotovoltaicos como en la salida del circuito, medición de temperatura de las baterías, protección contra sobretensiones en la entrada del generador, protección contra sobrecorrientes y muchas otras más que el fabricante considere. Para cargas conectadas que presenten sobrecorrientes transitorias (como motores), el controlador de carga posee una duración donde puede tener un cierto nivel de carga. Si durante ese intervalo de tiempo, el nivel persiste, este se desconecta, detectando baja tensión u cualquier otro defecto en el sistema.

Todas estas funciones con los propósitos de proteger todo el sistema. Se podría decir que es un dispositivo de control y protección del sistema.

5.6.2 Regulación de la carga de baterías en reguladores

Según fabricantes, la estrategia de regulación puede incluir varias etapas, que se pueden ajustar por lo general, y que son descritas a continuación:

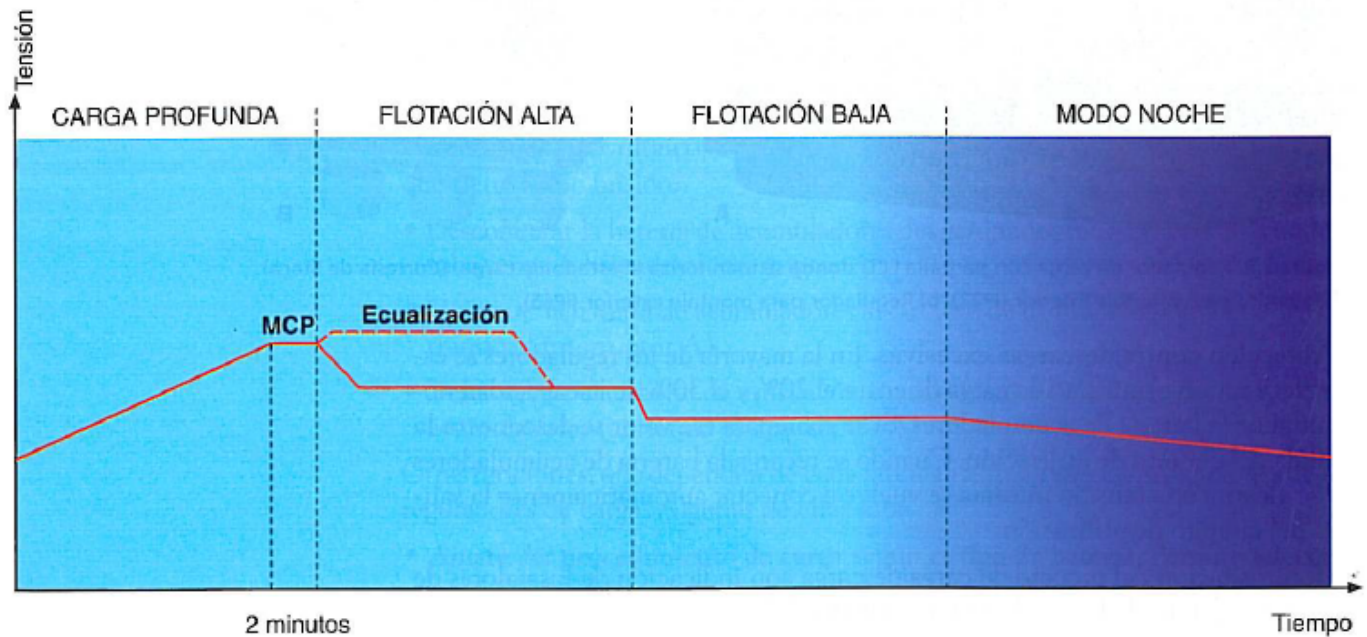


Figura 5.40: Fases en la carga de una batería.

Carga profunda: Es la primera fase del proceso de carga, el regulador permite la entrada de corriente a los acumuladores sin ningún tipo de interrupción hasta alcanzar el punto máximo de carga (flotación). Se alcanza aproximadamente un 95% de su capacidad total. Luego el controlador establece un rango donde regula la tensión de la batería, llamado MCP (mantenimiento de carga profunda). Esto produce una ligera agitación en el electrolito del acumulador que evita su estratificación⁴² y sulfatación⁴³ de las placas internas. Transcurrido este tiempo, el controlador pasa a flotación alta. Si existe estratificación, es necesario agitar para homogeneizar el electrolito.

Ecualización o igualación: En los acumuladores de plomo – ácido, el controlador de carga aplica de forma automática una carga de igualación para alargar su vida. Se inyecta corriente durante un periodo de tiempo de algunas horas para conseguir la carga máxima en todos los elementos de la batería y que queden igualados. Esta fase no se realiza en acumuladores tipo GEL.

Flotación alta: El controlador mantiene la tensión de batería constante mientras se realiza la última fase de carga de los acumuladores. El tiempo de aplicación de esta fase dependerá de la carga que haya tenido durante un tiempo en particular. El sistema de regulación funciona dentro de la Banda de Flotación Alta (BFA). Este es un rango de tensiones cuyos valores máximos y mínimos se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal.

Flotación baja. En este punto los acumuladores están completamente cargados.

Modo nocturno: El controlador de carga detecta la noche a raíz de la tensión de los paneles fotovoltaicos. Cuando se detecta esta situación se desconecta dicha entrada para evitar circulaciones de corriente de la batería hacia los módulos. Esta función evita la utilización de un diodo de bloqueo.

⁴² En este proceso el ácido que tiene más densidad que el agua tiende a depositarse en la parte más baja de la batería por gravedad creando áreas de mayor concentración de ácido y por tanto de mayor desgaste y corrosión. Además, disminuye la capacidad de la batería por dejar zonas de la placa sin concentración de electrolito para reaccionar.

⁴³ Es la formación de cristales de sulfato de plomo que tienen un tamaño mayor que el óxido de plomo y someten a la batería a una pérdida de capacidad por tapar superficie de reacción y a un estrés por el tamaño de los mismos.

5.6.3 Tipos de controladores y su funcionamiento

El controlador de carga monitorea la tensión en los bornes de la batería constantemente; a partir de esta medición, este desarrolla una serie de estrategias con respecto al resultado. He aquí la importancia de determinar correctamente la tensión que lee el regulador, ya que se producen caídas de tensión en el paso desde los acumuladores hasta el regulador.

Como se puede observar en la figura 5.41, en el paso desde la batería hasta el controlador de carga se produce una corriente I_c que al pasar por la resistencia de los cables o protecciones R_c , provoca una caída de tensión. Por lo tanto, V_b (voltaje en bornes de la batería) es distinta a V_r (voltaje que lee el controlador). Mientras más largo sea el tramo, mayor caída de tensión. Es conveniente utilizar un lugar aparte para colocar los equipos del sistema fotovoltaico aislado y conectarlos todos desde ese punto para ir luego hacia las cargas. Algunos reguladores poseen un circuito independiente para medir directamente los bornes de la batería, este se representa en la figura con un voltímetro y una corriente I_v , que en la práctica es una corriente extremadamente pequeña, la cual puede despreciarse; por lo tanto, se puede asumir que $V_b = V_r$.

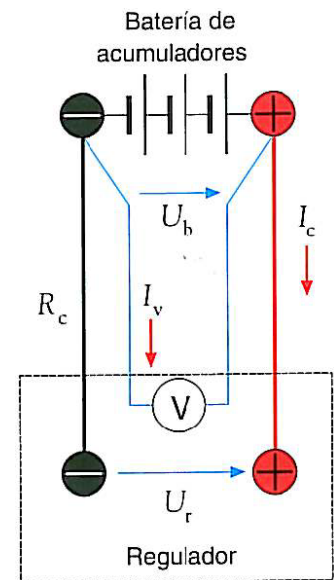


Figura 5.41. Controlador de carga midiendo la tensión en los bornes de la batería.

Una vez medida la tensión en los bornes de la batería, el controlador toma una decisión entre conectar o no los paneles fotovoltaicos. Estos realizan la conexión/desconexión mediante relés de estado sólido con tecnología MOSFET.

Los controladores de carga pueden clasificarse según su actuación de conexión y desconexión de los paneles fotovoltaicos. Estos pueden ser tipo serie o paralelo. A su vez, los controladores se dividen en dos tipos en cuanto a regulación de la carga de la batería, los cuales son tipo PWM o todo – nada (“All or nothing” en inglés).

5.6.3.1 Controlador de carga tipo serie

Cuando en la carga de baterías se alcanza el punto de corte de tensión, un controlador de carga serie interrumpe el paso de los módulos hasta los acumuladores utilizando un relé y vuelve a la posición de cerrado cuando el voltaje cae hasta cierto punto. Esto crea un estado de oscilación constante de operaciones interruptoras alrededor del punto de corte de tensión, lo que ocasiona caídas de tensión en estas conmutaciones. El autoconsumo de estos es mayor que a los controladores en paralelo.

Estos controladores pueden participar en sistemas de mucha potencia, debido a su baja disipación de energía. En la Figura 5.43 se puede observar el principio del funcionamiento del controlador de carga en serie, al tener una interrupción en A para cuando la tensión de corte sea alcanzada.

5.6.3.2 Controlador de carga tipo paralelo

También llamados controladores Shunt. Cuando el punto de corte de tensión se alcanza, continuamente se interrumpe la potencia que suministra la unidad generadora. La forma en la que se hace es poniendo en cortocircuito al panel, como se muestra en la Figura 5.42 mediante el relé A.

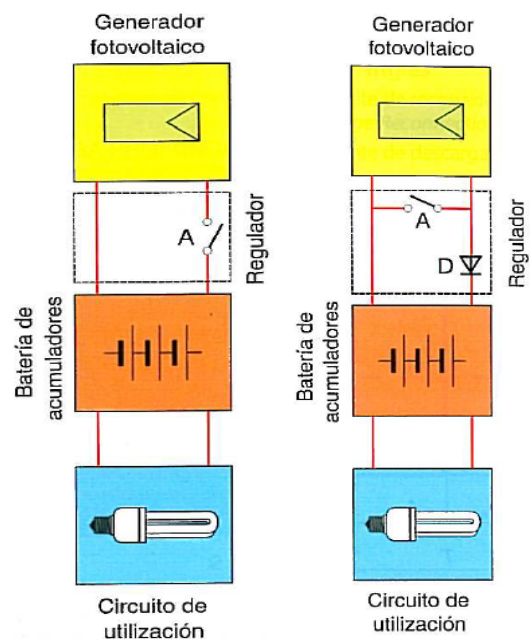


Figura 5.43. Principio del controlador de carga tipo serie.

Figura 5.42. Principio del controlador de carga paralelo o shunt.

El diodo de bloqueo D tiene dos funciones: evitar un cortocircuito de las baterías cada vez que se cierra el relé e impedir la circulación de corriente de la batería hacia los paneles fotovoltaicos durante la noche.

El autoconsumo de los controladores shunt es más bajo que los serie y son más económicos. Además, son funcionales aún sin baterías, realizando acciones como limitador de voltaje producido por los paneles, el cuál será constante, aunque la irradiancia varíe.

5.6.3.3 Reguladores tipo todo – nada

En términos generales, el proceso de carga de las baterías incluye una serie de conexiones y desconexiones desde las unidades generadoras hacia las baterías, dependiendo de la tensión en sus bornes. El proceso de carga se realiza de la misma manera hasta el mantenimiento de la carga profunda para evitar la sulfatación y estratificación. Una vez alcanzado este nivel de carga, inicia la etapa de flotación donde se mantiene la tensión de la batería en torno a un valor constante mediante la conexión y desconexión en un rango de histéresis muy pequeño, entre 0.5 y 1 V por encima y por debajo del valor de tensión.

Con este proceso, se consigue mantener un estado de carga en el rango de 80% y 90%. En caso de que el consumo aumente y la tensión de flotación no se logre mantener, el controlador desconecta carga y vuelve a la primera etapa (carga profunda) hasta que se recupere la tensión de la batería.

5.6.3.4 Reguladores tipo PWM

El proceso de regulación ocurre de manera similar que en todo – nada, hasta el punto final de mantenimiento de carga profunda y flotación, donde ya se aplica el método de modulación por ancho de pulsos (Pulse Width Modulation). Este proceso consiste en variar de forma escalada o gradual la corriente de carga de la batería al modificar los pulsos de tensión aplicada.

En la Figura 5.44, la tensión U_{fv} es la tensión proporcionada por los módulos fotovoltaicos. U_m es la tensión aplicada a la batería, obtenida mediante la apertura durante un tiempo de desconexión t_{off} y cerrando durante un tiempo t_{on} el interruptor que conecta el generador con el regulador.

El cociente del tiempo de cierre y el periodo T se denomina ciclo de trabajo del regulador. Modificando este parámetro, se puede variar la tensión aplicada a la batería mediante la expresión siguiente:

$$U_m = U_{FV} \cdot \frac{t_{on}}{T} \quad \text{Ecu. 5.6}$$

Como la frecuencia se mantiene constante, lo mismo ocurre con el periodo de tiempo T. Se puede variar por lo tanto t_{on} para variar la tensión aplicada a los acumuladores.

El uso de esta técnica de regulación permite que circule más corriente hacia las baterías sin aumentar su tensión y, por consiguiente, mantener estados de carga de hasta 95%, además de aprovechar de mejor manera la energía generada.

Este modo de regulación de carga se puede utilizar con controladores serie o shunt. Sin embargo, si el diseño posee estabilidad y es congruente con cargas futuras, el interruptor permanecerá abierto en el caso del regulador serie, pero en el paralelo estará cerrado, disipando más energía, por lo que se necesita un mecanismo de evacuación de calor para que minimice efectos en el controlador de carga.

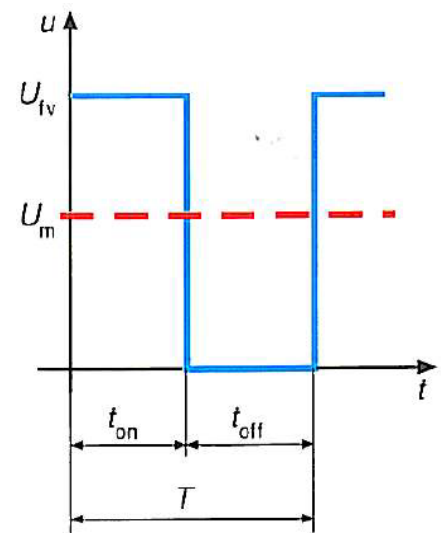


Figura 5.44. Modulación de anchura de pulsos (PWM). Se controla la anchura de cada uno para mantener la batería con una tensión adecuada.

5.6.3.5 Controladores de carga con MPPT

Ya que la tensión de las baterías determina el punto de operación en la curva característica de los paneles solares, la mayoría del tiempo, estos no están bajo optimizados. Los controladores en paralelo y serie no siempre aprovechan toda la energía proveniente de los módulos de la mejor manera. Estas pérdidas pueden rondar entre 10% y 40%, dependiendo del voltaje de los acumuladores, irradiancia y temperaturas, además de factores externos al sistema.

Los controladores de carga de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT “Maximum Power Point Tracker”) optimizan el voltaje del sistema fotovoltaico para maximizar la salida total de energía y luego convertirla a la tensión correcta para cargar las baterías.

La mayor parte de los controladores con esta función trabajan con voltajes de arreglos fotovoltaicos más altos, permitiendo el uso de paneles solares más grandes, que son de mayor eficiencia, y mayor rentabilidad en cuanto a la comparación del precio por watt. La conversión DC/DC que realiza el MPPT incorporado a estos controladores solamente tiene sentido cuando se utilizan paneles de 200 watts o mayores, ya que, con paneles más pequeños, la cantidad de pérdidas serían más significativas que las ganancias en el controlador.



Figura 5.45. Ejemplo de controladores de carga con MPPT.

5.6.4 Mantenimiento y ejemplos de controladores de carga

5.6.4.1 Lugar de conexiones y frecuencia de mantenimiento en reguladores de carga

¿Dónde es el lugar ideal para colocar un controlador de carga? Los diseños de SFVA deben cubrir todo tipo de factores externos que puedan afectarlo. En cuanto al regulador, este debe ser montado en un lugar protegido de la humedad y el polvo y no debe exponerse a la irradiación directa del sol u otras fuentes de calor.

El montaje debe ser en posición vertical (o en su defecto, en la posición que admita el fabricante), en una pared y sobre una superficie no inflamable, manteniendo las distancias recomendadas en el manual de instalación para permitir la circulación de aire, favoreciendo la convección natural.

Las caídas de tensión deben disminuirse lo máximo posible, es decir que se debe colocar cerca del banco de baterías para tal efecto.

En el momento de instalación para puesta en marcha, lo primero que se conecta es la batería en el controlador. Los cables deben ir señalados con su color correspondiente o se pueden utilizar anillas o bandas que los identifiquen. Siempre el positivo del banco al positivo del regulador y de la misma manera con el negativo de ambos. Finalmente, se cierra el circuito reponiendo un fusible externo si lo hubiese.

En segundo lugar, se conecta el generador fotovoltaico, siempre cuidando que esté bien protegido de la irradiancia. De la misma manera, se identifican las polaridades y se realizan las conexiones como se hizo en el primer paso.

En tercer lugar, se conecta el circuito de utilización. Las inspecciones visuales al controlador de carga se realizan cada año o cada semestre, depende del cliente. Solamente se debe hacer comprobación de apriete de los tornillos y verificar los disipadores de calor, que son los que tienen un papel fundamental en conservar la eficiencia de los controladores de carga.

5.6.4.2 Ejemplos de controladores de carga en el mercado

STECA [96] es uno de los vendedores de controladores de carga más cotizados y famosos del país de Alemania. Un ejemplo de sus modelos es el Solum y todas sus versiones para aplicaciones variadas. Destaca de ellos que su tensión de entrada para todas sus extensiones es de 47 V, tiene bajo consumo propio (4 mA) y que resiste temperaturas de operación de hasta 50 °C. Su ficha técnica se expone en la Figura 5.46

MORNING STAR [97] es un proveedor de reguladores de carga en Estados Unidos, el cual posee varias opciones de controladores para diferentes diseños, desde los más baratos hasta los más complejos. Posee ProStar MPPT para sistemas de hasta 1100 vatios, TriStar MPPT 600 V para sistemas de dicho voltaje, 60 amperios, con protocolos de comunicación abiertos y funcionalidad con Ethernet, TriStar MPPT con otros rangos de tensión y potencia, SunSaver MPPT con un menor costo que los anteriores, aunque puede manejar relativamente altas tensiones en arreglos de paneles y EcoBoost MPPT con características económicas amigables y para ambientes externos. En este caso, las especificaciones del ProStar MPPT se observan en la Figura 5.47.

Xantrex [98] son una marca de reguladores de Alemania. Tienen bastantes modelos en el mercado y están manejados por la compañía Schneider Electric. Maneja controladores serie en modelos llamados C35, C40 y C60 para manejar 35, 40 y 60 amperios DC respectivamente.



Steca Solsum

5.0c, 8.0c, 6.6c, 8.8c, 10.10c

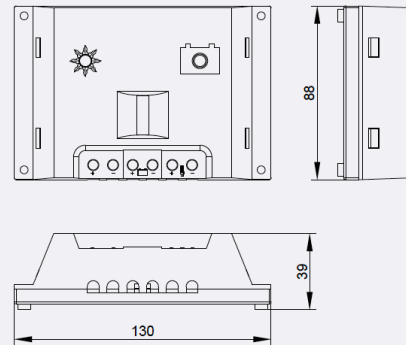
Uno de los bestsellers de Steca son los reguladores de la serie Solsum C, que se usan en pequeños sistemas solares domésticos con 5 a 10 Amp de carga solar y capacidad de corriente de trabajo (hasta 240 Wp)

La serie Solsum C es un rediseño de la serie Solsum X fue lanzada al mercado en 2004. Las ventajas de la serie C son terminales largos, placas de circuitos impresos completamente cubiertas y una Visualización de fácil comprensión. La placa electrónica usa tecnología de agujeros pasantes para facilitar el mantenimiento local.

Características

- Regulación de tensión
- Carga de baterías por modulación de duración de impulsos shunt
- Carga reforzada
- Tensión final de carga
- Reconexión automática del consumidor
- Selección automática de tensión (12 V / 24 V)
- Compensación de temperatura
- Toma de tierra positiva
- (o) Toma de tierra negativa en un terminal

Datos técnicos



Regulador Fotovoltaico	Solsum 5.0c	Solsum 8.0c	Solsum 6.6c	Solsum 8.8c	Solsum 10.10c
Tensión del sistema	12 V (24 V)				
Tensión de entrada Máx. del	47 V				
Corriente Máx. de cortocircuito de entrada del módulo	5 A	8 A	6 A	8 A	10 A
Corriente Máx. de salida del consumidor	5 A	8 A	6 A	8 A	10 A
LVD	-	-	✓	✓	✓
Consumo propio Máx.	4 mA				
Tensión final de carga (float)	13,7 V (27,4 V)				
Tensión de carga reforzada; 2 h	14,4 V (28,8 V)				
Carga de compensación	-				
Tension de reconexión (LVR)	sin protección contra reconexión		12,6 V (25,2 V)		
Protección contra descarga profunda (LVD)	sin protección contra descarga profunda		11,1 V (22,2 V)		
Temperatura ambiente admisible	-25 °C...+50 °C				
Tamaño del terminal (cable fino / único)	2,5 mm ² / 4 mm ²				
Tipo de protección de la caja	IP 32				
Peso	165 g				
Dimensiones L x A x A	130 x 88 x 39 mm				

Datos técnicos a 25 °C / 77 °F

Protección electrónica

- Sobrecarga
- Descarga profunda, no el 5,0c y el 8,0c
- Polaridad invertida en los módulos solares, en el consumidor y la batería
- Cortocircuito en los módulos solares y en el consumidor
- Sobretemperatura y sobretensión
- Varistor para una protección contra descargas electromagnéticas
- Compatibilidad electromagnética (CEM)
- Protección contra circuito abierto
- Corriente invertida por la noche

Visualización

Dos LEDs

- (1) LED simbolo de sol
- Módulo solar cargando = LED verde en el simbolo de "sol"
- (2) LED simbolo batería
- Tensión final de carga = LED verde
- Nivel de tensión de la batería = LED rojo, amarillo, verde
- Advertencia de desconexión del consumidor = LED rojo parpadea rápidamente
- Protección contra descarga profunda (SOC / LVD) = LED rojo parpadea lentamente

Clase de potencia

5 A - 10 A

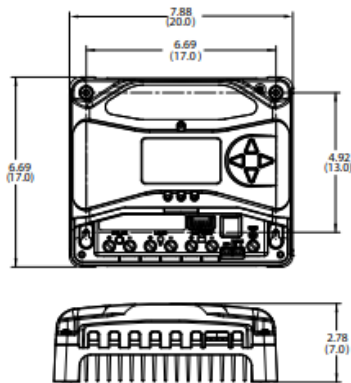


Certificados

- Aprobado por TÜV para proyectos financiados por el Banco Mundial en Indonesia
- Listado para proyectos financiados por el Banco Mundial en Bangladesh, China, Laos, Nepal, Sri Lanka, Uganda
- Conforme para el uso en zonas tropicales (DIN IEC 68 parte 2-30)
- Conforme con los estándares europeos (CE)
- Fabricado en una instalación conforme con ISO 9001

Figura 5.46: Ficha técnica de controlador de carga STECA.

DIMENSIONES [pulgadas (centímetros)]



RESUMEN DE ESPECIFICACIONES

	PS-MPPT-25	PS-MPPT-40
Voltaje de batería nominal	12/24 V	12/24 V
Voltaje de circuito abierto de energía fotovoltaica máx.*	120 V	120 V
Potencia operacional máxima**	350 / 700 W	550 / 1100 W
Corriente máxima de carga de batería	25 A	40 A
Corriente de carga nominal	25 A	30 A

*El voltaje del panel nunca debe rebasar este límite

**Estos niveles de potencia se refieren a la potencia máxima en vatios que el PS-MPPT puede procesar. Se pueden utilizar paneles de mayor potencia sin dañar el controlador.

1.0 INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD IMPORTANTES

GUARDE ESTAS INSTRUCCIONES.

Este manual contiene instrucciones importantes de seguridad, instalación y operación para el controlador solar ProStar MPPT.

Los siguientes símbolos se utilizan en todo el manual para indicar condiciones potencialmente peligrosas o señalar instrucciones de seguridad importantes:

- ADVERTENCIA:** Indica una condición potencialmente peligrosa. Tenga mucho cuidado al realizar esta tarea.
- PRECAUCIÓN:** Indica un procedimiento crítico para el funcionamiento seguro y adecuado del controlador.
- NOTA:** Indica un procedimiento o función que es importante para el funcionamiento seguro y adecuado del controlador.

Información de seguridad

- Lea todas las instrucciones y precauciones en el manual antes de comenzar la instalación.
- No hay partes que puedan ser reparadas o reemplazadas por el usuario dentro del ProStar MPPT. No desmonte ni intente reparar el controlador.
- Se requieren dispositivos externos de desconexión solar y de la batería.
- Desconecte todas las fuentes de energía al controlador antes de instalar o ajustar el ProStar MPPT.
- No hay fusibles ni dispositivos de desconexión dentro del ProStar MPPT No intente repararlo.

Precauciones de seguridad de instalación

- Instale el ProStar MPPT en un lugar que evite el contacto accidental. El disipador de calor ProStar MPPT puede llegar a estar muy caliente durante la operación.
- Certificado por UL/IEC 62109 para su uso solamente en sistemas de tierra negativa o flotantes.

Se debe proporcionar un medio para desconectar todos los polos de la fuente de alimentación. Estos dispositivos de desconexión se deben incorporar en el cableado fijo.

Figura 5.47: Algunas características del controlador de carga ProStar MPPT del manual de usuario.



Figura 5.50: Controlador de carga SunSaver con MPPT.



Figura 5.49: Controlador de carga TriStar con MPPT de hasta 3 kW.



Figura 5.48: Controlador de carga EcoBoost con MPPT para aplicaciones estrictamente residenciales.

Controladores serie C

xantrex

Controladores de carga, derivación o recarga

Especificaciones eléctricas			
Modelos	C35	C40	C60
Configuraciones de voltaje	12 y 24 VCC	12, 24, y 48 VCC	12 y 24 VCC
Tensión máx. del conjunto en circuito abierto V_V	55 VCC	125 VCC	55 VCC
Carga / Corriente de carga (a 25 °C)	35 amperios CC	40 amperios CC	60 amperios CC
Corriente pico máx.	85 amperios	85 amperios	85 amperios
Caida de tensión máx. a través del controlador	0,30 voltios	0,30 voltios	0,30 voltios
Consumo normal en funcionamiento	15 ma	15 ma	15 ma
Consumo normal en estado inactivo	3 ma	3 ma	3 ma
Tamaño de breaker recomendado	45 amperios	50 amperios	60 amperios a 100% funcionamiento continuo
Tamaño del cableado recomendado	#8 AWG	#8 AWG	#6 AWG
Instalaciones con baterías de plomo-ácido	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Instalaciones con baterías de NiCad	Ajustable	Ajustable	Ajustable
Modo de control de carga	Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un período de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos		

Figura 5.51: Especificaciones eléctricas del controlador de carga Xantrex.

Especificaciones generales			
Rango de temperatura especificado	0 °C a 40 °C (32 °F a 104 °F)		
Tipo de caja	ara uso en interiores, ventilado, de acero con revestimiento pulverizado con discos removibles de 3/4" y 1".		
Peso de la unidad	1,2 kg (2,5 lb)	1,4 kg (3,0 lb)	1,4 kg (3,0 lb)
Peso del envío	1,4 kg (3,0 lb)	1,6 kg (3,5 lb)	1,6 kg (3,5 lb)
Dimensiones (Al x An x F)	20,3 x 12,7 x 6,4 cm	25,4 x 12,7 x 6,35 cm	25,4 x 12,7 x 6,35 cm
	8,0 x 5,0 x 2,5"	10 x 5 x 2,5"	10 x 5 x 2,5"
Dimensiones del envío (Al x An x F)	31,5 x 17,8 x 6,4 cm	31,5 x 17,8 x 6,4 cm	31,5 x 17,8 x 6,4 cm
	12,4 x 7 x 2,5"	12,4 x 7 x 2,5"	12,4 x 7 x 2,5"
Montaje	Montaje vertical sobre pared - sólo en interiores		
Altitud - operativa	4.572 m (15.000')		
Altitud - no operativa	15.240 m (50.000')		
Garantía	2 años		
Números de referencia	C35, C40, C60 - Controladores		
	CM - Panel de visualización frontal		
	CM/R-50, CM/R-100 - Panel de visualización remoto		
	BTS - Sensor de temperatura de la batería		

Características y opciones	
Método de regulación	Tres etapas (en bruto, absorción y flotación), estado sólido, modulación de la anchura entre impulsos
Puntos de ajuste de control ajustables sobre el terreno	Dos puntos de ajuste de voltaje ajustables por el usuario para el control de cargas o fuentes de carga - el ajuste se mantiene si se desconecta la batería
Panel de visualización	CM, CM/R-50 ó CM/R-100 - pantalla LCD alfanumérica opcional con iluminación posterior que muestra el voltaje de la batería, el amperaje de CD, los amperios hora acumulados y los amperios hora desde la última puesta a cero - el dispositivo remoto incluye un cable de 15 m (50') ó 30,5 m (100')
Carga de compensación	Compensación automática cada 30 días o manual seleccionable por el usuario
Sensor de temperatura de la batería	BTS - sensor de temperatura de la batería remoto opcional para aumentar la precisión de carga

Aprobaciones regulatoras
Conformidad UL según los estándares UL 1741 - 1999 y CSA 22.2 N° 107.1-95, cumple la normativa CE

Figura 5.52: Especificaciones generales del controlador Xantrex.

Como cuadro resumen de más modelos de controladores de cargas y fabricantes, estos son de los que se pueden encontrar en el mercado.

FABRICANTE	STECA (BRD)	MORNINGSTAR (USA)	Xantrex (TRACE) (BRD)	Phocos (BRD)
Modelo	Solum 8.8c	SS-10L-12V	C40	CML10
Regulación de carga	PWM (Shunt)	PWM (Series)	PWM (Series)	PWM (Series)
Tensión del sistema	12/24 V	12 V	12/24/48 V	12/24 V
Máxima tensión FV (V)	47	25	125	54
Máxima corriente FV (A)	8	10	40 (85)	10
Máxima corriente de carga (A)	8	10	40	10
Tensión de sobrecarga (V)	13.7&27	14.1	-	13.7/27.4
Tensión de sobredescarga (V)	11.1/22.2	11.5	10.5/11.5/12.5	11.0/22.0
Tensión de reinicio (V)	12.6/25.2	12.6	12/13/14	12.8/25.6
Temperatura de operación	-25 °C hasta 50 °C	-40 °C hasta 85 °C	0 °C hasta 40 °C	-40 °C hasta 50 °C

Tabla 5.5. Algunos fabricantes de controladores de carga de Estados Unidos (USA) y Alemania(BRD).

5.7 Dimensionamiento de un SFVA

5.7.1 Generalidades para dimensionamiento

Existen muchos criterios a tomar en cuenta al momento de seleccionar equipos para un SFVA, y éstos se tratarán en esta sección del capítulo. Todos los casos son particulares y deben analizarse por separado, ya que existen detalles (incluso en las mismas personas que utilizarán el sistema) que son necesarios para un sistema preciso y correcto.

Las normas aplicables deben ser cumplidas en todos los diseños sin excepción. Cualquier incumplimiento puede ser sancionado por la SIGET en el caso de El Salvador.

El dimensionamiento de estos sistemas incluye:

- **Estimación de carga:** para determinar los días de autonomía del sistema, la tensión de trabajo del banco de baterías y energía utilizada a lo largo de los meses, un proceso de estimación de carga preciso es necesario.
- **Banco de baterías:** este dependerá en gran medida del consumo de energía diaria. La mayoría de los sistemas con baterías son de 12 o 24 voltios, dependiendo de la carga. Se debe tomar en cuenta la eficiencia de éstas para su cálculo y la naturaleza de corrientes existentes (directa y alterna).
- **Controlador de carga:** el equipo puede dimensionarse utilizando varios criterios, pero siempre debe apegarse a tamaños bajo norma y desempeñar su función con las protecciones adecuadas.
- **Unidades generadoras:** los paneles son calculados en base a las horas sol pico, demanda y factores de seguridad, decidiendo si se requiere un sistema flexible o un sistema más tenso. Tiene mucho que ver si los controladores de carga poseen MPPT o no.
- **Inversor:** los inversores se dimensionan según la potencia necesaria y configuraciones necesarias para las cargas a suministrar energía.

Por limitaciones, se tratarán los sistemas residenciales de tamaño relativamente pequeño. Los sistemas más grandes necesitan mayor número de equipos o la inclusión de un grupo electrógeno (otros generadores, ya sean eólicos, hidroeólica o de diésel). Este dimensionamiento no se incluye y queda a disposición del lector el realizar los cálculos necesarios para realizar esta combinación.

5.7.2 Procedimiento para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico aislado

5.7.2.1 Estimación de toda la carga, su demanda y tensión de trabajo del acumulador

La información se recopila mediante visitas al lugar de la instalación y mediante entrevistas a los propios usuarios o cliente. Se acota el alcance del suministro de energía siendo muy específico en los consumos a abastecer, así como futura carga contemplada. También se deben tomar en cuenta las diferentes épocas del año al momento de anotar los periodos de consumo, costumbres de las personas y otras variables que puedan afectar el rendimiento o uso del sistema fotovoltaico aislado.

Si es posible, se debe ahondar en la importancia de determinar los días de autonomía del sistema en el suministro para destacar un cierto nivel de seguridad con respecto al agotamiento de energía almacenada. Todos estos datos son vitales para el dimensionamiento de los diferentes elementos del SFVA.

El principal objetivo de la recogida de información es realizar una estimación de la energía eléctrica media diaria absorbida por el sistema. La mayoría de los datos de potencia de equipos se pueden observar y anotar desde las placas de características de aparatos eléctricos, teniendo en cuenta:

Equipos de control automático.

En aparatos que funcionan con control automático, como refrigeradores, por ejemplo, es preferible obtener la energía diaria mediante los datos del fabricante de consumo anual. Casi siempre, estos datos están disponibles en fichas técnicas en formato digital.

Eficiencia de máquinas u otros artefactos.

El rendimiento es un parámetro que nos puede afectar en el rendimiento, ya que se necesita más energía de la nominal, al presentar pérdidas en el proceso para dar el servicio en particular. Este dato lo poseen cargas como motores de todos los tamaños.

Factor de potencia.

A los equipos que funcionen con factor de potencia distinto a la unidad, se recomienda trabajar con la potencia aparente para tener mayor seguridad. Este dato se puede obtener de la placa

Ejemplo para placa de especificaciones de electrodoméstico:

PLACA DE ESPECIFICACIONES

CA 220 – 240 V	50 HZ
1.5 A	180 W
SF 1.0	IE2 – 93.2

Con los datos de tensión nominal y corriente nominal, se calcula la potencia aparente del electrodoméstico.

$$S = V \cdot I = (230)(1.5) = 345 VA$$

Ecua. 5.7

Ejemplo para placa de motor:

PLACA DE MOTOR

CA 240	60 HZ
cos φ 0.80	550 W
η 0.87	IE2 – 93.2
SF 1.0	SGFV-115

La placa del motor presenta una potencia activa, pero como posee eficiencia, se ha perdido parte de esa potencia en la transformación de energía eléctrica a mecánica y como tenemos factor de potencia, se obtiene:

$$P_{act} = \frac{P_{Placa}}{\eta} = \frac{550}{0.87} = 633 W$$

Ecua. 5.8

$$S = \frac{P_{act}}{\cos\varphi} = \frac{633}{0.8} = 792 VA$$

Ecua. 5.9

A continuación, se presenta una tabla a manera de ejemplo hipotético, donde se pueden identificar distintos valores de potencia y horas de uso diario para cargas.

Carga	Tensión nominal	Cantidad	Potencia (W)	Uso diario (h)	Energía diaria (Wh)
Lámpara Fluorescente sala	120 VAC	1	36	3	108
Lámparas compactas habitaciones	120 VAC	5	9	1	45
Otras luminarias	120 VAC	3	12	2	72
Televisor	120 VAC	1	160	4	640
Refrigerador	120 VAC	1	120	-	900
Computadora de escritorio	120 VAC	1	100	1	100
Colador eléctrico	120 VAC	1	300	0.1	30
Radio	120 VAC	1	20	2	40
Otros	120 VAC	-	100	2	200
Total			857		2135

Notas: La potencia del refrigerador es la señalada, sin embargo, la energía diaria se calculó en base al consumo anual, dato proporcionado por el fabricante. También nótese que se cubren otras posibles cargas en el apartado "Otros". Se puede agregar carga futura si se desea.

Tabla 5.6. Ejemplo de recopilación de información en cuanto a carga y horas diarias de uso.

Los valores marcados en azul serán útiles para dimensionar diferentes equipos, por lo que deben ser datos con cierto factor de seguridad, sobre todo, el valor medio de la energía diaria necesaria del sistema (2135 Wh/día).

Tensión de trabajo del acumulador.

Primeramente, se debe aclarar la necesidad de acumulación según el tipo de corriente a utilizar (si solo es corriente continua, solo corriente alterna o una combinación de ambas). Usualmente, las viviendas con bajo consumo, es decir, que utilicen unas cuantas luminarias, un par de tomas y otras cargas pequeñas; se trabajan totalmente con corriente continua, eliminando así la necesidad de un inversor.

Sí el consumo es mayor, se recomienda el uso de un inversor para los artefactos de mayor potencia y finalmente, pueden existir sistemas con solamente cargas en corriente alterna, lo cual se ha vuelto común debido a la alta eficiencia de los últimos inversores en el mercado y porque son fiables.

Claramente, si la aplicación es en telecomunicación, señales digitales u otro tipo de sistema similar, se utilizará corriente directa para abastecer el suministro. Los sistemas de bombeo dependerán exclusivamente del motor que emplee la bomba.

La tensión nominal del circuito de utilización viene fijada por las cargas que se quieren alimentar. En aquellos casos donde se elija la tensión de trabajo en el acumulador, se escogerá un valor con el fin de conseguir un manejo de corrientes razonables.

La siguiente tabla posee un criterio donde se manejen corrientes cuya sección del cable soporte un máximo de 66.6 amperios. Para sistemas más grandes, se buscará no elevar mucho las corrientes de trabajo.

La Tabla 5.7, solamente es una referencia, ya que depende siempre de la carga y disponibilidad de recursos para poder dimensionar la tensión de trabajo de las baterías.

Potencia	Tensión de trabajo
$P \leq 800 \text{ W}$	12 V
$800 < P \leq 1600 \text{ W}$	24 V
$1600 < P \leq 3200 \text{ W}$	48 V
$P > 3200 \text{ W}$	120 V o 300 V

Tabla 5.7: Tensión nominal del sistema en función de la potencia.

5.7.2.2 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

El dimensionado del generador fotovoltaico tiene un abanico de criterios bastantes razonables, con los cuales se determina la potencia pico necesaria para abastecer el banco de baterías sin sobredimensionarlo o subdimensionarlo.

Este dimensionado se realiza en función del consumo de energía eléctrica de la instalación y también de la irradiancia que recibe el lugar en particular. Se realiza una distribución de demanda por parte de las cargas a lo largo del año y se observan los periodos donde se exige más al sistema; por otra parte, se observan los tiempos del año donde la irradiancia decae. **Se termina analizando qué periodo de tiempo posee una peor relación entre generación debido a irradiancia y consumo de energía.**

En la mayoría de los casos, se calcula un consumo promedio durante todo el año, el cual es constante, **por lo tanto, el periodo de diseño se establece para el peor mes, el cual será el que posea más baja irradiancia.** Para sistemas de bombeo solar, el periodo de diseño corresponde al verano, que será el periodo de mayor consumo de agua.

En los casos a estudiar, se asumirán un consumo de energía constante a lo largo del año y se evaluará qué mes posee la peor irradiancia.

Estimación rápida del generador fotovoltaico.

Se puede determinar el tamaño del generador fotovoltaico haciendo uso de las horas sol pico, cuyo funcionamiento ya se explicó en el capítulo dos, concretamente en la sección 2.6.9.

Según la sección 2.6.8, el trabajo de graduación “Actualización del Mapa de Radiación Solar de El Salvador”, apoyado con el estudio anterior llamado SWERA, presenta la Tabla 2.4, con las diferentes horas sol pico a través de los meses del año. Esta tabla nos será útil para el dimensionamiento, ya que las HSP (horas sol pico) son datos imprescindibles para estos casos.

La estimación rápida se puede realizar utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{wp} = F_s \cdot \frac{L}{HSP_{\beta}} \quad \text{Ecu. 5.10}$$

Siendo los términos:

P_{wp}: Potencia pico del generador fotovoltaico en watts pico. Este número representa la potencia total pico a instalar de paneles fotovoltaicos para abastecer el sistema.

F_s: Factor de seguridad debido al tipo de controlador de carga. Si el controlador de carga posee un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT), entonces el factor de seguridad es de 1.25 o 1.50, dependiendo de las condiciones. Sin embargo, si el controlador no posee esta característica, este factor debe incrementarse.

L: Es la suma de los consumos en corriente continua y corriente alterna en watts hora.

HSP_β: Son las horas sol pico para el mes con menor irradiancia en el lugar específico de la instalación.

Algunos detalles con respecto a esta ecuación:

- Se asume que los días de autonomía serán dos. En caso de tener más de dos días de autonomía, el generador fotovoltaico debe aumentar su potencia.

- Si el controlador de carga no posee MPPT, las pérdidas pueden incrementarse de 10% hasta 40%, por lo que se debe aumentar la potencia del generador.
- Esta ecuación es válida para sistemas con paneles con orientación ideal y con una inclinación óptima.

Como se puede apreciar, las consideraciones son bastantes y no siempre se tendrán dichas condiciones de operación para el SFVA. Para evitar la incertidumbre, se realizan investigaciones sobre todas las pérdidas posibles y a partir de ahí, se obtiene un dato de potencia pico del generador fotovoltaico del sistema.

Estimación detallada del generador fotovoltaico.

Una vez establecido el periodo de diseño, hay que determinar la orientación e inclinación óptima para que la generación no posea pérdidas por éstas, además de observar e identificar amenazas de sombra en los paneles fotovoltaicos.

Sí no es posible orientar e inclinar de forma óptima el módulo fotovoltaico, hay que aplicar factores de corrección para superficies inclinadas (K), factor de reducción de irradiación (FI) y factor de pérdidas por sombra (FS).

Se necesitará calcular el valor medio mensual de irradiación diaria sobre una superficie con una inclinación y orientación en particular $I_{dm}(\gamma_s, S)$, a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{dm}(\gamma_s, S) = I_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS \quad \text{Ecu. 5.11}$$

Todas las demás consideraciones que influyen en el dimensionado del generador fotovoltaico [20] son las siguientes:

- Temperatura de operación:** Como ya se ha analizado en las unidades anteriores, la temperatura es un factor crítico en una instalación fotovoltaica y los SFVA no son la excepción. Se estima que, por cada 10 grados centígrados, las pérdidas alcanzan un 4%, dependiendo de la tecnología del módulo. Sin embargo, lo recomendado es realizar los debidos cálculos para obtener caídas de tensión y anotar el valor más bajo de potencia durante el trabajo del sistema.
- Análisis estadístico de parámetros de los módulos fotovoltaicos:** Las tolerancias presentadas en las hojas de datos de los módulos fotovoltaicos poseen un porcentaje de dispersión de datos, por lo que no siempre los datos de placa serán los reales en el momento de operación. Las diferencias de intensidades y tensiones nominales entre paneles para formar un mismo generador pueden caer debido a resistencias serie o paralelo.
- Punto de máxima potencia:** Si el controlador de carga posee seguidor de punto de máxima potencia, estas pérdidas se reducen con un buen diseño del sistema. Sin embargo, si esta característica no está presente, la potencia conseguida se reduce y se debe tomar en cuenta.
- Efecto Joule:** Este efecto está presente en todos los sistemas eléctricos, por lo que siempre hay que tomar en cuenta las pérdidas de potencia por circulación de corriente en conductores y caída de tensión.
- Rendimiento de regulador de carga y baterías:** Se tienen en cuenta las pérdidas en los procesos electroquímicos dentro de la batería tanto en la carga como descarga. También se asocian pérdidas al autoconsumo del regulador, calentamiento de elementos del mismo y caídas de tensión en el sistema de regulación.
- Rendimiento del inversor:** Depende del régimen de carga porque hay unas pérdidas constantes, que son las pérdidas en vacío a las cuales se les suma las del efecto Joule y caída de tensión en los semiconductores. Es importante elegir un inversor que tenga un rendimiento lo más constante posible,

ya que la variación de régimen de carga es eminente y éste puede disminuir su eficiencia de acuerdo a las curvas proporcionadas por el fabricante.

Estas pérdidas se resumen en la Figura 5.53, donde todo el círculo exterior representa la potencia generada por el módulo y los diferentes círculos internos son las pérdidas que se van generando hasta que la potencia llega al receptor o carga.

Para facilitar un poco el cálculo de estas pérdidas y del generador fotovoltaico, estas disminuciones de potencia se agrupan en un factor de rendimiento (F_R). Este factor puede adquirir los valores siguientes:

- Sistemas con inversor: $F_R = 0.7$
- Sistemas con inversor, batería y regulador de carga: $F_R = 0.6$
- Sistemas con batería y regulador de carga (sin inversor): $F_R = 0.7$

El valor mínimo de potencia del generador fotovoltaico viene estimado por la expresión siguiente:

$$P_{G\text{mín}} = \frac{L \cdot I_{STC}}{I_{dm}(\gamma_s, S) \cdot F_R} \quad \text{Ecu. 5.12}$$

Siendo los términos de la expresión los siguientes:

- $P_{G\text{mín}}$:** Potencia del generador fotovoltaica mínima (W).
 I_{STC} : Irradiancia en condiciones STC (constante de valor 1000 W/m^2).
 $I_{dm}(\gamma_s, S)$: Valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del generador inclinada un ángulo S y orientada un acimut γ_s . (Wh/m^2).
 L : Consumo de energía diario total (Wh).
 F_R : Rendimiento energético de la instalación (adimensional).

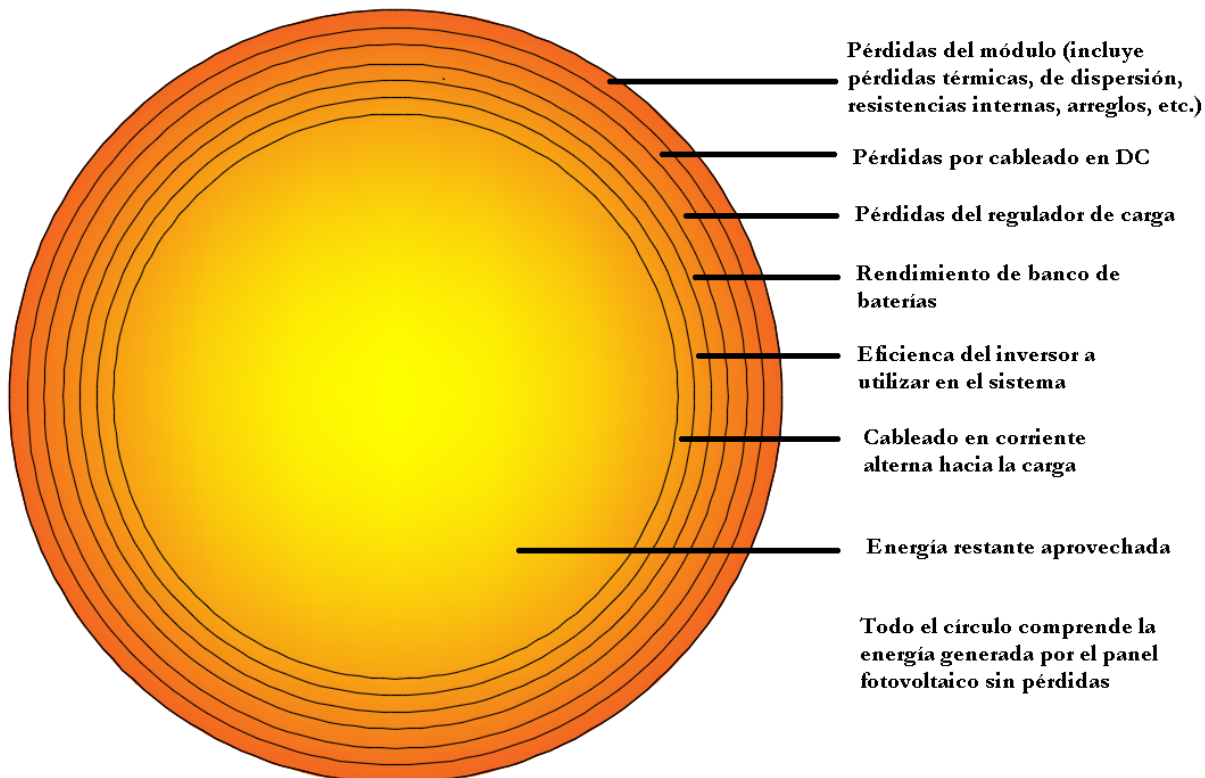


Figura 5.53: Pérdidas existentes en el sistema para dimensionado del generador fotovoltaico.

Una vez calculada la potencia mínima del generador fotovoltaico, hay que seleccionar los módulos necesarios para alcanzar dicha potencia, además de deducir su conexión para las necesidades del sistema. Esta selección del módulo implica elegirlos con una tensión nominal adecuada para los acumuladores y una potencia que alcance el valor mínimo pero que no se pase del 20% del mismo, esto con el fin de no sobredimensionar el generador fotovoltaico, por lo tanto:

$$P_{Gmin} \leq P_G \leq 1.2 \cdot P_{Gmin}$$

Se puede adoptar el siguiente criterio para elegir los diferentes módulos para que trabajen y se adapten a la tensión nominal del sistema de acumulación:

Tensión nominal del sistema de acumulación	Rango Vmpp (V)	Rango Voc (V)
12 V	17 - 18	21 - 22
24 V	34 - 36	43 - 45
48 V	4 módulos en serie de 12 Voltios tensión nominal	
120 V	10 módulos en serie de 12 voltios tensión nominal	

Tabla 5.8. Criterio para escoger módulos fotovoltaicos en base a tensión.

En la Tabla 5.8, se dan los criterios para escoger los rangos de tensión más adecuados. El análisis de pérdidas, tipos de paneles, coeficientes de temperatura juegan un papel importante en este aspecto, ya que, ellos proporcionan cambios en las tensiones nominales del sistema. La tabla puede variar y no es de carácter obligatorio, ya que teniendo en cuenta lo mencionado, puede ocurrir el siguiente caso:

- Tensión nominal del sistema de acumulación según la tabla: 12 V.
- Rango de Vmpp: 17 – 18 V.

Suponiendo que en el sistema existen pérdidas de hasta 10% y el banco de baterías posee una tensión de flotación de 14 V:

- Tensión nominal del sistema de acumulación: 14 V.
- Rango de Vmpp con pérdidas aplicando el 10%: 15.3 – 16.2 V.

Se observa que la tensión Vmpp es bastante cercana a la tensión nominal de la batería, por lo que posiblemente, los paneles no podrían llegar a cargarlas completamente **para este caso en particular. Todos los sistemas deben evaluarse para determinar si se aumenta el valor de Vmpp o no.**

Si el sistema posee un regulador de carga con MPPT, la tensión del sistema de generación puede variar de los valores nominales del banco de baterías, debido a que el MPPT será el encargado de llevarlo al punto correspondiente. **Cabe destacar que en un controlador de carga sin MPPT, el punto de operación del panel fotovoltaico lo define la batería; mientras que con un controlador con MPPT lo define el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico.**

5.7.2.3 Dimensionamiento del banco de baterías

El criterio base del dimensionado del acumulador garantizar el suministro de las necesidades de energía eléctrica durante todos los días del año, con un respaldo de días de autonomía que garantiza poseer este servicio incluso en los peores periodos de tiempo.

Primeramente, necesitamos establecer dos cosas: los días de autonomía del sistema y la profundidad de descarga:

Días de autonomía.

Depende del lugar en particular y tipo de instalación. En lugares con largos periodos donde la irradiancia no se presenta con su debida intensidad o frecuencia, hay que fijar más días de autonomía que en lugares donde predomina el clima soleado, como es el caso de El Salvador. Si la instalación es de carácter profesional y no puede quedarse sin energía eléctrica, deben establecerse más días de autonomía en caso de emergencia.

De manera general, aquellos sistemas que quieran mayor confiabilidad deben proyectar mayor número de días de autonomía. En el caso de El Salvador, bastarán de dos a tres días de autonomía, debido a la riqueza solar existente en la república.

Profundidad de descarga.

El banco de baterías es uno de los elementos de mayor costo del sistema y es vital alargar su vida útil lo máximo posible para no incurrir en costos adicionales. La profundidad de descarga máxima es un parámetro preciso a fijar para periodos de autonomía; dicha profundidad depende del tipo de tecnología del acumulador utilizado y suelen estar en el rango entre 30% y 90%, recomendando en términos generales en un sistema residencial, una profundidad de descarga del 70%. Sin embargo, **se recalca que las especificaciones del fabricante siempre son prioridad.**

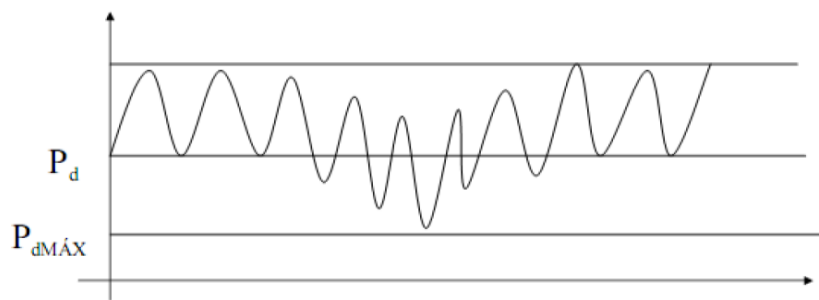


Figura 5.54. Profundidad de descarga máxima ($P_{d\text{MÁX}}$) de un acumulador.

Sabiendo lo anterior, calculamos el consumo total diario utilizando eficiencias del inversor y eficiencias del acumulador:

$$L = \frac{L_{CC}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} \quad \text{Ecu. 5.13}$$

- L : Consumo total diario o energía final necesaria (Wh).
- L_{CC} : Consumo en corriente continua (Wh).
- L_{ca} : Consumo en corriente alterna (Wh).
- η_g : Eficiencia del acumulador.
- η_{inv} : Eficiencia del inversor.

Los valores de consumo en DC y AC se aplican según los cálculos hechos de la recopilación de datos. La eficiencia de los acumuladores puede variar dependiendo del tipo de batería, fabricante, etc. Y la eficiencia del inversor es estima en base a la hoja de datos del mismo (debe incluir curvas de eficiencia).

Con los días de autonomía, la energía final necesaria y la profundidad de descarga máxima, se procede a calcular la capacidad de la batería en Wh:

$$CB^* = \frac{L \cdot N}{P_{dmax}} \quad \text{Ecu. 5.14}$$

- CB^* : Es la capacidad de la batería (Wh).
- L : Energía final necesaria.
- N : Número de días de autonomía.
- P_{dmax} : Profundidad máxima de descarga de la batería.

El tamaño del sistema de acumulación en amperios-hora (Ah), se obtiene a partir de la capacidad estimada (CB^*), dividiendo este valor por la tensión nominal del banco de baterías.

$$CB = \frac{CB^*}{V_{NB}} \quad \text{Ecu. 5.15}$$

- CB : Tamaño del sistema de acumulación (Ah).
- V_{NB} : Tensión nominal del banco de baterías.

La profundidad de descarga diaria no debe sobrepasar la fracción de energía que debe ser consumida para cumplir los días de autonomía a una cierta profundidad de descarga estimada. Por ejemplo, si la profundidad de descarga diaria es de 24% y la profundidad de descarga máxima es 50%, entonces se cumplen los propósitos del diseño, ya que, en dos días, la profundidad de descarga llega a 48%. Caso contrario, si se quisieran 3 días de autonomía, la profundidad de descarga máxima no es suficiente con la profundidad de descarga diaria, ya que, al comienzo del tercer día, este valor habrá aumentado, sobrepasando el límite de profundidad de descarga y desconectando todo el sistema de cargas.

Las curvas de las baterías proporcionadas por los fabricantes, poseen los ciclos de vida del acumulador de acuerdo a la profundidad de descarga fijada en ellos. Dependiendo de estos parámetros, se puede saber los años que el sistema de baterías funcionará para cierta profundidad de descarga máxima o los ciclos que tendrá de vida útil.

Si se sobredimensiona en exceso el acumulador, el generador fotovoltaico nunca podrá cargarlo completamente y la batería tenderá a sulfatarse. Para evitar esta situación, la capacidad del generador no debe exceder 25 veces la corriente de cortocircuito en STC.

En ausencia de datos, valores conservadores del conjunto de eficiencias de acumulador y baterías y eficiencia del inversor, son de 80% y 85% respectivamente. Otro dato importante es que la mayoría de baterías trabajan bajo un régimen de descarga C20.

5.7.2.4 Dimensionamiento del controlador de carga

Las alternativas de criterios de dimensionamiento son dos los principales.

Para seleccionar el controlador de carga necesario para nuestro sistema, hay que determinar su tensión nominal, corriente nominal y tensión máxima de entrada que tiene que soportar.

- **Tensión nominal:** Tiene que coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación.
- **Intensidad nominal:** Es el valor de la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones STC con un factor de seguridad del 1.25.

- **La tensión máxima de entrada:** no debe superar la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico a la temperatura más favorable.

Con estos datos, se consultan los catálogos.

Controlador basado en la potencia pico del generador fotovoltaico.

Sabiendo todos los datos del generador fotovoltaico, puede calcularse la corriente máxima al regulador por medio de los watts pico de los paneles de la siguiente manera:

$$I_c = \frac{W_P}{V_{NB}} \cdot 1.25 \quad \text{Ecu. 5.16}$$

Siendo I_c la corriente máxima por el regulador y W_P la potencia instalada del generador fotovoltaico.

Controlador basado en la potencia instalada.

El controlador de carga se puede calcular de manera rápida (estimación rápida) utilizando la potencia total instalada para el sistema⁴⁴, multiplicada por un factor de seguridad de 1.25 y dividido por la tensión nominal de las baterías.

$$I_c = \frac{L_{CC}}{V_{NB}} \cdot 1.25 \quad \text{Ecu. 5.17}$$

Criterio. En el caso que la potencia instalada sea en AC, debe considerarse la eficiencia del inversor (datos de placa, siendo un valor común el 85%), para estimar la corriente del controlador al voltaje de la batería. El dato de corriente debe ser calculador con la mayor exactitud posible para que el controlador posea un control y eficiencia excelente para manejar cargas.

5.7.2.5 Dimensionamiento del inversor

Como se ha visto en la unidad 4, para seleccionar el inversor más apropiado para los sistemas fotovoltaicos, hay que determinar su tensión nominal de entrada, salida y su potencia nominal, además de tener en cuenta su eficiencia en cuanto a salidas de tensión y corriente (si es de onda cuadrada, modificada, seno puro u otra). Las consideraciones principales son:

- **Tensión nominal de entrada:** esta tensión debe coincidir con la tensión nominal del sistema de acumulación, V_{NB} .
- **Potencia nominal del inversor:** Se calcula con la suma de todas las potencias de las cargas que tengan una probabilidad de funcionar simultáneamente. Para calcularla se trabaja con los valores de potencia aparente, por lo que debe realizarse una recopilación de datos de factores de potencia. Si existe alguna carga que necesite un pico de corriente (corriente de arranque de un motor, por ejemplo), se debe comprobar que el inversor resista la subida del valor de corriente durante el tiempo estipulado (potencia transitoria).
- **Tensión nominal de salida:** este debe ser el adecuado para las cargas a suplir (electrodomésticos, luminarias, tomas, etc.)

Como un criterio, se puede estimar que la potencia del inversor sea del 25% al 50% mayor a la demanda del sistema; esto debido a posibles cargas futuras y por pérdidas no previstas.

⁴⁴ Sin considerar alguna pérdida, ya sea eficiencia, efecto joule, etc.

5.7.2.6 Dimensionamiento de la red de tierra

Para el diseño de la red de tierra se necesita un valor de potencia y dependiendo de este, se determina la resistencia a red de tierra necesaria para que se considere que el sistema posee un buen aterrizamiento.

Según el artículo 126 de la norma técnica de conexiones y reconexiones eléctricas en redes de distribución de baja y media tensión cita lo siguiente:

“Para servicios residenciales las redes de tierra deberán tener un valor de resistencia de puesta a tierra menor o igual a veinticinco (25) ohmios. La varilla a instalar será un (1) electrodo de cobre de cinco pies (5') de largo por cinco octavos (5/8") de pulgada de diámetro, conectado con conductor de cobre de un calibre mínimo No. 8 AWG y deberá instalarse en un sitio cercano al tablero de distribución de cargas principal”.

En cualquier caso, se puede considerar como potencia base para el estudio de red de tierra la potencia del inversor. Este diseño de la red de tierra está comprendido por las prácticas recomendadas para aterrizamiento según la IEEE 142-2007, la cual establece que la resistencia de un electrodo de puesta a tierra tipo barra se obtiene de la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \left(\frac{4L}{d} \right) - 1 \right) \quad \text{Ecu. 5.18}$$

Donde **R** es la resistencia a tierra, **ρ** es la resistividad del suelo donde se ubicará el electrodo, **L** es la longitud del electrodo y **d** es el diámetro. Se recuerda que todas las unidades deben estar bajo el SI.

En dado caso no se alcance un valor de resistencia a tierra satisfactorio, este puede reducirse aún más utilizando un arreglo en paralelo de varillas [99] mediante la siguiente ecuación:

$$R_n = \frac{R}{n} \left(2 - e^{-0.17(n-1)} \right) \quad \text{Ecu. 5.19}$$

Donde **R_n** es la resistencia total del arreglo, **R** es el valor de resistencia a tierra con una sola varilla y **n** es el número de varillas.

El calibre del conductor se puede de puesta a tierra se puede determinar con la tabla 250.66 del NEC, donde se especifica el conductor del electrodo de puesta a tierra.

Problemas resueltos

- 1) Se tiene una batería que se descargará en 100 horas si se le conecta una carga que demande 2 amperios. Se quiere saber la capacidad de la batería si se descarga totalmente en 20 horas.

Solución.

La batería se descarga en 100 horas si se conecta a una carga de 2 amperios, por lo tanto, es una C100. Si se descarga a 2 amperios cada hora, entonces:

$$\text{Capacidad de la batería} = (100 \text{ h})(2 \text{ A}) = 200 \text{ Ah}$$

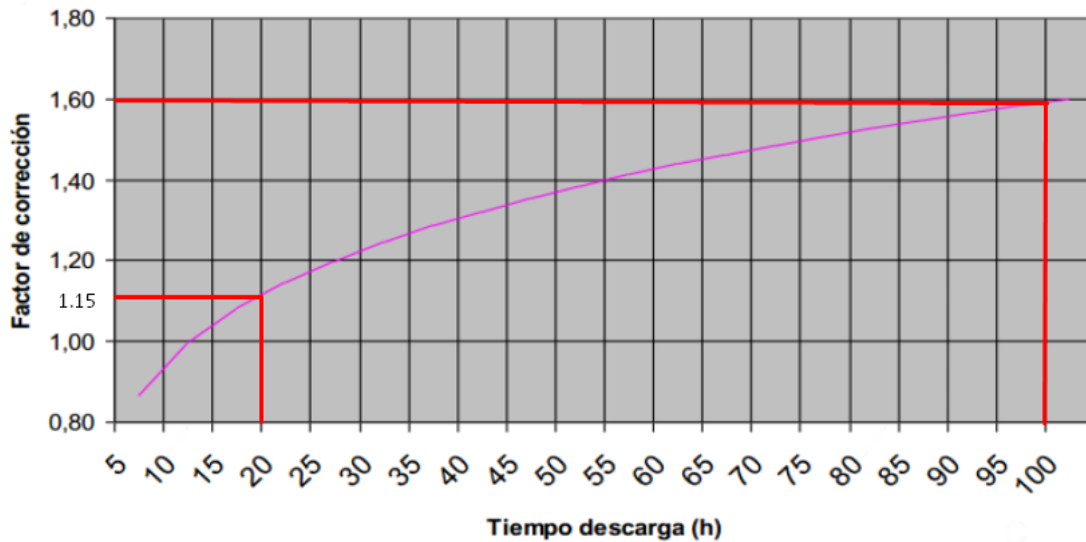
Por lo tanto, se desea conocer la capacidad final de una batería de 200 Ah @ 100 o 200Ah C100.

Para esto, utilizamos la ecuación de:

$$C_f = C_i \frac{F_f}{F_i}$$

Identificando los componentes de la ecuación, tenemos que la capacidad inicial es de 100 Ah. Los factores final e inicial se obtienen de la gráfica:

Corrección capacidad batería



Para un tiempo de descarga de 100 horas, el factor de corrección es de 1.6 y para un tiempo de descarga de 20 horas, el factor de corrección es 1.15.

Sustituyendo los valores:

$$C_F = 200 \cdot \frac{1.15}{1.60} = 143.75 \text{ Ah}$$

Como era de esperarse, la capacidad de la batería baja debido al aumento del régimen de descarga. Se podría decir que se está desaprovechando buena parte de la batería al no seleccionarse adecuadamente.

- 2) Determine la capacidad de cortocircuito disponible en un arreglo de acumuladores marca VARTA, el cual tiene una capacidad de 260 Ah en descarga C/50 y una resistencia interna de 8 mili ohmios. Las baterías son de 12 voltios y se han hecho 20 arreglos de 4 baterías en serie. La corriente total de los controladores hacia el acumulador es de 240 amperios. ¿Es necesario tener fusibles limitadores? ¿Qué otros fusibles hay que utilizar y en que secciones de los arreglos?

Solución.

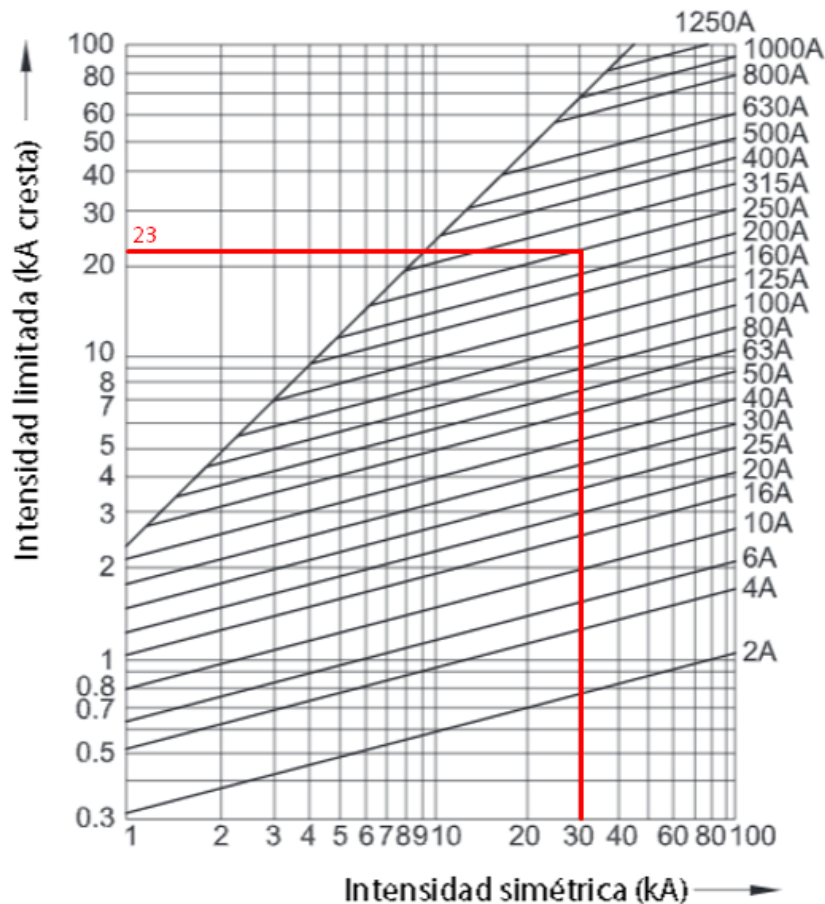
La corriente de cortocircuito de una batería está determinada por su resistencia interna y por el voltaje de la misma. Se calcula de la siguiente manera:

$$I_{\text{CCKT-Bat}} = \frac{V_{\text{bat}}}{R_{\text{bat}}} = \frac{12 \text{ V}}{8 \text{ m}\Omega} = 1500 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito para un arreglo es de 1500 A. El total de arreglos es de 20, por lo tanto:

$$I_{\text{CCKT0 TOTAL}} = 20 * 1500 = 30 \text{ kA}$$

Como la corriente de los controladores suman un total de 240 amperios, se pondrá un fusible limitador entre el banco de baterías y el controlador de 250 A. Según la gráfica de fusibles limitadores:



Con un fusible limitador de 250 amperios, la corriente de cortocircuito se limitaría de 30 kA a 23 kA aproximadamente, un valor relativamente alto. En este caso, si se desea seguir limitando la corriente, se pueden limitar las corrientes de cada arreglo de baterías. La contribución de corriente de cada arreglo será:

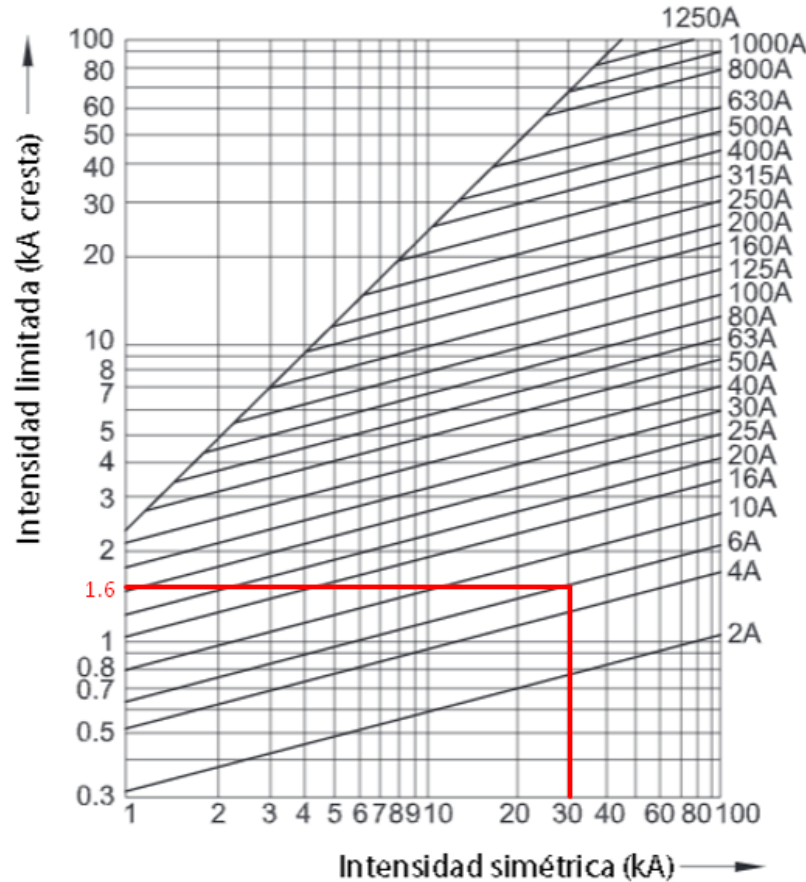
$$I_{\text{C/arreglo}} = \frac{240}{20} = 12 \text{ A}$$

Aplicando un factor de seguridad:

$$I_{C/\text{arreglo}} = (12)(1.25) = 15 \text{ A}$$

Fusible limitador de 16 A.

Por lo tanto, por todos los arreglos, la corriente de cortocircuito total será de 30 kA, pero el fusible limitador de 16 A en cada uno de los ramales lo reducirá a 1.6 kA, según la gráfica siguiente:



- 3) Unos estudiantes de la Universidad de El Salvador de la escuela de ingeniería eléctrica han formado un equipo competitivo de LOL, por lo que compran un apartamento con varias PC's y otras cargas. Los estudiantes se aterran de lo alta que sale la factura de luz y con sus conocimientos en sistemas fotovoltaicos, planean realizar un sistema autónomo para ya no depender de la red eléctrica. David, el líder de la banda, hace una estimación de la carga, el cual se indica en el siguiente cuadro:

Cargas del salón de jugadores para PC				
Carga	Cantidad	Watt	Horas al día	Wh al día
PC gamer y accesorios marca Logitech	12	170	10	20400
Escáner e impresora HP 120 V	2	150	1	300
Aire acondicionado de 5 toneladas trifásico de 208 V	1	5200	2	10400
Luminarias LED de 54 W 120 VAC 3 tubos	15	54	12	9720
Refrigerador 120 VAC	1	90	24	2160
Otros (futuro)	-	1000	2	2000
Total		9.440 kW		44.98 kWh/día

Determine:

- ¿Qué modificaciones se le podría dar a la estimación de David?
- Diseñe un sistema fotovoltaico autónomo. Especifique todos los equipos a utilizar.
- Diseñe las protecciones del sistema.

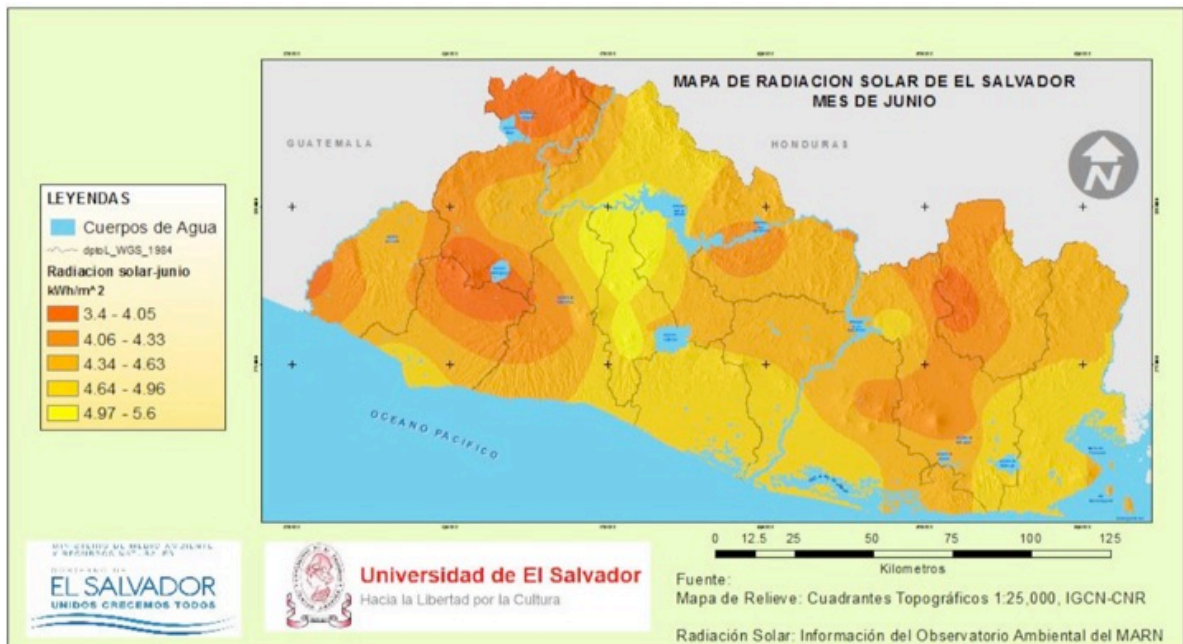
Solución.

- El cuadro de carga es aceptable, aunque podría ser más detallado. Se podría utilizar los KWh diarios aplicando un factor de potencia a las cargas que necesiten. También se asumirá un consumo anual del refrigerador según lo calculado en el cuadro, aunque también el fabricante otorga esta información en su hoja de datos. Las diferentes eficiencias de los artefactos deben haberse detallado para considerarlos en la energía que utilizan.

Con respecto a la carga futura, se podría considerar un poco más de ampliación, ya que solo una computadora especializada en juegos aporta la cantidad de 1700 Wh en el día. Solamente podrían agregar una más si se une un integrante al equipo, sin mencionar que necesitan otras cargas como los tomacorrientes.

- Consideraciones a tomar en cuenta:

- En el lugar, existe el suficiente espacio para ubicar los paneles solares, de forma que se utilizan con acimut de 0 (orientados al sur) y con inclinación óptima, sin ningún obstáculo que ofrezca pérdidas por sombra. Se tomarán en cuenta las horas sol pico para el mes de junio del mapa de radiación.



El mapa de radiación solar de El Salvador, en San Salvador (zona de la Universidad de El Salvador), para el mes de junio (el peor del año en cuanto horas sol pico), se cuentan con aproximadamente 4.97 horas sol pico, según la actualización hecha por la Universidad de El Salvador en el año 2013.

Una vez definida las horas sol pico, se puntualizan los siguientes parámetros:

- HSP:** 5 horas
- Energía AC diaria:** 44.98 kWh
- Energía DC diaria:** 0 kWh
- Potencia instalada:** 9.44 kW
- Días de autonomía:** 2 días

- **DOD máx:** 50%
- **Rendimiento del acumulador:** 85% (baterías plomo – ácido)
- **Rendimiento del inversor:** 85%
- **Voltaje DC del banco de baterías:** 48 V

- **Dimensionado del banco de baterías.**

Con los datos del rendimiento promedio del inversor y las baterías plomo – ácido, se procede a calcular el consumo total diario o energía final necesaria:

$$L = \frac{L_{CC}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} = \frac{0}{0.85} + \frac{44.98 \text{ kWh}}{(0.85)(0.85)} = 62.256 \text{ kWh}$$

Al haber hecho las consideraciones anteriores, la ecuación con el factor de corrección para superficies inclinadas, factor de pérdidas por sombra y factor de reducción de irradiación, no se utilizará.

$$I_{dm}(Y_s, S) = I_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Se utilizará la estimación rápida:

$$P_{wp} = F_s \cdot \frac{L}{HSP_\beta}$$

Como el controlador que se utilizará posee MPPT, se toma un factor de seguridad de 1.25.

$$P_{wp} = 1.25 \cdot \frac{62.256 \text{ kWh}}{4.97} = 15.66 \text{ kWp}$$

A continuación, se calcula la capacidad de la batería:

$$CB^* = \frac{L \cdot N}{P_{dmax}} = \frac{62,256 * 2}{0.50} = 250 \text{ kWh}$$

Tamaño del sistema de acumulación:

$$CB = \frac{CB^*}{V_{NB}} = \frac{250 \text{ kWh}}{48} = 5208 \text{ [Ah]}$$

Verificando el consumo diario para que el sistema tenga los dos días de autonomía hasta que el controlador indique el corte de energía:

$$L_{Diario}(\text{Ah}) = \frac{L}{V} = \frac{62.256 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} = 1.297 \text{ Ah}$$

La profundidad de descarga diaria debe ser de máximo 0.25 para cumplir con los días de autonomía:

$$PD_D = \frac{1.297 \text{ Ah}}{5.208 \text{ Ah}} = 0.249$$

Por lo que se acepta el diseño de acumuladores.

Se escogen las baterías MK 8G8DLTP (C20), 225 Ah de plomo ácido, 12 V, VRLA, GEL. Las especificaciones técnicas son las siguientes:

8G8DLTP-DEKA

SPECIFICATIONS

Nominal Voltage (V)	12V
Capacity at C/100	265Ah
Capacity at C/20	225Ah
Weight	166 lbs. (75 kg)
Plate Alloy	Lead Calcium
Posts	Forged Terminals & Bushings
Container/Cover	Polypropylene
Operating Temperature Range	-76°F (-60°C) - 140°F (60°C)
For Charging Parameters please refer to www.mkbattery.com Click on Technical Data, then on Photovoltaic Charging Parameters in the PV/Solar section	
Vent	Self-sealing
Electrolyte	Sulfuric acid thixotropic gel

Valve-Regulated, Gelled-Electrolyte Battery



DIMENSIONS

Inches (mm)

Length	21.03 (534 mm)
Width	11.00 (279 mm)
Height	10.82 (275 mm) <i>including terminal</i>

Gel Cycle Life vs Depth of Discharge at +25°C (77°F)
Based on BCI 2-hour Capacity

Número de arreglos a partir de la capacidad del acumulador:

$$\# \text{ Arreglos de baterías} = \frac{5.208 \text{ Ah}}{225 \text{ Ah}} = 23.15 \cong 24 \text{ arreglos con 4 baterías en serie cada uno.}$$

Capacidad del acumulador final:

$$\text{CB (real)} = (24)(225) = 5400 \text{ Ah}$$

- Se utilizarán los paneles Canadian Solar de 310 watts. Sus parámetros eléctricos son:

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1954×982×40 mm (76.9×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4-1000V or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

- El inversor Sunny Island 5048 V se utilizará para este diseño. Sus parámetros eléctricos son los siguientes:

Technical Data

	Sunny Island 5048U
AC output (users)	
Nominal AC voltage (adjustable)	120 V (105 V - 132 V)
Nominal frequency (adjustable)	60 Hz (55 Hz - 65 Hz)
Continuous AC power at 25 °C / 45 °C	5000 W / 4000 W
AC output power at 25 °C for 30 min / 1 min / 5 s	6500 W / 8400 W / 11000 W
Nominal AC current / Max. AC current (peak)	41.7 A / 180 A for 60 ms
Total harmonic distortion / phase shift (cos φ)	< 3% / -1 to +1
AC input (generator or grid)	
Input voltage (range)	120 V (80 V - 150 V)
Input frequency (range)	60 Hz (54 Hz - 66 Hz)
Max. input current (adjustable) / Max. input power	56 A (0 A - 56 A) / 6.7 kW
Battery DC input	
Battery voltage (range)	48 V (41 V - 63 V)
Max. battery charging current / continuous charging current at 25 °C	120 A / 100 A
Battery type / battery capacity (range)	Lead acid, NiCd / 100 - 10,000 Ah
Charge control	IUoU process
Efficiency / Operating consumption	
Max. efficiency	95%
Own consumption with no load / standby	25 W / 4 W
Protection devices	
DC reverse polarity / DC fuse	●/●
AC short-circuit / AC overload	●/●
Overtemperature / excessive battery discharge	●/●
General Data	

Para determinar el número de inversores, se multiplica la potencia instalada por un factor de seguridad y por un multiplicador de posible carga futura. Luego la potencia obtenida se divide entre la potencia nominal del inversor.

$$\frac{9.44}{0.8 * 0.8} = 14.75 \text{ KW}$$

$$\# \text{ Inversores} = \frac{14.75 \text{ KW}}{5 \text{ KW}} = 2.95 = 3 \text{ inversores Sunny Island}$$

- Realizando el análisis de temperatura.

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20}{800}$$

El valor de la TONC de la ficha técnica es 45 ± 2 . En este caso utilizaremos el valor medio de TONC, el cual será 45. Las temperaturas para El Salvador son: $T_a = 12 \text{ °C}$ y $T_a = 40 \text{ °C}$ y radiación promedio para El Salvador 1000 W/m^2 . Con ello calculamos $T_{c_{\max}}$ y $T_{c_{\min}}$, de la siguiente manera:

$$T_{c_{\max}} = T_a + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20}{800} = 40 + 1000 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 71.25 \text{ °C}$$

$$T_{c_{\min}} = T_a + G \cdot \frac{\text{NOCT} - 20}{800} = 12 + (0) \cdot \frac{45 - 20}{800} = 12 \text{ °C}$$

Se realiza el análisis de variaciones de V_{oc} y V_{mp} de los módulos fotovoltaicos, teniendo en cuenta los resultados de temperatura del literal anterior. Así:

Calculo de Voc, Vmp, e Isc considerando el rango de temperatura en el lugar de 12 °C hasta 71.25 °C.

$$V_{oc_{max}}(^{\circ}T_{c_{min}}) = V_{oc} + \frac{\beta_{voc}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 44.9 + \frac{-0.31}{100} * 44.9 * (12 - 25) = 46.71$$

$$V_{oc_{min}}(^{\circ}T_{c_{max}}) = V_{oc} + \frac{\beta_{voc}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 44.9 + \frac{-0.31}{100} * 44.9 * (71.25 - 25) = 38.46$$

$$V_{mp_{max}}(^{\circ}T_{c_{min}}) = V_{mp} + \frac{\beta_{vmp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 36.4 + \frac{-0.41}{100} * 36.4 * (12 - 25) = 38.34$$

$$V_{mp_{min}}(^{\circ}T_{c_{max}}) = V_{mp} + \frac{\beta_{vmp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 36.4 + \frac{-0.41}{100} * 36.4 * (71.25 - 25) = 29.50$$

- El controlador que se utilizará será el MorningStar TS-MPPT-60, para 60 amperios a 48 voltios de tensión del sistema de baterías, 3.2 kWh. Posee la característica de tener un buscador de punto de máxima potencia.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Parámetros eléctricos

	TS-MPPT-30	TS-MPPT-45	TS-MPPT-60
• Corriente máxima de batería	30 amps	45 amps	60 amps
• Potencia nominal de funcionamiento máxima *			
	12 Voltios 400 Watts	600 Watts	800 Watts
	24 Voltios 800 Watts	1200 Watts	1600 Watts
	48 Voltios 1600 Watts	2400 Watts	3200 Watts

	TS-MPPT-30, 45 and 60
• Rendimiento pico	99%
• Voltaje nominal del sistema	12, 24, 36 or 48 CC
• Tensión máxima de circuito abierto PV **	150 VCC
• Rango de voltaje de servicio de batería	8-72 VCC
• Consumo propio máximo	2.7 Watts
• Protección contra picos transitorios	4500 Watts/conector

Protecciones electrónicas

- Panel solar: Sobrecarga, cortocircuito, alto voltaje
- Batería: Alto voltaje
- Alta temperatura
- Descargas atmosféricas y picos transitorios
- Corriente inversa (de noche)

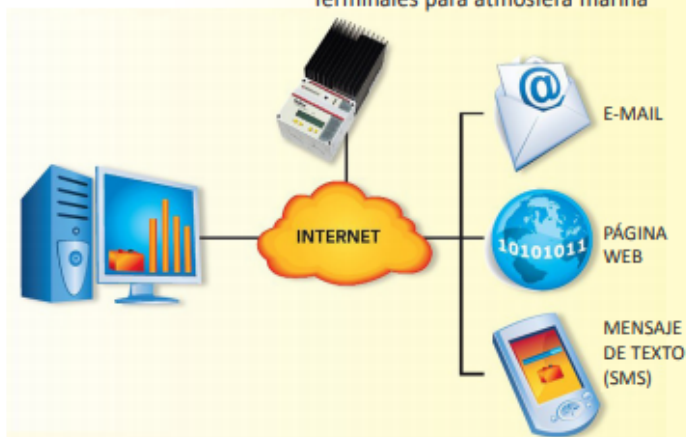
Carga de batería

- Algoritmo de carga 4 etapas
- Etapas de carga Principal (a corriente constante), absorción, flotante, ecualización (balance de carga)
- Compensación de temperatura
 - Coeficiente -5 mV/°C/celda (25° de ref.)
 - Rango -30 °C a +80 °C
 - Selector de carga Absorción, flotante, ecualización, HVD

Nota: Incluye sensor remoto de temperatura.

Condiciones ambientales

- Temperatura ambiente -40°C a +45°C
- Temperatura de almacenamiento -55°C a +100°C
- Humedad 100% sin condensación
- Protección climática Encapsulado de epoxi
Revestimiento normalizado
Terminales para atmósfera marina



Conectores de comunicación

	TS-MPPT-30	TS-MPPT-45	TS-MPPT-60
• MeterBus	Sí	Sí	Sí
• RS-232	Sí	Sí	Sí
• EIA-485	No	No	Sí
• Ethernet	No	No	Sí

Options

- Instrumento 2 TriStar (TS-M-2)
- Instrumento remoto 2 TriStar (TS-RM-2)
- Centralizador de instrumentos (HUB-1)
- Excitador de relés (RD-1)

- Método basado en la potencia fotovoltaica.

La corriente del controlador se calcula mediante la potencia fotovoltaica calculada anteriormente.

$$I_{\text{Controlador}} = 1.25 \left(\frac{15.66 \text{ kWp}}{48 \text{ V}} \right) = 407.81 \text{ A}$$

Con los controladores, se realiza la repartición de corriente para un máximo de 60 amperios por controlador:

$$\# \text{ Controladores} = \frac{407.81}{60} = 6.78 \cong 7 \text{ controladores}$$

Número total de paneles fotovoltaicos utilizando Canadian Solar de 310 Wp. Se usarán 9 paneles fotovoltaicos por cada controlador en strings de 3.

$$\text{Potencia total por controlador} = (9)(310) = 2790 \text{ Watts.}$$

$$\text{Potencia pico total} = (2790)(7) = 19530 \text{ Wp}$$

$$\text{Paneles fotovoltaicos totales} = \frac{19530}{310} = 63 \text{ paneles}$$

Con una corriente de cortocircuito total por arreglo de alrededor de 27 amperios. Sin embargo, el controlador soporta 60 amperios, por lo que el sistema se acepta.

- **Protecciones.**

Corriente total a la salida de cada arreglo en serie de dos paneles:

$$I_{\text{Paneles}} = I_{\text{SC}} * (1.25)(1.25) = (9.08)(1.25)(1.25) = 14.18 \text{ A}$$

Fusible de 15 A

Corriente a la salida de la combiner box antes del controlador de carga:

$$I_{\text{Arreglo combiner}} = I_{\text{Paneles}} * 3 = 42.52 \text{ A}$$

Fusible de 45 A DC.

También a la salida de cada regulador.

Del tablero DC donde se interconectan todos los reguladores hacia las baterías:

$$I_{\text{Controladores-acumulador}} = (60) * (7) = 420 \text{ A}$$

Fusible de 450 – 500 A

- 4) Diseñe y simule un sistema fotovoltaico aislado para el edificio administrativo de la alcaldía en Usulután, Estanzuelas. La factura del edificio marca un total de 80 kWh consumido por día para una carga instalada de 12 kW. Calcule para 2 días de autonomía, profundidad de descarga al 50%, 5 horas sol pico (tomar como valor medio anual). Los paneles serán instalados en una estructura ya hecha de 10° de inclinación, con orientación hacia el sur.

Solución.

- **Cálculo de inversores.**

Se utilizarán inversores Sunny Island 5048, con eficiencia del 95% y entrada de tensión DC a 60 V. Por lo tanto:

$$\# \text{ de inversores} = \frac{12 \text{ kW}}{5 \text{ kW}} = 2.4 \text{ inversores}$$

Se instalarán 3 inversores para posible carga futura.

- **Cálculo del acumulador.**

Se utilizarán baterías plomo – ácido, por lo que podemos asumir eficiencia de 85% y una eficiencia promedio de inversor del 90%.

$$L = \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} = \frac{0}{0.85} + \frac{80 \text{ kWh}}{(0.85)(0.90)} = 104.58 \text{ kWh}$$

$$CB^* = \frac{L \cdot N}{P_{dmax}} = \frac{104.58 \cdot 2}{0.50} = 418.32 \text{ kWh}$$

$$\text{Acumulador} = \frac{CB^*}{V_{NB}} = \frac{418.32 \text{ kWh}}{60} = 6972 \text{ [Ah]}$$

$$L_{\text{Diario}}(\text{Ah}) = \frac{L}{V} = \frac{104.58 \text{ kWh}}{60 \text{ V}} = 1.74 \text{ 3 kAh}$$

La profundidad de descarga diaria debe ser de máximo 0.25 para cumplir con los días de autonomía:

$$PD_D = \frac{1743 \text{ Ah}}{6972 \text{ Ah}} = 0.25$$

Las baterías a utilizar son marca Rolls 12-CS-11PS de plomo – ácido sellada de 296 Ah, 12V.

$$\# \text{ de arreglos de baterías en paralelo} = \frac{6972 \text{ Ah}}{296} = 23.55 = 24 \text{ arreglos de 5 baterías en serie.}$$

$$\text{Capacidad real del acumulador} = (24)(296) = 7104 \text{ Ah}$$

- **Cálculo del controlador.**

Corriente hacia el controlador:

$$I_{\text{controlador}} = \frac{12 \text{ kW}}{60 \text{ V}} = 200 \text{ A}$$

Se utilizarán controladores FlexMax con MPPT, 4.50 kW con tensión nominal de 60 V y 60 A.

Voltaje de operación MPP	75-145 V	Potencia del controlador	4.50 kW
Voltaje máximo de entrada	150 V	Batería asociada	60 V

Por lo tanto:

$$I_{\text{Controladores}} = \frac{200}{60} = 3.33 = 4 \text{ controladores en total.}$$

- **Cálculo del generador fotovoltaico.**

Utilizando la estimación rápida con un factor de seguridad de 1.5 (debido a posible incremento de pérdidas por polvo y alta temperatura de la zona).

$$\text{Potencia del generador fotovoltaico} = 1.5 \cdot \frac{12 \text{ kW}}{5 \text{ HSP}} = 3600 \text{ Wp}$$

En esta ocasión, no se utilizará la estimación rápida, ya que se tiene una inclinación no óptima. La inclinación es de 10° , cuando la ideal es 13° . Por lo tanto:

$$P_{G\text{mín}} = \frac{L \cdot I_{\text{STC}}}{I_{\text{dm}}(\gamma_s, S) \cdot F_R}$$

Donde ya tenemos la potencia de la instalación, irradiancia en condiciones STC y el rendimiento energético se asumirá de un factor de 0.6.

Con respecto al valor medio mensual de irradiación diaria sobre el generador con inclinación y acimut en particular, se calculará a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{\text{dm}}(\gamma_s, S) = I_{\text{dm}}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Donde las pérdidas por sombra (FS) equivale a 1, ya que se asume sin sombra. El factor de reducción de irradiación es 1 porque el acimut es 0 (orientación al sur) y el valor medio mensual de irradiancia diaria sobre la superficie con una inclinación 0, es decir, horizontal, que equivale a $5000 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$.

El factor K se obtiene de la tabla 7 de factores de corrección para latitud de 13° (El Salvador), para el mes de junio, que es el mes con menor irradiancia.

K es igual a 0.95.

$$I_{\text{dm}}(13^\circ, 10^\circ) = 5000 \cdot 0.95 \cdot 1 \cdot 1 = 4750 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \text{ día}}$$

$$P_{G\text{mín}} = \frac{12 \text{ kW} \cdot 1000}{4750 \cdot 0.6} = 4210.53 \text{ kWp}$$

Se utilizarán paneles Canadian Solar de 310 Watts. Para completar los 4210.53 kWp, se tiene:

$$\# \text{ de paneles} = \frac{4210.53}{310} = 13.58 = 14 \text{ paneles}$$

Sin embargo, el controlador solamente opera con tensiones entre 75 y 145 voltios, y la tensión de V_{mpp} en la temperatura de trabajo máxima no alcanza los 75 V. Por lo tanto, se utilizarán 2 arreglos de 3 paneles en serie por controlador y el último controlador con solo 1 arreglo de 3 paneles en serie.

$$\# \text{ de paneles} = 3 + (3 * 2 * 3) = 21 \text{ paneles} = 6.510 \text{ kWp}$$

- **Problemas de baterías.**

Calcule las capacidades nuevas de las baterías a partir de la información que obtiene. ¿Es mejor o peor el cambio? Justifique cada caso. Extrapolar en los problemas que sean necesarios.

Capacidad original [Ah]	Tiempo de descarga original [h]	Tiempo de descarga final [h]
20	20	25
25	20	15
35	20	30
50	10	40
100	25	55
115	40	80
125	100	42

- **Problemas de diseño.**

Parte I.

- A. Determine para el caso de viviendas populares en El Salvador, con consumo máximo de 99 KWh mes a 120 voltios, el tamaño del sistema fotovoltaico aislado que pudiera utilizarse, calcule para 3 días de autonomía y una profundidad máxima de descarga de 60%. Especifique detalladamente, los equipos a utilizar, marca y modelo. Asuma que dentro de ese consumo de 99 KWh mes se encuentra el de un TV que trabajará 4 horas diarias y opera a 12 o 24 VDC demandando 50w. Evalúe al menos entre 2 tipos de batería y escoja basado en el número de ciclos.
- B. Dibuje el esquema de un sistema fotovoltaico aislado con 8 paneles de 250 W_p, Voc 42 V, Isc 7 A, reguladores de 1000 W, 48 V y acumulador fotovoltaico de 500 Ah, 48 voltios con baterías de 12 voltios y 125 Ah. Los inversores son de 750 W, consumo de corriente continua de 500 W y una carga de corriente alterna de 2000 W. Señale los elementos de protección, su capacidad y las corrientes máximas circulantes por los diversos elementos.

Complemente su diseño indicando gráficas donde se utilizan fusibles limitadores para las baterías que escoja.

A continuación, se presentan las descripciones de cargas para fabricar un diseño de sistemas fotovoltaicos aislados para cada uno. Tome en cuenta tiempos promedio de uso para cada una de las cargas y asuma que el sistema deberá soportar el peor mes del año en cuanto a irradiancia y temperaturas. En los casos que usted considere necesario, suponga un factor de potencia de 0.9.

Parte II.

1. Pequeña oficina con 4 cubículos, 1 oficina gerente con Aire acondicionado de 12 KBTU, 240/120 voltios, 2 salas de reuniones, 2 cubículos, secretaría, espera y 4 ventiladores de techo. Ubicación: San Salvador. Asuma que cada sala ocupa un promedio de 4 luminarias LED de 36 watts.
2. Agencia bancaria con 4 cajeras, aire acondicionado de 36 KBTU, 4 ventiladores de techo, gerencia y secretaria. Ubicación: San Miguel. Se utilizan un total de 53 lámparas incandescentes de 42 watts.

3. Panadería con Horno de 3 KW, área de ventas de 100 m² y 4 ventiladores de techo. Ubicación: Cerca de la Universidad de El Salvador.
4. Casa con consumo de 300 KWh/mes y otra con 100 KWh/mes. Ubicación de la primera casa: Santa Elena. Ubicación de la segunda casa: Soyapango, cerca de Plaza Mundo.
5. Centro de computo con 10 computadoras, 2 impresoras en un área de 100 m² con suficiente ventilación y 4 ventiladores de techo. Ubicación: Madrid, España.
6. Laboratorio con 8 computadoras en un área de 20 m² con un Aire acondicionado de 2 toneladas, 240/120 voltios, 2 ventiladores de techo. Ubicación: Argentina, Buenos Aires.
7. Casa de habitación para 4 personas, con los servicios básicos en un área de 120 m², dos PC. Ubicación: Juayúa.
8. Escuela rural con 1 PC más 4 terminales, 4 ventiladores, refrigerador pequeño, TV, 3 tomas y 6 luces led. Ubicación: San Salvador.

El diseño comprende el dimensionamiento del sistema, costo de los equipos, especificación de los mismos, marca y modelo, protecciones y cableado. Todos los equipos a instalar son eficientes y considere dos días de autonomía para cada caso. Puede utilizar los métodos que desee, sin embargo, si usa los aproximados, recuerde que el diseño es su responsabilidad y cualquier cálculo que realice debe ser confiable.

1) La simulación corresponde al problema 3) de problemas resueltos del capítulo 5.

PVSYST V6.70		26/01/20		Page 1/4					
Stand Alone System: Simulation parameters									
Project :		Proyecto aislado 1							
Geographical Site	La Union	Country	El Salvador						
Situation	Latitude	13.33° N	Longitude	-87.88° W					
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-6	Altitude	86 m					
	Albedo	0.20							
Meteo data:	La Union	MeteoNorm 7.1 station - Síntesis							
Simulation variant :		Nueva variante de simulación							
	Simulation date	26/01/20 22h23							
Simulation parameters	System type	Stand-alone system							
Collector Plane Orientation	Tilt	13°	Azimuth	0°					
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm					
PV Array Characteristics									
PV module	Si-poly	Model	CS6X - 310P						
Original Pvsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.							
Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel	21 strings					
Total number of PV modules	Nb. modules	63	Unit Nom. Power	310 Wp					
Array global power	Nominal (STC)	19.53 kWp	At operating cond.	17.43 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	96 V	I mpp	181 A					
Total area	Module area	121 m²	Cell area	110 m²					
PV Array loss factors									
Array Soiling Losses			Loss Fraction	1.0 %					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	9.1 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.6 % at STC					
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %					
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP					
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %					
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	1.000	0.999	0.997	0.993	0.986	0.955	0.889	0.701	0.000
System Parameter	System type	Stand Alone System							
Battery	Model	3Q14 - Starting							
	Manufacturer	Electrona							
Battery Pack Characteristics	Voltage	48 V	Nominal Capacity	5256 Ah					
	Nb. of units	4 in series x 24 in parallel							
	Temperature	Fixed (20°C)							
Controller	Model	Tristar TS MPPT 60 - 48V							
	Manufacturer	Momingstar							
	Technology	MPPT converter							
Converter	Maxi and EURO efficiencies	98.5 / 98.2 %							
	Nb. units	7							
	Temp coeff.	-5.0 mV/°C/elem.							
Battery Management control	Threshold commands as	Battery voltage							
	Charging	46.5 / 44.1 V		Corresp. SOC	0.00 / 0.00				
	Discharging	41.8 / 44.1 V		Corresp. SOC	0.00 / 0.00				
User's needs :	Daily household consumers average	Constant over the year 44 kWh/Day							

Stand Alone System: Detailed User's needs

Project : Proyecto aislado 1

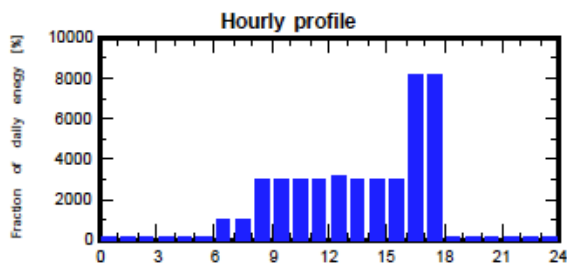
Simulation variant : Nueva variante de simulación

Main system parameters	System type Stand alone		
PV Field Orientation	tilt 13°	azimuth 0°	
PV modules	Model CS6X - 310P	Pnom 310 Wp	
PV Array	Nb. of modules 63	Pnom total 19.53 kWp	
Battery	Model 3Q14 - Starting	Technology Lead-acid, vented, vehicle	
Battery Pack	Nb. of units 96	Voltage / Capacity 48 V / 5256 Ah	
User's needs	Daily household consumers Constant over the year	Global 16.07 MWh/year	

Daily household consumers, Constant over the year, average = 44 kWh/day

Annual values

	Number	Power	Use	Energy
Lamps (LED or fluo)	15	54 W/lamp	12 h/day	9720 Wh/day
PC Gamer	12	170 W/app	10 h/day	20400 Wh/day
Escáner e impresora	1	150 W/app	1 h/day	150 Wh/day
Frigorífico/Congelador	1		24 Wh/day	2160 Wh/day
Aire acondicionado 5 TON	1		2 Wh/day	10400 Wh/day
Consumidores en espera			24 h/day	1200 Wh/day
Total daily energy				44030 Wh/day



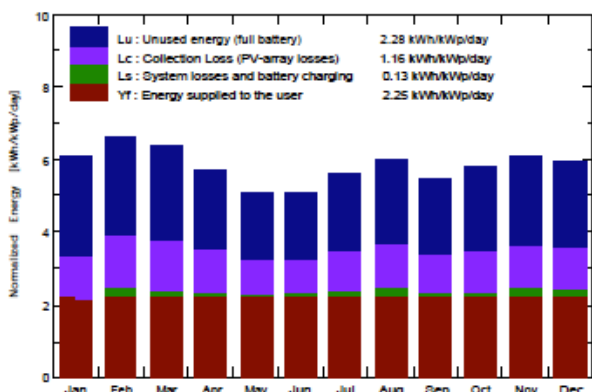
Stand Alone System: Main results

Project : Proyecto aislado 1
Simulation variant : Nueva variante de simulación

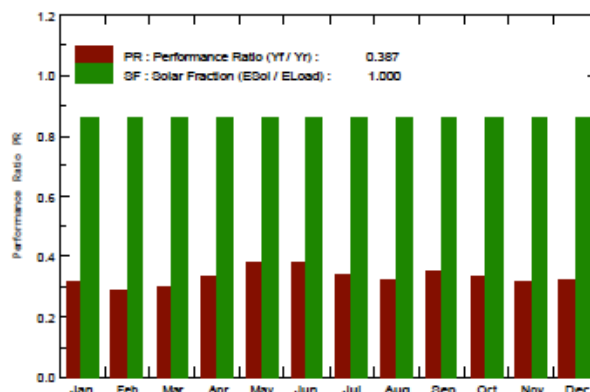
Main system parameters	System type	Stand alone		
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6X - 310P	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	63	Pnom total	19.53 kWp
Battery	Model	3Q14 - Starting	Technology	Lead-acid, vented, vehicle
Battery Pack	Nb. of units	96	Voltage / Capacity	48 V / 5256 Ah
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global	16.07 MWh/year

Main simulation results				
System Production	Available Energy	32.94 MWh/year	Specific prod.	1686 kWh/kWp/year
	Used Energy	16.07 MWh/year	Excess (unused)	16.24 MWh/year
Loss of Load	Performance Ratio PR	38.75 %	Solar Fraction SF	100.00 %
	Time Fraction	0.0 %	Missing Energy	0.00 MWh/year

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 19.53 kWp



Performance Ratio PR and Solar Fraction SF



Nueva variante de simulación Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
January	166.1	182.4	2.925	1.651	0.000	1.365	1.365	1.000
February	170.6	180.5	2.852	1.508	0.000	1.233	1.233	1.000
March	191.7	191.6	3.022	1.582	0.000	1.365	1.365	1.000
April	174.0	185.0	2.634	1.277	0.000	1.321	1.321	1.000
May	165.3	150.6	2.460	1.106	0.000	1.365	1.365	1.000
June	162.6	145.1	2.397	1.046	0.000	1.321	1.321	1.000
July	186.7	167.2	2.706	1.282	0.000	1.365	1.365	1.000
August	191.3	177.8	2.870	1.388	0.000	1.365	1.365	1.000
September	161.8	157.3	2.576	1.210	0.000	1.321	1.321	1.000
October	167.0	172.2	2.784	1.372	0.000	1.365	1.365	1.000
November	162.8	176.9	2.859	1.425	0.000	1.321	1.321	1.000
December	159.5	177.9	2.852	1.392	0.000	1.365	1.365	1.000
Year	2059.4	2044.6	32.937	16.239	0.000	16.071	16.071	1.000

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 E Avail Available Solar Energy
 EUnused Unused energy (full battery) loss
 E Miss Missing energy
 E User Energy supplied to the user
 E Load Energy need of the user (Load)
 SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

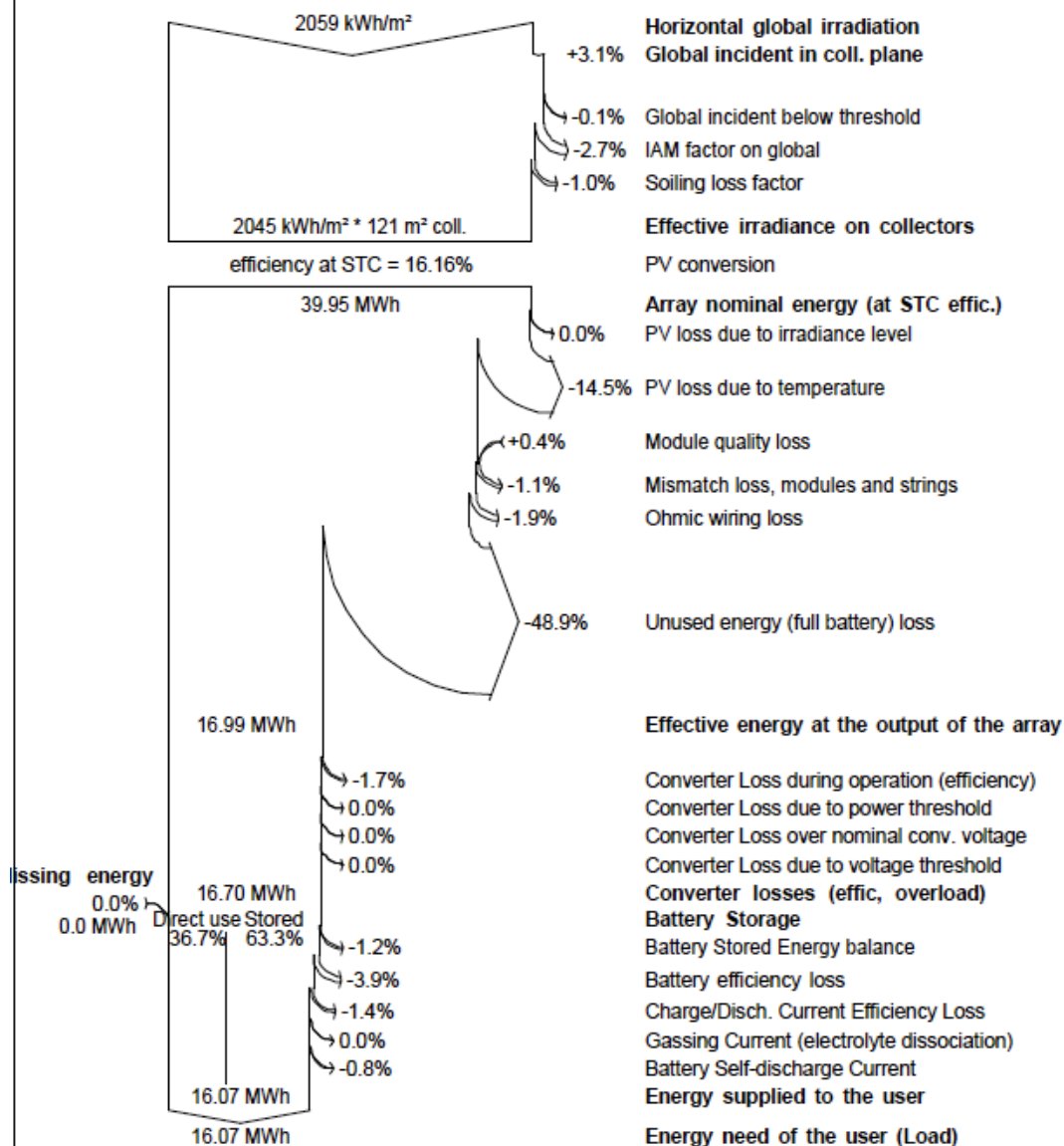
Stand Alone System: Loss diagram

Project : Proyecto aislado 1

Simulation variant : Nueva variante de simulación

Main system parameters	System type	Stand alone	
PV Field Orientation	tilt	13°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6X - 310P	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules	63	Pnom total 19.53 kWp
Battery	Model	3Q14 - Starting	Technology Lead-acid, vented, vehicle
Battery Pack	Nb. of units	96	Voltage / Capacity 48 V / 5256 Ah
User's needs	Daily household consumers	Constant over the year	Global 16.07 MWh/year

Loss diagram over the whole year



2) La simulación corresponde al problema 4) de problemas resueltos del capítulo 5.

PVSYST V6.70		10/02/20	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Edificio admin en Usulután		
Lugar geográfico	La Union	País	El Salvador
Ubicación	Latitud 13.33° N	Longitud	-87.88° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-6	Altitud	86 m
Datos climatológicos:	La Union	MeteoNorm 7.1 station - Síntesis	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	10/02/20 12h14	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	CS6K - 310MS-AG
Original PVsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		En serie	3 módulos
N° total de módulos FV		N° módulos	36
Potencia global generador		Nominal (STC)	11.16 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	89 V
Superficie total		Superficie módulos	59.2 m²
		En paralelo	12 cadenas
		Pnom unitaria	310 Wp
		En cond. funciona.	10.08 kWp (50°C)
		I mpp	114 A
		Superf. célula	52.8 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	13 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.7 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.4 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): User defined IAM profile			
	10°	20°	30°
	0.998	0.998	0.995
	40°	50°	60°
	0.992	0.986	0.970
	70°	80°	90°
	0.917	0.763	0.000
Parámetro del Sistema	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	12-CS-11PS	
	Fabricante	Rolls	
Características del banco de baterías	Tensión	60 V	Capacidad Nominal 7104 Ah
	N° de unidades	5 en serie x 24 en paralelo	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	FLEXmax 60 - 60V	
	Fabricante	Outback	N° unidades 3
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	98.1 / 96.5 %	
Umbrales de Regulación Baterías	Threshold commands as	Battery voltage	
	Carga	66.0 / 62.7 V	Corresp. SOC 0.90 / 0.75
	Descarga	58.8 / 61.1 V	Corresp. SOC 0.20 / 0.45
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios Constante durante el año			
	media	80 kWh/Día	

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Edificio admin en Usulután

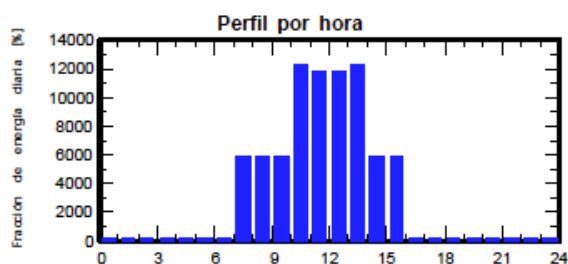
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV		inclinación	10°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	CS6K - 310MS-AG	Pnom 310 Wp
Generador FV		N° de módulos	36	Pnom total 11.16 kWp
Batería		Modelo	12-CS-11PS	Tecnología Pb-ácido, cerrada, placa
Banco de baterías		N° de unidades	120	Tensión/Capacidad 60 V / 7104 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	29.16 MWh/año

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 80 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Aire acondicionado	2	3000 W/lámpara	4 h/día	24000 Wh/día
Luminarias LED	60	54 W/art.	9 h/día	29160 Wh/día
Impresoras	4	100 W/art.	2 h/día	800 Wh/día
Refrigeradora	2		24 Wh/día	4320 Wh/día
Computadoras	20		9 Wh/día	21600 Wh/día
Consumidores en espera			24 h/día	24 Wh/día
Energía total diaria				79904 Wh/día



Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Edificio admin en Usulután

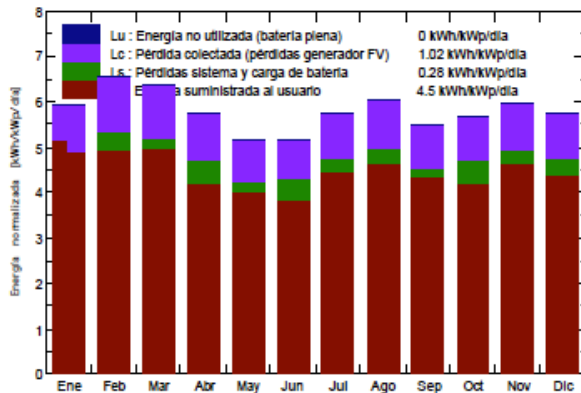
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS6K - 310MS-AG	Pnom	310 Wp
Generador FV	N° de módulos	36	Pnom total	11.16 kWp
Batería	Modelo	12-CS-11PS	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, placa
Banco de baterías	N° de unidades	120	Tensión/Capacidad	60 V / 7104 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	29.16 MWh/año

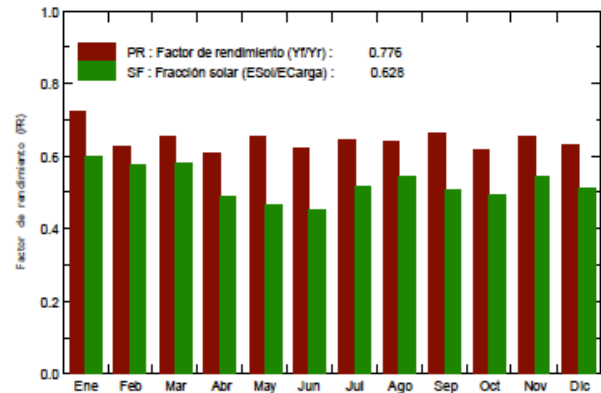
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	18.91 MWh/año	Produc. específico	1694 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	18.32 MWh/año	Exced. (inutilizado)	0.00 MWh/año
Pérdida de carga	Factor de rendimiento (PR)	77.56 %	Fracción solar SF	62.82 %
	Fracción de tiempo	38.8 %	Energía faltante	10.84 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 11.16 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUnused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Enero	186.1	180.3	1.649	0.001	0.894	1.783	2.477	0.720
Febrero	170.8	179.9	1.624	0.000	0.891	1.547	2.237	0.891
Marzo	191.7	193.5	1.738	0.000	0.746	1.731	2.477	0.699
Abril	174.0	188.6	1.526	0.000	0.989	1.409	2.397	0.588
Mayo	185.3	155.4	1.430	0.000	1.082	1.395	2.477	0.563
Junio	162.6	150.4	1.400	0.000	1.101	1.297	2.397	0.541
Julio	186.7	173.4	1.586	0.000	0.939	1.538	2.477	0.621
Agosto	191.3	182.6	1.670	0.000	0.889	1.808	2.477	0.649
Septiembre	161.8	159.8	1.481	0.000	0.939	1.458	2.397	0.808
Octubre	167.0	172.6	1.587	0.000	1.011	1.486	2.477	0.592
Noviembre	162.8	175.3	1.614	0.000	0.829	1.568	2.397	0.654
Diciembre	159.5	175.3	1.603	0.000	0.956	1.521	2.477	0.614
Año	2059.4	2067.0	18.907	0.001	10.843	18.322	29.165	0.628

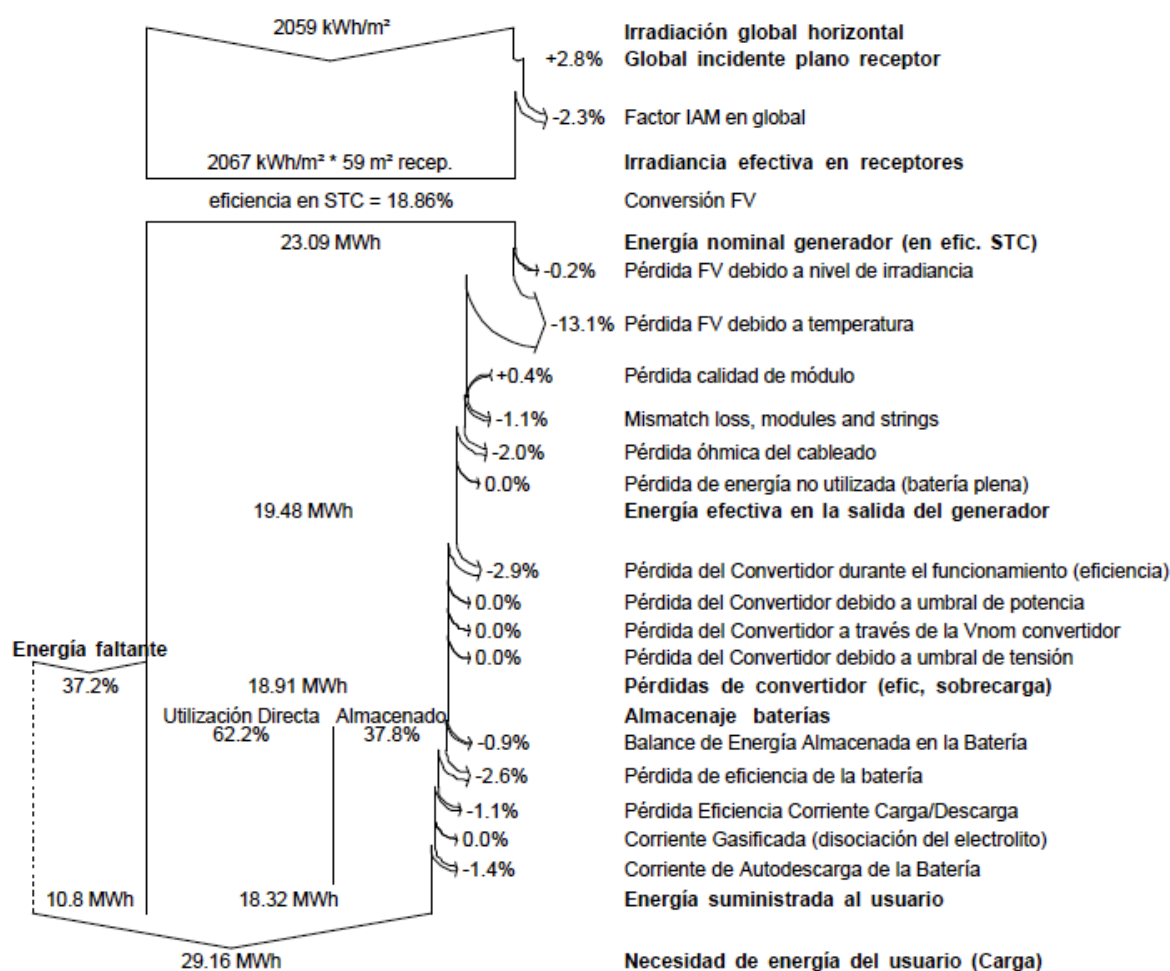
Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Edificio admin en Usulután
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS6K - 310MS-AG	Pnom	310 Wp
Generador FV	N° de módulos	36	Pnom total	11.16 kWp
Batería	Modelo	12-CS-11PS	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, placa
Banco de baterías	N° de unidades	120	Tensión/Capacidad	60 V / 7104 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	29.16 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



6. SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO

6.1 Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico

El bombeo fotovoltaico, es una aplicación adicional a los sistemas autónomos o aislados estudiados en el capítulo anterior. Esta aplicación ha demostrado a lo largo de los años ser un modo efectivo de suministro de agua para usuarios en comunidades aisladas o rurales, así como en aplicaciones agrícolas (riego) y ganaderas (abrevaderos).

Por ello, las dos principales aplicaciones de los sistemas de bombeo fotovoltaico son:

- Aplicación de riego agrícola.
- Abastecimiento de agua en zonas aisladas o rurales.

El agua para riego es una necesidad y se caracteriza por variación estacional, ya que dependen del tipo de cultivo que se desea trabajar con riego. La cantidad de agua demanda por un cultivo puede ser de varios $\text{m}^3/\text{día}/\text{Hectárea}$ en meses de secos, sin embargo, en meses de lluvia el volumen de agua puede ser casi cero. En el caso de abastecimiento de zonas rurales, si bien puede ser para consumo humano, también lo puede ser para consumo de animales en una granja, este tipo de aplicación se caracteriza por demandar una cantidad casi constante de agua a lo largo del año.

El bombeo fotovoltaico, compite con sistemas de bombeos con recurso eólicos y diesel. Pero en las escalas menores, debido al descenso de los precios en los módulos fotovoltaicos en el mercado y a la disponibilidad de sistemas de bombeo de mayores potencias y menor coste.

6.1.1 Componentes de un sistema de bombeo fotovoltaico

[101] Un sistema de bombeo fotovoltaico esta constituido principalmente por un generador fotovoltaico, un motor/bomba, un pozo de abastecimiento de agua, un sistema de tuberías, y un depósito de acumulación (tanques). Adicionalmente se pueden disponer de un sistema de acondicionamiento de potencia (controladores DC/DC, inversores DC/AC u otros dispositivos electrónicos) de acoplo entre el generador fotovoltaico al motor, para poder operar motores AC o para incrementar el rendimiento diario en sistemas de motores DC que accionan bombas de desplazamiento positivo.

Los sistemas de bombeo deben estar debidamente instalados y protegidos, utilizando sensores de nivel en el pozo de abastecimiento y en el depósito de acumulación para evitar desperdicios por exceso de agua y la operación en vacío.

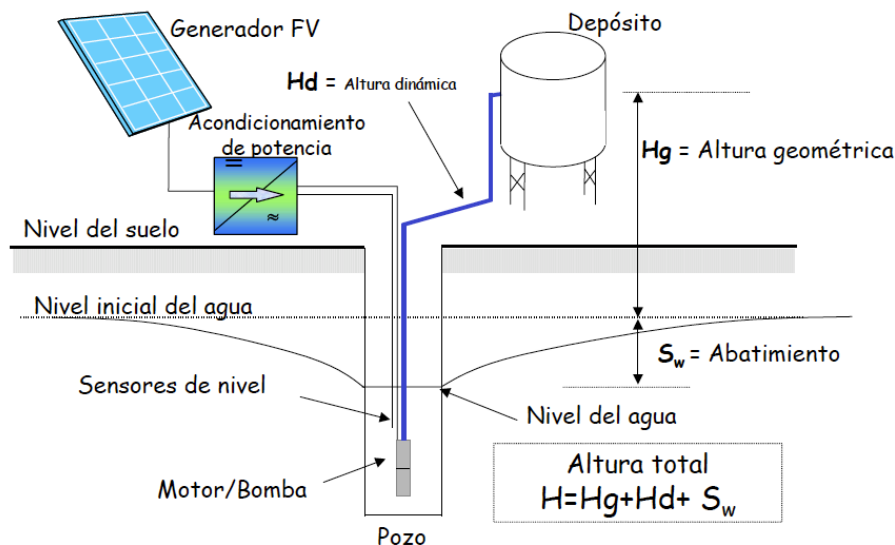


Figura 6.1: Esquema representativo de un sistema de bombeo fotovoltaico. [101]

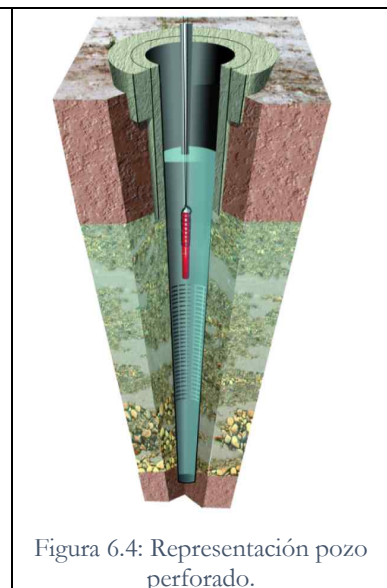
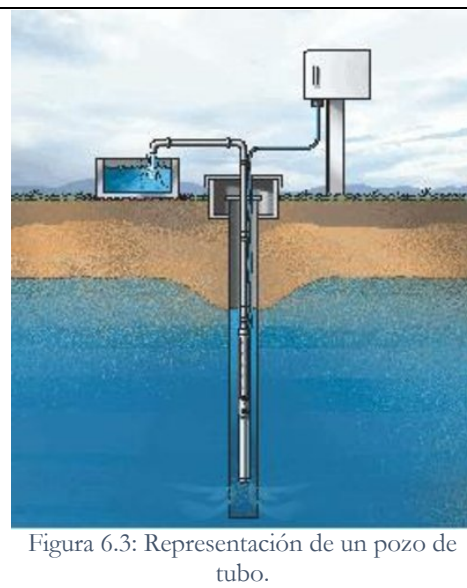
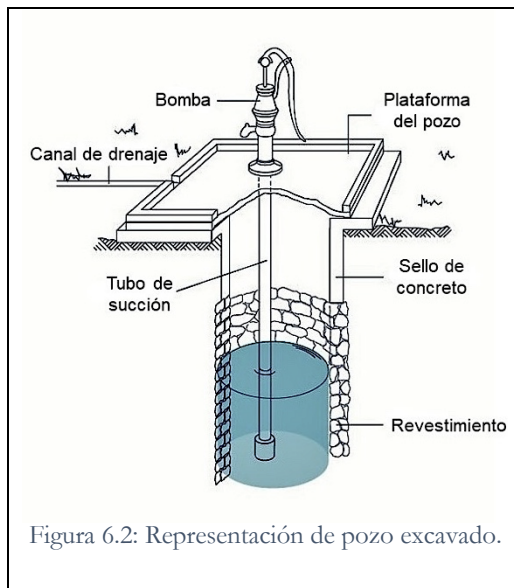
6.1.1.1 El generador fotovoltaico

El generador fotovoltaico, consiste en el conjunto de módulos o paneles, conectados en serie y/o paralelo, que transformaran la energía incidente en energía eléctrica.⁴⁵

6.1.1.2 El sistema de abastecimiento de agua

El sistema de abastecimiento (pozos) pueden ser de 3 tipos de construcción:

- **Escavados.** Constituyen una de las técnicas más sencillas para llegar al agua de acuíferos cercanos a la superficie del terreno.
- **De tubo.** Son empleados principalmente en zonas aluviales cuando el agua freática está cerca de la superficie. La construcción de pozos tubulares se realiza insertando un tubo de pequeño diámetro en arena o grava, con un colador en el fondo para filtrar la arena y demás partículas. La profundidad de un pozo de tubo debería ser tal que aproveche el espesor suficiente de los acuíferos encontrados en el sitio para obtener el rendimiento esperado. La profundidad real y el diseño de un pozo de tubo se realizan en el lugar en función de la decisión sobre qué formación se va a realizar y cuál se debe bloquear. El procedimiento comienza con la perforación del terreno, retirar el material suelto de la superficie, mantener el pozo recto y evitar su colapso.
- **Taladrado o perforados.** Son agujeros perforados en roca dura que no colapsan por lo que no necesitan tubos de revestimiento. Sólo se entuba la parte superior más erosionada (denominada sobrecarga) el resto del agujero sin cubrir permite el flujo del agua hacia el pozo desde todas las formaciones que atraviesa.



6.1.1.3 Sistema motor-bomba

El sistema motor/bomba se compone por un motor que acciona una bomba de agua.

- **El motor.**

[101] El motor es una máquina que transforma la energía eléctrica en energía mecánica. Su principio de funcionamiento es la inducción electromagnética, según el cual una espira por la que circula una corriente eléctrica dentro de un campo magnético está sometida a una fuerza de desplazamiento.

⁴⁵ El generador fotovoltaico es de conocimiento en todo el capítulo 3 de este documento.

Dependiendo del tipo de alimentación eléctrica, los motores se clasifican básicamente en:

- Motores de corriente continua (DC).
- Motores de corriente alterna (AC).

Dependiendo del tipo de construcción, los motores de corriente continua (DC), pueden ser:

- De imán permanente (con o sin escobillas).
- Serie.
- Shunt o compuesta.

Dependiendo del tipo de construcción, los motores de corriente alterna (AC), pueden ser:

- Monofásicos o trifásicos.
- Síncronos o asíncronos.

Los motores DC están caracterizados por su voltaje, potencia, velocidad nominal y por el par motor desarrollado. La potencia desarrollada es proporcional al par motor y a la velocidad. La tendencia actual es el desarrollo de motores sin escobillas de alta eficiencia, ya que los que poseen escobillas presentan el inconveniente de desgastes en su funcionamiento. Los motores DC con escobillas deben evitarse de instalar en sistemas sumergibles, ya que estos necesitan mantenimiento regular, lo cual implica sacar la bomba del pozo.

Ventajas de los motores DC:

- Altos rendimientos.
- No necesitan un inversor.
- En general están bien diseñados para acoplarse directamente al generador fotovoltaico, cuando accionan bombas centrífugas.

Los motores AC en la aplicación de bombeo fotovoltaico, implica aumentar el costo económico de la instalación debido a la incorporación de un inversor DC/AC, además se necesitan dispositivos electrónicos auxiliares para proporcionar las altas corrientes de arranque. Los motores AC se caracterizan por su voltaje y potencias nominales, por su velocidad giro, dependiente de la frecuencia de la tensión de alimentación y por el par motor. Habitualmente los motores AC utilizados en sistemas de bombeo fotovoltaico son los motores de inducción asíncronos.

Por lo general los motores AC son, más eficientes y relativamente más baratos en el mercado, siendo la típicamente la mitad del costo de un motor DC de la misma potencia.

- **Bombas.**

[101] La bomba es esa máquina capaz de transformar la energía mecánica en energía hidráulica. Se diferencian dos tipos de bombas:

- Bombas de desplazamiento positivo.
- Bombas centrífugas.

Las bombas de desplazamiento positivo tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obliga al fluido a avanzar a través de la máquina. Se abre una cavidad en la que el fluido penetra a través de la toma y después se cierra expulsando el fluido por la abertura de salida.

Las bombas centrífugas añaden simplemente cantidad de movimiento al fluido por medio de paletas o alabes giratorios. Las bombas centrífugas están diseñadas para alturas manométricas mas o menos fijas y proporcionan generalmente mayor que las bombas de desplazamiento positivo.

Las bombas de desplazamiento positivo son apropiadas para altos incrementos de presión y bajos caudales, mientras que las bombas centrífugas proporcionan caudales elevados con bajas alturas manométricas. Las bombas centrífugas no son recomendables para profundidades de aspiración mayores de 5-6 metros.

Comparación de curvas típicas caudal (Q)- altura (H).

Las bombas centrífugas proporcionan una curva caudal-altura particularmente variable. (n) es la velocidad de giro, a una velocidad de giro mayor se tendrá una altura H, es casi una relación de proporcional. Mientras las bombas de desplazamiento positivo proporcionan un caudal aproximadamente constante directamente proporcional a la velocidad de giro (n) e independientemente de la altura (H).

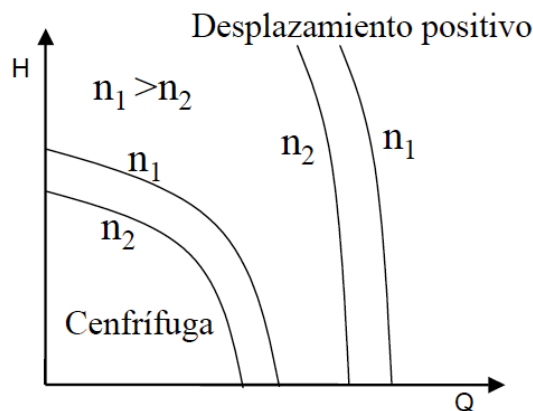


Figura 6.5: Comparación de curva Q-H para una bomba centrífuga y de desplazamiento positivo.

[101] Los diseños convencionales de bombas centrífugas alcanzan elevados rendimientos para alturas relativamente bajas. Para superar esta limitación se utilizan **bombas multietado** formadas por varias cavidades adyacentes que impulsan el agua en serie, consiguiendo bombear a mayores alturas dependiendo del número y tipo de impulsores. Otras ventajas de las bombas centrífugas son su simplicidad, con un mínimo de partes móviles, bajo costo, robustez y tolerancia a los pequeños para de arranque.

Las curvas características de las bombas centrífugas permiten relacionar el caudal con la altura generada, potencia absorbida, rendimiento y a veces, con la altura máxima de succión.

Una bomba centrífuga puede describirse con elevada precisión mediante las leyes de semejanza, que relacionan la potencia mecánica de entrada a la bomba, P, el caudal, Q, y la velocidad de giro, n. Cuando son aplicadas simultáneamente a un punto de la curva Altura-Caudal, h1-Q1, a una determinada velocidad de giro permiten la obtención de un punto de la curva h2-Q2 a otra velocidad, teniendo en cuenta además que el rendimiento hidráulico puede suponerse constante entre ambos puntos. Se tiene:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1}; \quad \text{Ecu. 6.1}$$

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{n_2^2}{n_1^2}; \quad \text{Ecu. 6.2}$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{n_2^3}{n_1^3}; \quad \text{Ecu. 6.3}$$

$$\frac{n_2}{n_1} = 1 \quad \text{Ecu. 6.4}$$

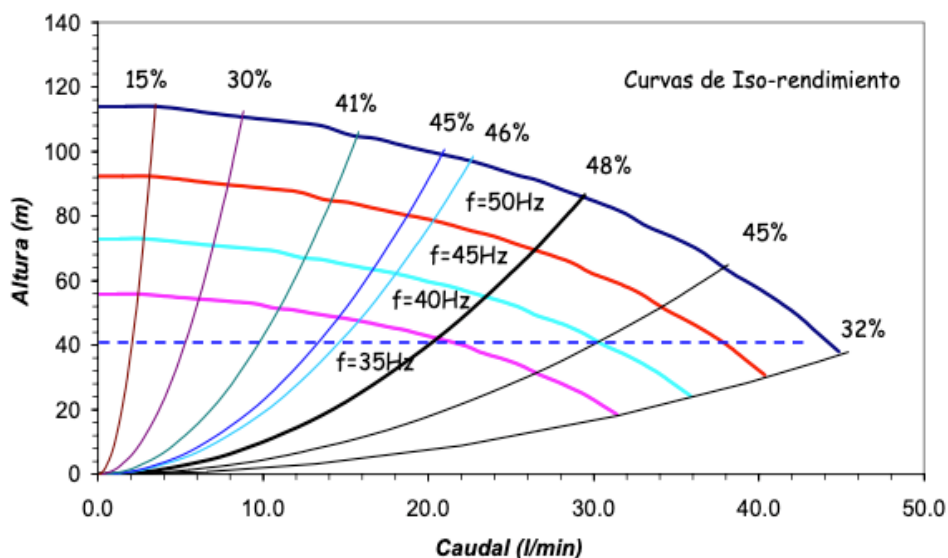


Figura 6.6: Ejemplo de curvas h-Q (aplicando leyes de semejanza de la ecuación 6.1 a 6.4 para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias (velocidades) obtenidas a través de catálogos a frecuencia nominal y aplicación de leyes de semejanza. [101]

Los subíndices 1 y 2, representan velocidades diferentes.

A partir de la Figura 6.6, se puede obtener la relación entre altura y la potencia absorbida para la bomba a diferentes frecuencias. Figura 6.7.

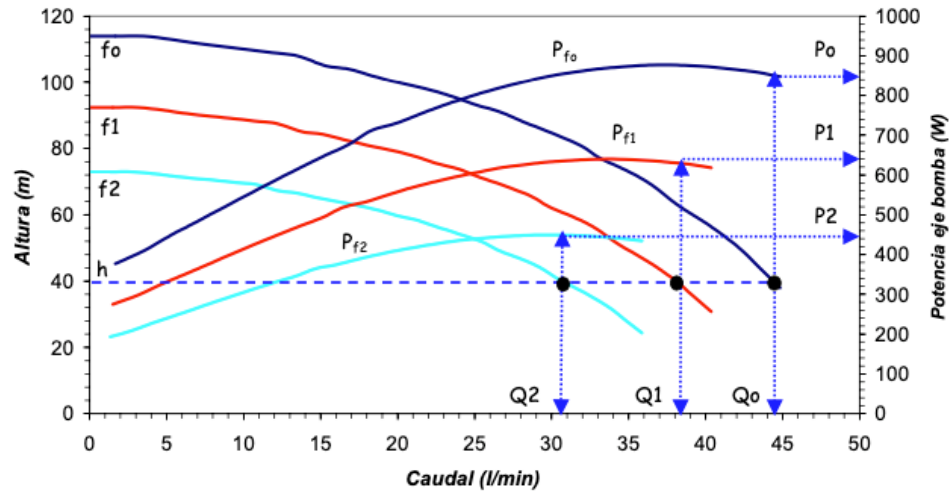


Figura 6.7: Curva h-Q-Potencia absorbida en el eje de una bomba centrífuga a diferentes frecuencias de operación. [101].

El rendimiento de la bomba varía con la frecuencia tal y como se muestra en la. Considerando la operación a una altura constante h , se puede ver como el rendimiento aumenta cuando la frecuencia disminuye para los tres puntos mostrados.

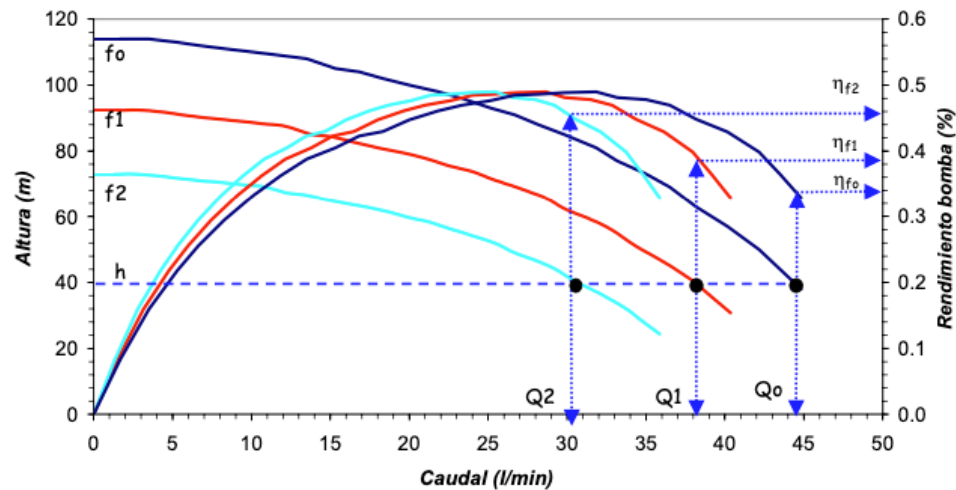


Figura 6.8: Curva h-Q-Rendimiento para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias de operación. [101]

Las bombas de desplazamiento positivo, en las cuales están incluidas las **bombas de pistón, bombas de diafragma y de cavidad progresiva o helicoidales**, son adecuadas para bombear pequeños caudales de pozos muy profundos. Al contrario de las bombas centrífugas, su característica par-velocidad no las hace adecuadas para operar directamente conectadas a un generador fotovoltaico. Esto debido a que, a la necesidad de un par prácticamente constante, por lo que necesitan una corriente constante lo cual no ocurre en un generador fotovoltaico donde la corriente es proporcional a la irradiancia.

Las bombas de diafragma o membrana desplazan el agua por medio de diafragmas formadas por un material flexible y resistente.

Según la disposición en la instalación (dependiente del pozo de agua) las bombas pueden ser del tipo: **superficial, flotante o sumergible**.⁴⁶

⁴⁶ Nota: Cualquier tipo de bomba que utiliza el agua como lubricante no deben operar en seco ya que esto provocaría sobrecalentamiento pudiendo destruirse.

- **Bombas sumergibles.**

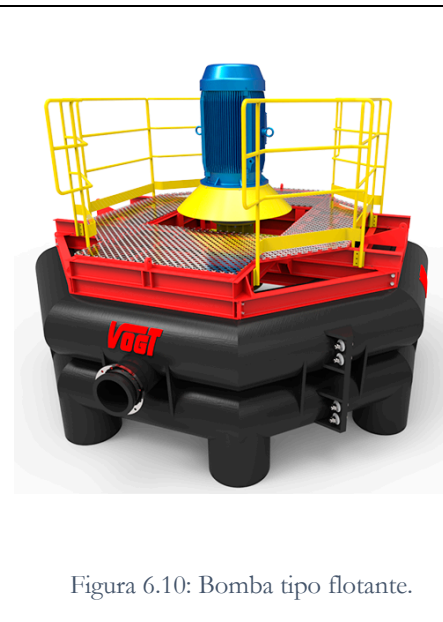
Las bombas sumergibles como su nombre lo dicen permanecen en sumergidas en el agua, localizadas a una profundidad por debajo del nivel de abatimiento para evitar que se queden sin agua y trabajen en vacío. Suelen utilizarse en pozos profundos de pequeño diámetro y por lo general están directamente al motor. Figura 6.9.

- **Bombas flotantes.**

Estas bombas disponen de un flotador, las cuales por ejemplo permiten la instalación en ríos, lagos o pozos de grandes diámetros flotando en superficie del agua. En general las bombas flotantes proporcionan grandes caudales, pero a poca altura manométrica. Figura 6.10.

- **Bombas superficiales.**

Estas se instalan a nivel de superficial o de suelo, la gran ventaja que presentan es que permiten la facilidad de mantenimiento. Sin embargo, presentan un inconveniente, su funcionamiento es por medio de succión mediante la tubería conectada hacia el pozo y esta no debe exceder 8 metros. Figura 6.11.



CUADRO COMPARATIVO DE BOMBAS

Bombas Fotovoltaicas	Características y Ventajas	Desventajas
Centrífugas de succión superficial	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente disponibles. • Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena. • Son de fácil operación y mantenimiento por ser superficiales. • Cuentan con motores de CC de velocidad variable o CA. • Manejan altos flujos. • Manejan cargas dinámicas altas, aunque no son capaces de succionar más de 8 metros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas. • Pueden dañarse por el congelamiento en climas fríos.

<p>Centrífugas sumergibles</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente disponibles. • Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena. • Utilizan el agua como lubricante. • Cuentan con motores de CC de velocidad variable o CA. • Manejan altos flujos. • Operan a cargas dinámicas grandes. • Tienen un diseño modular que permite obtener más agua al agregar los PFV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se dañan si trabajan en seco. Deben extraerse para darles mantenimiento. • Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.
<p>Desplazamiento positivo de pistón</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Soportan cargas dinámicas muy grandes. • La producción puede variarse ajustando la carrera del pistón. • Son autocebantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requieren de reemplazo regular de sellos del pistón. • No toleran arenas o sedimentos. • La eficiencia se reduce a medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro. • Debe extraerse el pistón y el cilindro del pozo para reparar los sellos. No dan grandes flujos.
<p>Diafragma</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Son autocebantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Operan a cargas menores de 80 m. Son muy económicas. • No toleran arenas o sedimentos. • No trabajan a cargas dinámicas profundas. Bajos flujos.

6.1.1.4 Sistema de acondicionamiento de potencia

El panel del circuito de acondicionamiento de potencia es proporcionar al motor-bomba la combinación mas adecuada tensión-corriente, y asegurar que el generador fotovoltaico opere en su punto de máxima potencia. Se colocan entre el generador y la motobomba. Los dispositivos de acondicionamiento de potencia pueden ser:

- Dispositivos de acoplo de impedancia o convertidores DC/DC.
- Inversores DC/AC.
- Baterías.

Convertidores DC/DC. Su propósito principal es mantener al generador fotovoltaico y a la carga en su punto de trabajo óptimo, suelen ser seguidores del punto de máxima potencia (MPPT). Sus principales funciones son:

- Producir elevadas corrientes para que el motor pueda funcionar niveles bajos de irradiancia (disminuyen los umbrales de irradiancia de bombeo).
- Maximizar la potencia entregada por le generador fotovoltaico.

Inversores DC/AC. Tienen la función principal de transformar la corriente continua DC a una salida de corriente alterna AC, apta para utilización con acople en motores AC.

Baterías. El uso de baterías en el sistema de bombeo fotovoltaicos, permite fijar un voltaje de trabajo del generador fotovoltaico, lo que hace que el sistema pueda trabajar cerca del punto de máxima potencia e independientemente de las variaciones de irradiancia y suministrar al motor la corriente necesaria, así como la corriente de arranque.



Figura 6.12: Controlador DC/DC para sistema de bombeo fotovoltaico. SUNPUMPS PCA-30-M1D



Figura 6.13: Inversor DC/AC trifásico para sistemas de bombeo fotovoltaico. HSPL/H5500H

[101] El acoplo de cada uno de los componentes anteriores, se lleva a cabo para generador y el motor/bomba.

Cada uno de los motores y bombas necesitan un nivel de tensión y corriente que será proporcional a la irradiancia del día para su correcto funcionamiento, días nublados o parcialmente nublados pueden producir picos de variación de radiación.⁴⁷ mientras que en el caso de un día por la mañana tipo completamente despejado una vez se alcanza el umbral de irradiancia se bombea agua hasta que de nuevo por la tarde se descienda por debajo del umbral. Esto influye directamente en el rendimiento diario del sistema así como la durabilidad de la bomba.

Además, tanto los motores como las bombas del tipo que sean tienen ciertas características que las describen a cada conjunto, por ejemplo, en las bombas centrífugas, el par es proporcional a la velocidad al cuadrado, y a la vez que el producido por el motor está directamente relacionado con la corriente. Si la corriente del generador disminuye, disminuye el par, la velocidad y el voltaje necesario para el motor. En bombas de desplazamiento positivo sucede que el par necesario de bombeo, depende principalmente de la altura de bombeo y no de la velocidad. En esta situación el motor necesita un cierto umbral de corriente para proporcionar el par necesario para mantener en operación la bomba.

Todos estos factores y más, hacen que el rendimiento de un conjunto motor/bomba y el umbral de irradiancia sean condicionales en el dimensionado de una instalación de bombeo fotovoltaico y que el dimensionado no sea simple.

Para propósitos de dimensiona se pueden distinguir dos tipos de rendimientos:

- **Rendimiento instantáneo del conjunto motor/bomba.**

Definido como el cociente entre la potencia hidráulica y la potencia eléctrica suministrada por el motor en un instante determinado.

- **Rendimiento energético diario.**

Definido como el cociente entre la potencia hidráulica diaria obtenida y potencia diaria consumida.

Entonces, para el rendimiento energético diario y rendimiento instantáneo para propósitos de dimensionado se pueden tomar como referencia datos de la Tabla 6.1.

⁴⁷ Las baterías en este caso como dispositivo de acondicionamiento de potencia permiten que el motor/bomba trabaje en condiciones óptimas, sin embargo, cualquiera que trabaje con baterías debe incluir un circuito de regulación para prevenir procesos de sobrecarga o sobre descarga de la batería. [101]

Tipo	Rendimiento			
	Diario		Instantáneo	
	Valor medio	Mejor valor	Valor medio	Mejor valor
1	25%	30%	30%	40%
2	28%	40%	40%	60%
3	32%	42%	35%	45%

Tabla 6.1: Valores típicos de rendimientos energéticos diarios y rendimientos instantáneos del conjunto motor-bomba. [101]

El conjunto motor/bomba se interpreta de la siguiente manera.

- **Tipo 1.** Para unidades de succión superficial, o unidades flotantes de succión sumergida utilizando motores de imán permanente de corriente continua con o sin escobillas y bombas centrífugas.
- **Tipo 2.** Para unidades flotantes de corriente continua con bomba sumergida. Unidades bomba sumergida con motor montado en la superficie o bien un motor de imán permanente de corriente continua con o sin escobillas y bombas centrífugas multiestado.
- **Tipo 3.** Bombas centrífugas multiestado sumergibles de corriente alterna o continua; bombas de desplazamiento positivo sumergidas con motor de corriente continua en la superficie.

6.1.1.5 Sistema de acumulación

[101] Un sistema de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica únicamente suministra agua durante las horas de sol (en las cuales se supere la irradiancia umbral) a no ser que se incluya un sistema de acumuladores electroquímicos o baterías o depósitos de almacenamiento de agua. La inclusión de baterías no es muy recomendable en las instalaciones debido a que disminuyen la fiabilidad del sistema, aumentan el coste de bombeo y las necesidades de mantenimiento, aunque en ciertos casos si es beneficioso porque aprovecha mejor la energía fotogenerada y el motor opera a sus condiciones nominales.

Una forma alternativa de almacenar energía es mediante uso de depósitos de almacenamiento de agua (tanques), los cuales, dependiendo de su capacidad, pueden proporcionar el déficit de agua en aquellos momentos en el que el caudal demandado no alcance el consumo demandado. La inclusión en el sistema de un depósito de almacenamiento hace que se pueda disminuir la potencia pico del generador.

En aplicaciones de riego agrícola se pueden distinguir dos tipos de almacenamiento de agua:

- Almacenamiento a largo plazo, en el cual se almacena agua de un mes para otro.
- Almacenamiento a corto plazo, permitiendo almacenar agua de un día para otro, lo que evita la falta de agua en determinados días de baja radiación solar.

En aplicaciones de agua potable, es necesario incluir un sistema de almacenamiento para asegurar varios días de autonomía.

6.2 Configuraciones típicas de sistemas de bombeo fotovoltaico

[101] Las configuraciones de un sistema de bombeo fotovoltaico, puede venir determinado por la combinación de distintos tipos de motores (DC o AC) con distintos tipos de bombas (centrífugas o de desplazamiento positivo).

- a) Sistemas de baja potencia (50 a 400 Wp) que utilizan principalmente un motor DC accionando una bomba de desplazamiento positivo (de membrana). Entre el generador FV y el motor se instala un convertidor DC/DC para mejorar su acople.

- b) Sistemas de media potencia (400–1500 Wp), en los que se puede identificar dos configuraciones diferentes:
- Motobomba con bomba sumergible centrífuga multiestado y motor asíncrono alimentado por un variador de frecuencia.
 - Motobomba con bomba helicoidal y con motor DC sin escobillas accionado por un control DC.
- c) Potencia superior a 1 kWp: motobomba con bomba sumergible centrífuga multiestado y motor asíncrono alimentado por variador.

Las cuatro configuraciones mas comúnmente instaladas son:

1. Motobomba sumergible, con motor DC o AC y bomba centrífuga multiestado. El número de estados es función de la altura requerida.
2. Motobomba sumergible de desplazamiento positivo.
3. Motobomba flotante con motor DC y bomba centrífuga.
4. Unidades motor-bomba instaladas en la superficie. Las bombas pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo.

Los sistemas de bombeo con motores AC incluyen un inversor. Las bombas centrífugas con motores DC suelen acoplarse directamente al generador FV, mientras que las bombas de desplazamiento positivo con motores DC suelen acoplarse al generador fotovoltaico mediante un convertidor DC/DC.

– **Sistema de bombeo fotovoltaico con motores DC.**

Los componentes del sistema son:

- Generador fotovoltaico.
- Convertidor DC/DC (opción deseable/recomendable)
- Motor DC.
- Bomba.
- Depósito de almacenamiento.

Según el tipo de pozo y profundidad, se emplean diferentes tipos de Bombas:

- En pozos abiertos con nivel de agua menor a 30 metros. Se emplean bombas autoaspirantes. Estas bombas proporcionan caudales entre 500 y 900 Lts/h, a una altura manométrica de 25 a 30 metros., deben situarse por encima del nivel del agua, pues no son sumergibles, con alturas máximas de aspiración de 4 mts.
- Las bombas de pistón son adecuadas en pozos profundos o poco profundos, con caudales entre 400 y 1400 lts/h.

En los sistemas directamente acoplados es donde una bomba de bajo par de arranque, como las centrífugas, puede ser accionada por un motor DC que recibe la potencia directamente del generador fotovoltaico. Cuando la irradiancia es suficientemente elevada, el sistema funciona y se bombea agua a un depósito de almacenamiento o para el consumo directo. Cuando se pretende diseñar correctamente un sistema de este tipo es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones generales:

El volumen de agua puede variar considerablemente a lo largo del año. Esto tiene consecuencias directas en cuanto al ángulo de inclinación del generador fotovoltaico y han de seguirse las siguientes recomendaciones:

- Si el perfil de demanda es prácticamente constante a lo largo del año, como en el caso de agua para el consumo doméstico, el ángulo de inclinación debe estar a la latitud, para El Salvador a 13°-14°, para proporcionar niveles de radiación uniformes a lo largo del año.
 - Se puede utilizar seguidores solares en el generador fotovoltaico, para estar recibiendo la mejor radiación captada a lo largo de todo el día y el año. Logrando con ello un flujo casi constante.
- **Sistema de bombeo fotovoltaico con motores AC.**

Estos sistemas se componen básicamente de:

- Generador fotovoltaico.
- Convertidor DC/AC.
- Motor AC.
- Bomba.
- Depósito de almacenamiento.

El generador fotovoltaico genera la corriente continua que luego es transformada por el inversor DC/AC en corriente alterna monofásica o trifásica para alimentar el motor AC. La ventaja de los motores de corriente alterna frente a los motores de continua es su construcción simple, robusta y su bajo mantenimiento y en consecuencia bajo coste.

El área de aplicación de los motores de inducción es muy diversa, pudiendo equipar sin ningún problema un sistema de bombeo sumergible. En estos motores se puede regular la velocidad mediante sistemas de control electrónico (convertidores de frecuencia) incluidos en el inversor, lográndose de este modo aprovechar al máximo los niveles bajos y altos de irradiancia en aplicaciones de bombeo fotovoltaico.

- **Sistema de bombeo fotovoltaico con baterías.**

Este sistema consta de los siguientes componentes:

- Generador fotovoltaico.
- Sistema de baterías.
- Regulador.
- Motor DC.
- Bomba.
- Deposito de almacenamiento.

En este sistema se suelen utilizar baterías estacionarias de ciclo de descarga profundo para almacenar la corriente generada por los módulos fotovoltaicos. Al amanecer el generador comienza a cargar la batería y continúa haciéndolo durante las horas de sol. En el caso de utilizar bombas de corriente continua, el sistema de bombeo comienza a funcionar cuando el voltaje de la batería alcanza un nivel determinado por el regulador. La batería mantiene el voltaje del motor en condiciones cercanas a las nominales independientemente de la intensidad de la radiación solar, hasta que se llega a un punto mínimo de descarga.

En el caso de que la instalación lleve una bomba que funcione con corriente alterna, será necesario incluir también un convertidor DC/AC, que transforme la corriente continua procedente de la batería en corriente alterna para alimentar el motor.

- Sistema de bombeo fotovoltaico con convertidores de frecuencia.

Los convertidores de frecuencia son dispositivos electrónicos, similares a los inversores, inicialmente diseñados para operar conectados a la red eléctrica con el objeto de proporcionar una señal de salida de amplitud y frecuencia variable a partir de una señal de entrada de la red eléctrica convencional. Los convertidores de frecuencia aceptan una entrada en DC como es la de los generadores FV, con un amplio rango de variación de la tensión de entrada. Mediante la utilización de algoritmos internos son capaces de controlar la frecuencia y tensión de trabajo de los motores AC utilizados para accionar las bombas (generalmente motobombas centrífugas sumergibles).

La utilización de convertidores de frecuencia como acoplamiento de potencia en el sistema de bombeo, de hecho, es beneficioso. Mientras que por un lado se amplía la libertad de selección de sistemas, pudiendo utilizar cualquier bomba y se amplía el abanico de potencias disponibles.

6.3 Dimensionamiento de sistemas de bombeo fotovoltaico

Procedimiento para diseño de un sistema de bombeo fotovoltaico.

1. Determinar el requerimiento del recurso hidráulico diario.
2. Determinar la carga dinámica total.
3. Determinar el recurso solar y el ángulo de inclinación.
4. Dimensionado del generador fotovoltaico.
5. Selección del conjunto motor/bomba, el arreglo fotovoltaico y el controlador.
6. Seleccionar el montaje de arreglo fotovoltaico.
7. Selección de cables y tubería.

6.3.1 Determinación de requerimiento diario del recurso hidráulico

Es importante conocer la cantidad de volumen de agua diario medio mensual que es necesario para satisfacer la demanda en la aplicación que se este realizando. Como ya se mencionó anteriormente las demandas exigidas normalmente son: agua para consumo humano, animales domésticos, y riego para cultivos.

Generalmente, se realiza un estudio de capacidad del manantial que abastecerá el lugar para identificar las variaciones que puedan suceder en este, y evitar que la bomba a instalar no trabaje en vacío en ningún momento.

Con sensores de nivel de agua puede lograrse que la bomba pueda desconectarse cuando se encuentre en un nivel crítico y evitar que descienda por debajo del nivel de aspiración de la bomba.

Determinar la cantidad de volumen de agua a bombear no es sencillo ya que interviene de forma directa el modo de vida de las personas a quien va destinado el sistema. Se pueden diferenciar dos modelo de consumo: el primero es un **consumo continuo**, aquellos casos donde el suministro de agua debe ser constante tanto en día como por la noche, para ello se determinan las necesidades de agua diarias por persona, y si llegará a tener animales, también se determina su consumo de agua por animal, indispensablemente se necesita almacenamiento de agua (tanque) y su capacidad se determinará estimando el promedio diario de agua consumida por todos los involucrados multiplicado por un numero de días de reserva. El segundo modelo es un **consumo estacional**, en el caso de los sistemas de riego se necesitará agua en los días de verano, y el volumen de agua que se necesitará se determinará a partir del cultivo que se desea regar.

El consumo humano de agua diario es variable y se logra mediante una estimación de la aplicación con la que se este trabajando. Generalmente, se puede aceptar como consumo medio diario por persona entre un rango de 40 litros/persona/diario, sin embargo, en países desarrollados con medias y grandes ciudades este valor se le puede aumentar 100 litros/persona/día respectivamente. Tabla 6.2.

Consumo de agua humano medio diario.			
Por persona	Litros	Servicios	Litros
Mínimo	10	Cada ducha	20
Países subdesarrollados	30	Bañera llena	120
Países desarrollados	300	Cisterna	24
		Lavabo lleno	8
		Lava vajillas	16 l/min
		Lavadora	20 litros/minuto
		100 m ² cespced	600

Tabla 6.2: Necesidades medias de agua diarias para consumo humano y servicios general de la casa y jardín. [101]

En el caso de animales domésticos, su consumo medio estimado se presenta en la Tabla 6.3.

Tipo de animal	Litros/ día/animal
Por caballo.	38-76
Buey	20
Por vaca lechera	133-140
Por cabeza de ganado/par de terneros	38 - 144
Por cerdo	15-20
Por oveja	5-8
Cabra	5
100 pollos	15
Aves de corral	0.1

Tabla 6.3: Consumo estimado para satisfacer necesidades diarias de agua en animales de granja.

En el caso de riego agrícola, el consumo diario estimado de agua depende del tipo de cultivo, y otros factores meteorológicos como lo son: radiación solar, temperatura, humedad, velocidad del viento, evapotranspiración del suelo, estación del año, método de riego, entre otros. De carácter orientativo se presentan en la Tabla 6.4 y Tabla 6.5.

Tipo de cultivo	(m³/hectárea)
Granjas rurales	60
Arroz	100
Cereales	45
Caña de azúcar	66
Algodón	55

Tabla 6.4: Volumen de agua diario estimado para riego diferentes cultivos de riego agrícola. [101]

Riego por goteo		
	Densidad (Pies/Ha)	(m³/Ha/día)
Olivos	70 - 80	10
	165	16
	312	20
Chopos	832	50

Tabla 6.5: Volumen de agua utilizado para diferentes cultivos con método de riego por goteo. [101]

6.3.2 Determinación la carga dinámica total

Una vez determina el volumen de agua necesaria procedemos a determinar la **carga dinámica total** o también conocida como la presión efectiva que debe vencer la bomba. Se puede expresar en unidades de altura de presión o altura manométrica (Hm), dividiendo la presión entre densidad por la gravedad.

La altura manométrica (Hm) entonces: **$Hm = Hg + Hd + Sw + \text{Presión del tanque.}$** Ecu. 6.5

1. **Altura de la presión gravitatoria (Hg):** dada por la diferencia de altura entre el nivel superior del tanque y el nivel superior del pozo en época de sequía. Si la bomba es sumergible, no cuenta la altura de agua por encima de la bomba al nivel superior del pozo.
2. **Pérdida de carga (Hd) o pérdidas por fricción en tubería.** debida al rozamiento del agua en su recorrido.

$$H_d = f \frac{L \cdot v^2}{d \cdot 2g} \quad \text{Ecu. 6.6}$$

Donde:

H_d = altura dinámica

f = coeficiente de fricción

L = longitud de tubería

v = velocidad media del fluido

d = diámetro hidráulico de la tubería

g = aceleración de la gravedad.

H_d puede aproximarse a 40-50 mm/metro de tubería. En el caso de que en el sistema de tuberías haya otro tipo de accesorios (válvulas, codos, té, reducciones, grifos, etc) se puede calcular la pérdida de carga en cada elemento adicional como:

$$H_d = K \frac{v^2}{2g} \quad \text{Ecu. 6.7}$$

Donde K, es un coeficiente dependiente del tipo de accesorio.

Pérdidas de carga en accesorios de tubería (Hd)	Coficiente K
Unión de depósito a tubería. Conexión a ras de pared	0.5
Unión de depósito a tubería. Tubería rasante	1.0
Unión de depósito a tubería. Conexión abocinada	0.005
De tubería a depósito	1.0
Codo a 45°	0.35-0.45
Codo a 90°	0.50-0.75
Té	1.5-2.0

Tabla 6.6: Coeficiente K, para distintos tipos de accesorios en tuberías.[101]

Sin embargo, el método más útil es la utilización de tablas de perdidas por fricción en metros (o pies) de altura equivalente, para los distintos tipos de tubería y accesorios. A continuación, se muestran las tablas para tubería PVC SHC 40.

Tipo de accesorio y aplicación	Tamaño nominal del accesorio de tubería					
	1/2"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"
	Longitud equivalente de tubería en metros					
Acoplamiento de entrada	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Adaptador roscado (rosca plástica)	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Codo estándar a 90°	0.6	0.6	0.9	1.2	1.2	1.5
TEE estándar (de flujo recto)	0.3	0.6	0.6	0.9	0.9	1.2
TEE estándar (flujo a 90°)	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	3.3
Válvula de compuerta	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	0.6
Válvula Cheque	1.5	2.1	2.7	3.7	4.0	5.2

Tabla 6.7: Pérdidas en longitud equivalente de tuberías en metros para accesorios.

Flujo en litros/minuto	Pérdidas por fricción en tubería PVC SCH 40 en metros equivalentes.					
	15.8 mm 1/2"	20.9 mm 3/4"	26.6 mm 1"	35.1 mm 1. 1/4"	40.9 1 1/2"	52.5 mm 2"
5	0.0058					
10	0.021	0.0053				
15	0.044	0.011				
20	0.076	0.019	0.0057			
25	0.11	0.029	0.0056			
30	0.16	0.041	0.012			
35	0.21	0.054	0.016			
40		0.069	0.021	0.0055		
45		0.086	0.026	0.0069		
50		0.1	0.031	0.0084		
60		0.14	0.043	0.012		
70		0.19	0.058	0.016	0.0073	
80			0.074	0.020	0.0093	0.0047
90			0.092	0.025	0.012	
100			0.11	0.030	0.014	
125			0.17	0.046	0.021	0.0071
150				0.064	0.030	0.010
175				0.089	0.040	0.019
200				0.11	0.051	0.017
225				0.14	0.064	0.021
250				0.17	0.077	0.026

Tabla 6.8: Pérdidas por fricción para tubería SCH 40 PVC en metros equivalentes.

3. **Abatimiento del pozo (Sw).** [101] Cuando se bombea agua de un pozo, el nivel del agua en su interior no permanece constante, si no que varía en función del caudal bombeado y el tiempo de bombeo. La diferencia entre el nivel en condiciones de reposo (nivel estático del agua) y el nivel instantáneo en unas determinadas condiciones de bombeo (nivel dinámico del agua) se le conoce como abatimiento, Sw. En pozos de sondeo el abatimiento puede llegar a ser muy importante, alcanzado 30 o mas metros en condiciones normales de operación.

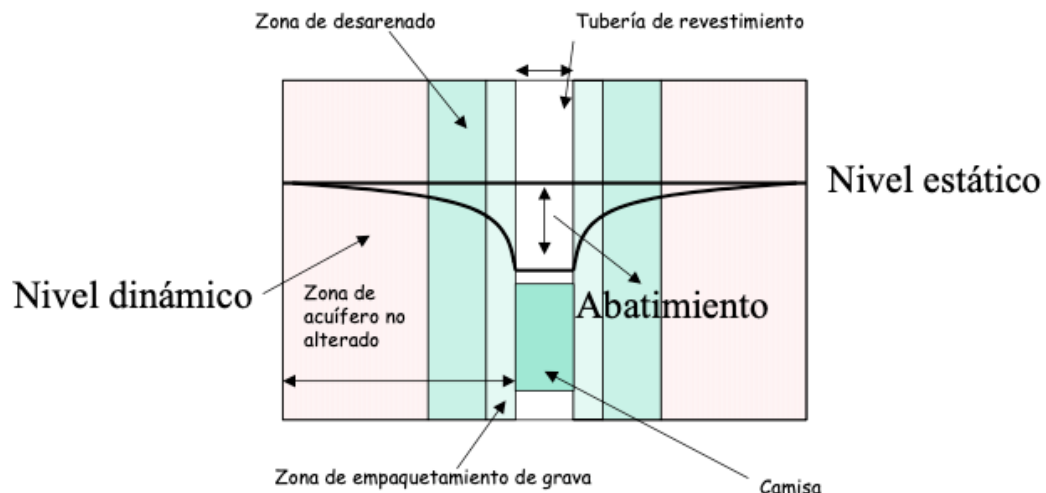


Figura 6.14: Esquema representativo de la variación del agua en un pozo de bombeo.

[101]

4. **Presión en el tanque.** Es la presión con la que sale el agua en el tanque. $H_d = v^2/2g$, si no hay presión este parámetro es cero.
- Otras lecturas, manejan la carga dinámica total como:

Carga dinámica total = carga vertical total + pérdidas por fricción + presión en el tanque.

Donde:

$$\text{Carga vertical total} = H_g + S_w \quad \text{Ecu. 6.8}$$

La carga vertical incluye la altura de presión a vencer desde la parte superior del pozo hasta el nivel superior tanque más el abatimiento. Por lo qué, el análisis es el mismo.

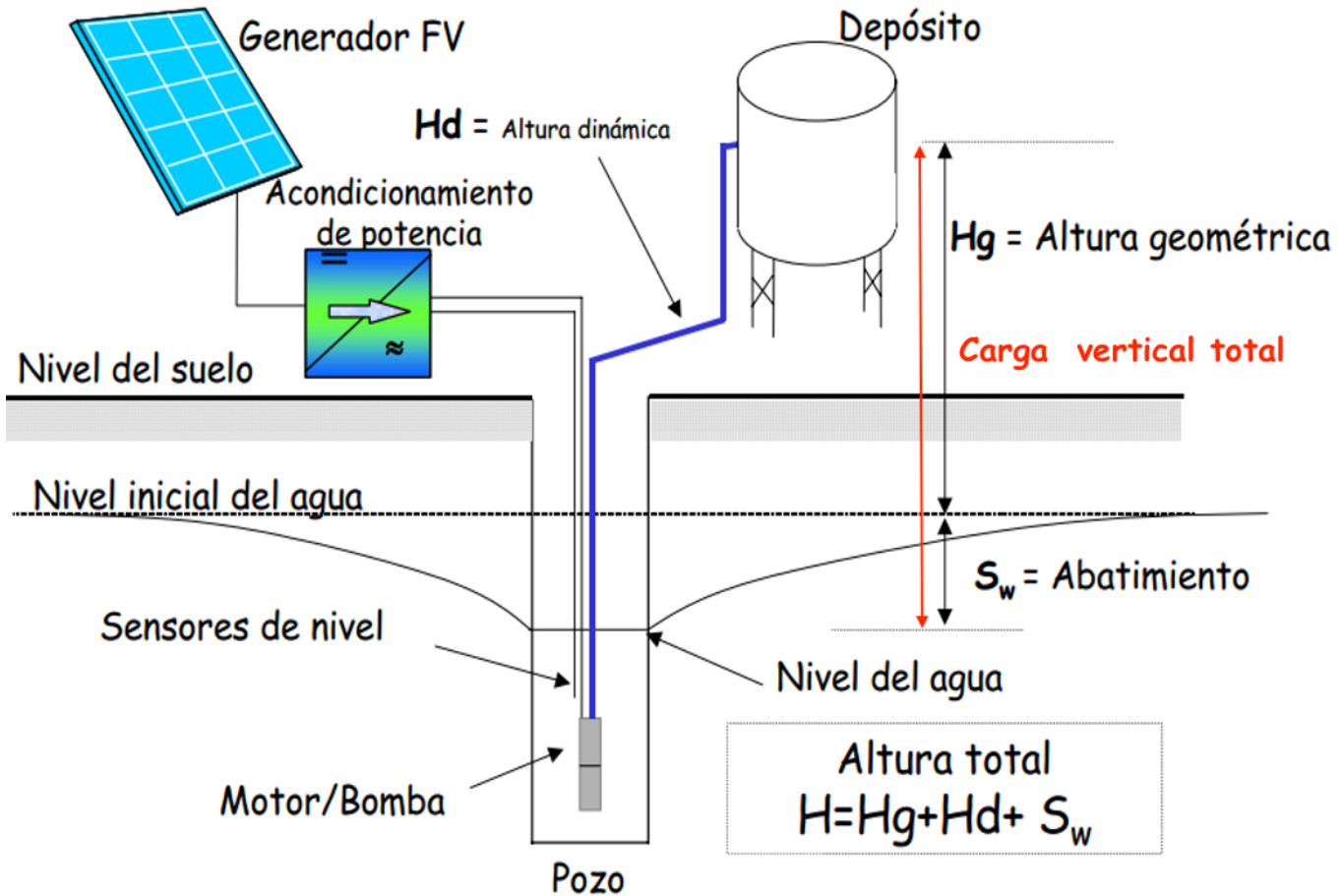


Figura 6.15: Esquema representativo de análisis de carga dinámica total. [101]

6.3.3 Determinación del recurso solar y el ángulo de inclinación

Se sabe que la potencia suministrada por el generador fotovoltaico, dependerá a la radiación solar incidente sobre él, la cual es variante para cada lugar y para cada día del año. Para proceder con el dimensionado se necesitan los datos medios mensuales de radiación solar del lugar donde se realizará la instalación. La radiación solar se expresa en $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$. En el subtema 2.6.8 Radiación solar, se determinaron los valores de radiación solar anuales para nuestro país.⁴⁸

⁴⁸ Consultar el capítulo 2: recurso solar. Al final de este documento están anexados los mapas de radiación mensuales para nuestro país.

Como ya se ha visto en los capítulos anteriores, el ángulo de inclinación óptimo para nuestro país El Salvador es 13° con orientación hacia el hemisferio sur, sin embargo, los valores de radiación solar de los estudios están en basados a radiación sobre un plano horizontal, por lo que, es necesario determinar la radiación sobre una superficie con inclinación de 13°, esto se logra con el factor de corrección K visto en el subtema 2.5.4 “Factor de corrección K”, donde se determina la radiación incidente sobre una superficie inclina con ángulo (S).

El mes de dimensionado en el generador fotovoltaico, será aquel en el cual el valor de la radiación solar sea el menor. Generalmente para nuestro país, corresponde al mes de junio. Debido a que en este mes el sol se encuentra más al norte que al sur (declinación de +23.45°).

6.3.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Determinados los valores de volumen de agua necesarios para consumo diario, se determina las perdidas en tuberías se determina la carga dinámica total como en el subtema 6.3.2 y se determina la radiación incidente sobre una superficie inclinada en el mes de radiación más bajo. Se precede a determinar la potencia del generador fotovoltaico.

Datos:

- C = Consumo de agua diario (litros/día).
- Horas sol pico (HSP) del mes de menor radiación.
- Diámetro de la tubería PVC y accesorios a utilizar.

- 1- El consumo diario (Qd) que es el caudal requerido para satisfacer las necesidades de agua, lo llevamos a las dimensiones volumétricas.

$$Q_d \left(\frac{m^3}{dia} \right) = \frac{\text{litros}}{\text{dia}} * \frac{1 m^3}{1000 \text{ litros}} \quad \text{Ecua 6.9}$$

- 2- Una vez determinados el volumen de agua consumido por día (caudal), determinamos la radiación solar para un ángulo (S) de inclinación del generador, realizándolo mediante la multiplicación del factor de corrección K correspondiente.

$$HSP_{(S)} = K * HSP \quad \text{Ecua. 6.10}$$

- 3- Determinación de las pérdidas en la tubería.

- Con el consumo de agua diario (C), y la radiación solar para la superficie inclinada. Determinamos el flujo en litros/min.

$$\text{Flujo} \left(\frac{\text{litros}}{\text{min}} \right) = \frac{C}{HSP_{(S)}} * \frac{1 h}{60 \text{ min}} \quad \text{Ecua. 6.11}$$

- Determinado el flujo en litros/min, se determinan los valores de pérdidas según la Tabla 6.7 y Tabla 6.8, Se determina la altura manométrica (Hm).

$$H_m = H_g + H_d + S_w + \text{Presión en el tanque.} \quad \text{Ref. Ecua 6.5}$$

- 4- Calculamos la energía hidráulica diaria (E_H), así:

$$E_H = 2.725 * Q_d * H_m \quad \text{Ecua. 6.12}$$

Donde:

E_H : Energía hidráulica diaria. (Wh/día).

Q_d : Caudal (m^3 /día).

H_m : Altura manométrica (m).

5- Determinamos la carga energética diaria (L).

La carga energética diaria (L) es la energía eléctrica necesaria para subir un determinado volumen de agua diaria. Se necesita la energía hidráulica diaria y el rendimiento de la motobomba (n_B). el rendimiento suele darlo el fabricante de lo contrario se elige un valor del subtema (6.1.1.4) donde se explican rendimientos generales para el conjunto motobomba. A falta de datos un valor de 0.4 puede ser para bombas de mas de 500 W.

$$L = \frac{E_H}{n_B} \quad \text{Ecu. 6.13}$$

6- Determinación de la potencia (W_p) a instalar con los módulos fotovoltaicos.

$$W_p = 1.25 * \frac{L}{HSP(S)} \quad \text{Ecu. 6.14}$$

6.3.5 Selección del arreglo fotovoltaico, conjunto motor-bomba, y el controlador

A partir de la potencia del generador fotovoltaico (W_p), se selecciona cualquier marca de los fabricantes disponibles en el mercado de módulos, se determinan sus características de operación⁴⁹, y se realiza el análisis de variación de temperatura para V_{oc} , V_{mp} , e I_{sc} , en los módulos fotovoltaicos (utilizando para nuestro país 12°C y 40°C) para mínimas y máxima respectivamente. Este análisis realizado es el mismo del ya descrito en el subtema 4.5 del capítulo 4.⁵⁰

Algunos fabricantes de bombas proporcionan todo el equipamiento, donde el par motor-bomba vienen juntos con un controlador de carga, en estos casos es relativamente fácil la selección de la motobomba y del controlador. Además, por ellos se proporcionan curvas de rendimiento en que facilitan el proceso de selección. De lo contrario se debe elegir el controlador y el conjunto motor/bomba por separado, con la única diferencia que debe tenerse cuidado de que el mecanismo funcione dentro de los parámetros de operación de cada equipo.

- Una vez obtenidos de las variaciones de los parámetros V_{oc} , V_{mp} , e I_{sc} con respecto a la temperatura. Se procede a la elección del controlador, y se realiza igual que la mecánica ya descrita en el capítulo 4 para un inversor. El controlador recibe una potencia pico (W_p) procedente de los módulos fotovoltaicos. Al igual que un inversor, el controlador tiene un rango de potencia máxima que puede recibir que ira de acorde a la potencia pico determinada en la ecuación 6.14. y un rango de operación de voltaje a soportar a la entrada, de esta manera se calcula el número de MFV en el sistema de bombeo.

$$\# \text{ Max MFV} = \frac{V_{max} \text{ operación controlador}}{V_{oc_{max}} \text{ módulo}} \quad \text{Ecu. 6.15}$$

- En aquellos casos, donde el conjunto motor/bomba es con corriente alterna (AC), se determinará el inversor a instalar, y luego se seleccionará un conjunto motor/bomba en esta conexión (AC).

⁴⁹ Las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos, por diferentes fabricantes se describieron en el capítulo 4 de este documento, consultar.

⁵⁰ En los problemas resueltos de este capítulo se tendrá un ejemplo que involucra todo el procedimiento de dimensionamiento del generador fotovoltaico.

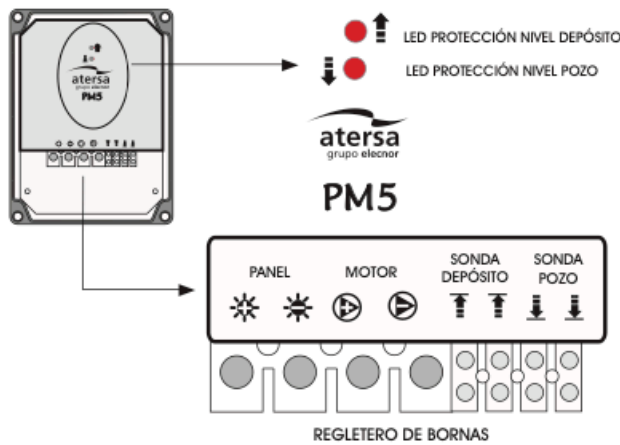
6.3.5.1 Fichas técnicas

A continuación, se muestran algunos ejemplos de especificaciones mediante fichas técnicas de controladores, motor/bomba, inversores, para aplicación de sistema de bombeo fotovoltaico.

Controlador: Atersa PM5 12/24V.

ATERSA PM5 12/24V

	PM5 12V	PM5 24V
Potencia máx. pico panel	140W	175W
Tensión punto máx. potencia panel	16V	32V
Tensión nominal	12V	24V
Potencia máxima a motor	128W	160W
Sondas de nivel	2	2



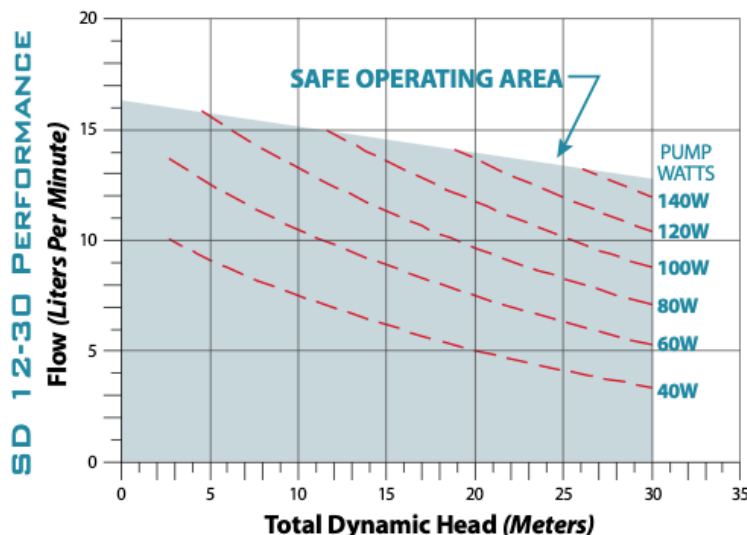
5.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Material de la caja	Policarbonato
Grado de protección	IP-55
Dimensiones	220x170x95 mm
Peso	1'3 Kg
Prensaestopas	Se incluyen 3 PG13

Figura 6.16: controlador atersa para bombeo fotovoltaico PM5 12/24V [102]

Bombas sumergibles: Kyocera SD Series 12-30, 6-35, 3-70.

SD Series Pump Performance



SD 12-30 SPECIFICATIONS

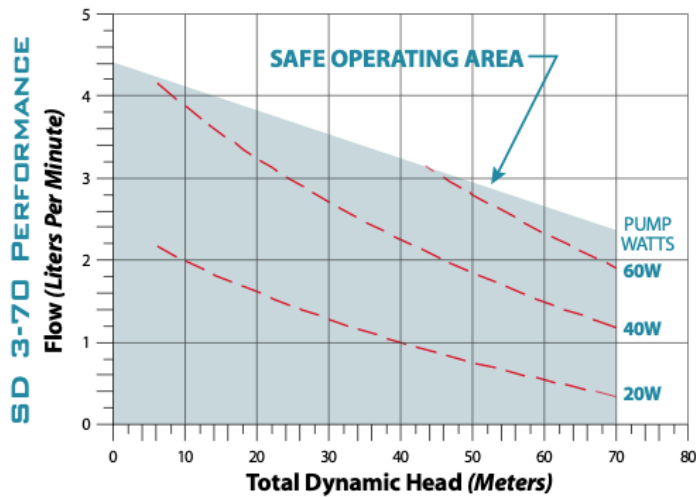
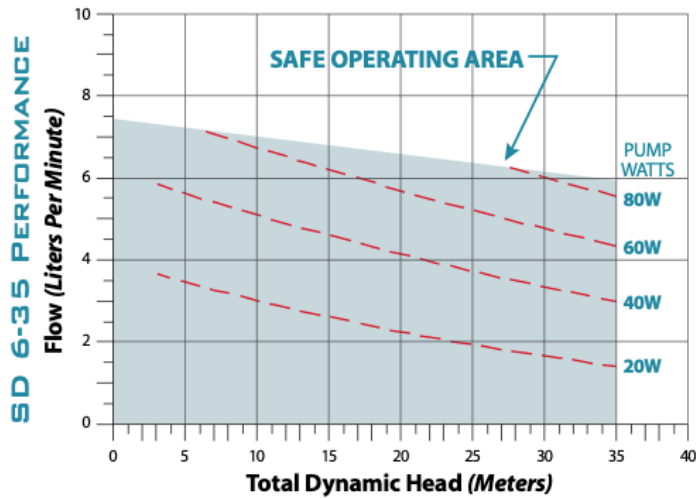
Maximum Pump Voltage: **30 Volts**
 Maximum Total Dynamic Head: **30 Meters (100 Feet)**
 Output Connection: **3/4" NPT or 3/4" Hose Barb**

SD 6-35 SPECIFICATIONS

Maximum Pump Voltage: **30 Volts**
 Maximum Total Dynamic Head: **35 Meters (115 Feet)**
 Output Connection: **1/2" NPT or 1/2" Hose Barb**

SD 3-70 SPECIFICATIONS

Maximum Pump Voltage: **30 Volts**
 Maximum Total Dynamic Head: **70 Meters (230 Feet)**
 Output Connection: **1/2" NPT or 1/2" Hose Barb**



Conversion Formulas:

Gallons per Minute = Liters per Minute/3.79

Feet=Meters/3.28

Figura 6.17: Especificaciones técnicas de una bomba sumergible. fabricante: Kyocera. .1[103]

- Controlador de bomba: CC 2000 Kyocera.



Controlador de Bomba CC 2000

- ▶ Para las Bombas Serie SC
- ▶ Adaptable a Arreglos Fotovoltáicos de Dos a Doce Módulos (De 36 Celdas en Serie); Funciona con Bancos de Baterías de 24 a 144 Voltios
- ▶ Rastreador del Punto De Potencia Máximo
- ▶ Operación Auto Programada
- ▶ Elevador de Corriente
- ▶ Auto Diagnosticable
- ▶ Control y Diagnóstico de Fallas Simplificado
- ▶ Indicadores que Proveen Información Útil sobre Voltajes, Estado de Interruptores, de Sensores y de Condiciones de Sobrecarga

- Bomba sumergible: Lorentz PS2-1800 CJ12-4.



PS2-1800 C-SJ12-4

Sistema de bomba inmersa para pozos de 4"

Gama de sistemas

Altura	max. 18 m
Flujo	max. 20 m ³ /h

Datos técnicos

Controlador PS2-1800

- Controlar y supervisar
- Entradas de control para protección contra operación en seco, control remoto, etc.
- Protegido contra polaridad reversa, sobre carga y temperatura excesiva
- MPPT (Maximum Power Point Tracking) integrado
- Funcionamiento con batería: protección integrada contra descarga total
- Sun Sensor integrado

Potencia	max. 1,8 kW
Voltaje de entrada	max. 200 V
Óptimo Vmp**	> 102 V
Corriente motor	max. 14 A
Eficiencia	max. 98 %
Temp. del ambiente	-40...50 °C
Modo de protección	IP68

Motor ECDRIVE 1200-C / ECDRIVE 1800-C

- Motor CD sin escobillas - libre de mantenimiento
- Llenada de agua
- Materiales Premium, acero inoxidable: AISI 304/316
- Sin elementos electrónicos en el motor

Potencia nominal	1,7 kW
Eficiencia	max. 92 %
Revoluciones motor	900...3.300 rpm
Clase de aislamiento	F
Modo de protección	IP68
Inmersión	max. 150 m

Cabeza de bomba PE C-SJ12-4

- Válvula no retorno
- Materiales Premium, acero inoxidable: AISI 304
- Opcional: protección contra operación en seco
- Bomba centrífuga

Eficiencia	max. 58 %
------------	-----------

Undidad de bomba PU1800 C-SJ12-4 (Motor, Cabeza de bomba)

Diámetro de perforación	min. 4,0 in
Temperatura del agua	max. 50 °C****

Normas



2006/42/EC, 2004/108/EC, 2006/95/EC

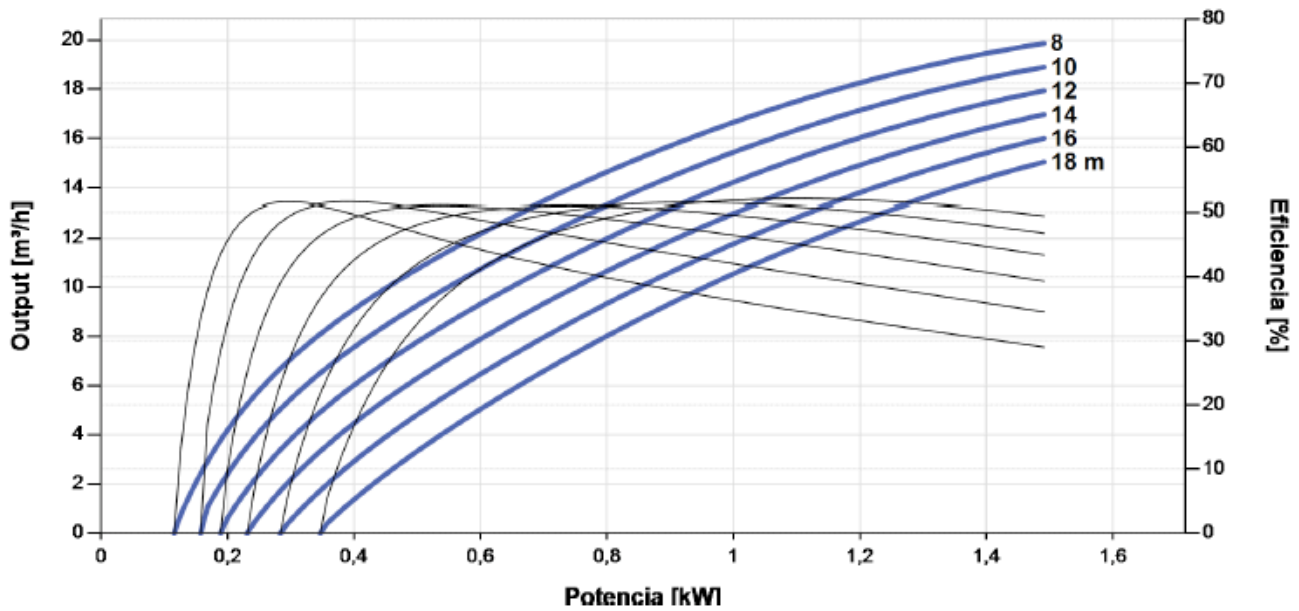
IEC/EN 61702:1995



Sistema de bomba inmersa para pozos de 4"

Plantilla de datos de la bomba

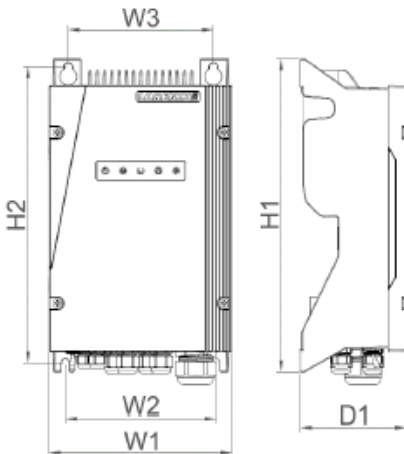
Vmp* > 102 V



Dimensiones y pesos

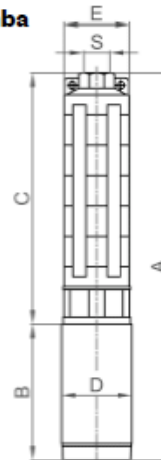
Controlador

- H1 = 352 mm
- H2 = 333 mm
- W1 = 207 mm
- W2 = 170 mm
- W3 = 164 mm
- D1 = 124 mm



Undidad de bomba

- A = 665 mm
- B = 185 mm
- C = 480 mm
- D = 96 mm
- E = 98 mm
- S = 2 in



	Peso neto
Controlador	6,0 kg
Undidad de bomba	13 kg
Motor	7,0 kg
Cabeza de bomba	6,0 kg

Figura 6.18: Controlador, y conjuntos motor/bomba. Fabricante: Lorentz [104]

- Bomba sumergible: Grundfos Small SQflex SQF 1-8

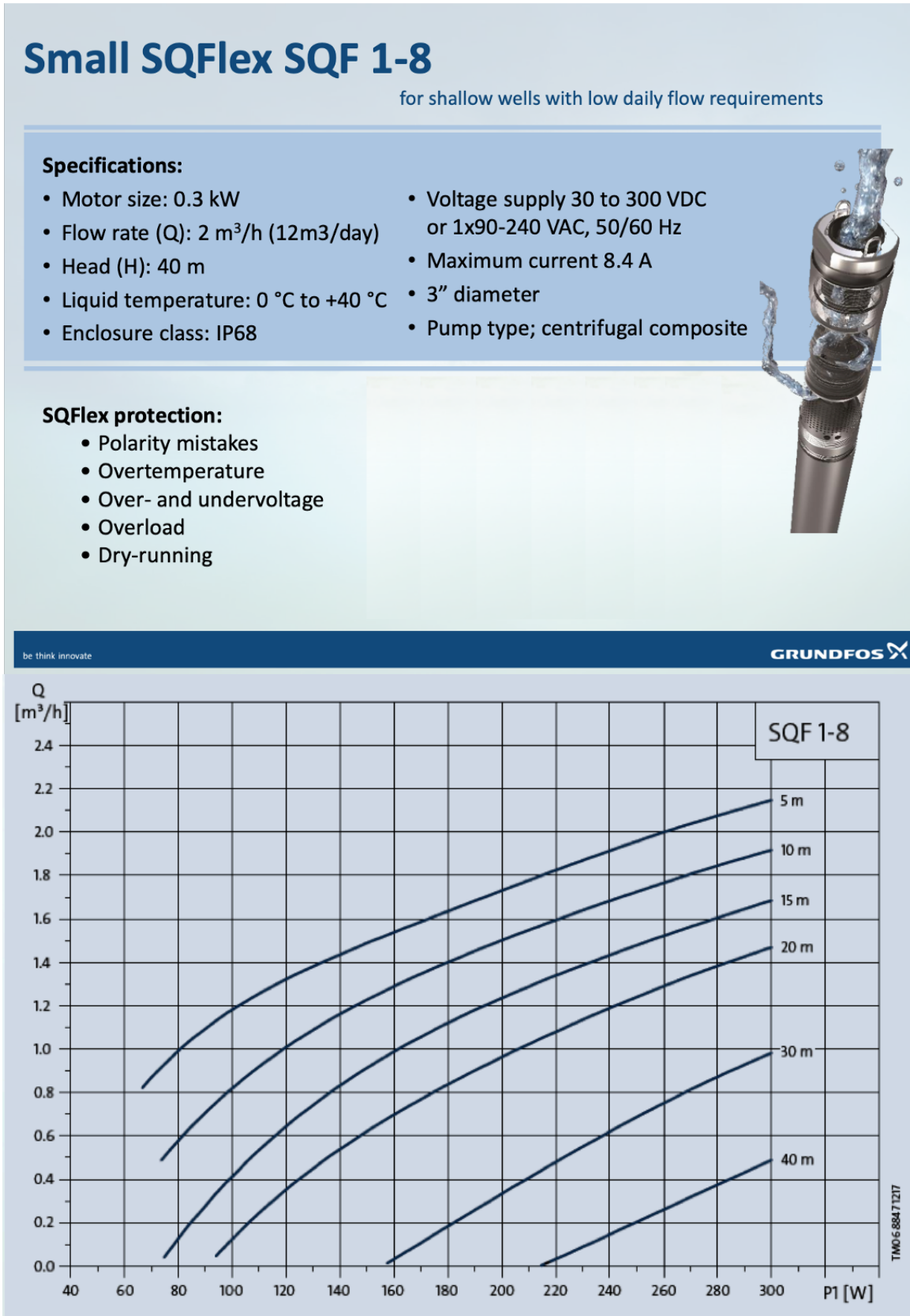


Figura 6.19: Bomba sumergible potencia de 300 kW, fabricante Grundfos. Con conexión DC de 30 a 300 VDC. [105]

6.3.6 Selección de montaje de arreglo fotovoltaico

La selección del montaje del arreglo fotovoltaico, como ya se ha mencionado tiene gran efecto en el rendimiento del sistema en general, ya se ha dicho que la estructura de montaje puede ser fija o con seguimiento solar. Se ha demostrado que, durante los meses de insolación los sistemas con seguidor solar proveen un 25% a 40% más de agua en el sistema de bombeo, mientras que en los meses de invierno entre un 5% a 15% más de agua. se puede consultar los tipos de seguidores solares en el subtema 3.16.2.2. del capítulo 3.

6.3.7 Selección de cables y tubería

Para el dimensionamiento del cable utilizaremos la siguiente fórmula.

$$L = \frac{\Delta P * q * V_{mp}^2}{W_p * 100 * 2 * \rho} \quad \text{Ecu. 6.16}$$

Donde:

- L = Longitud del cable (m).
- ΔP = Pérdida de potencia (%). Considerar pérdidas del 3%.
- q = Sección del cable de alimentación sumergible. (mm²).
- V_{mp} = Tensión de potencia máxima. (V).
- W_p = Potencia máxima (W_p)
- ρ = Resistencia específica: 0.0173 (ohms*mm²/m)

El dimensionamiento de la tubería es importante para el funcionamiento apropiado del sistema. Tuberías grandes pueden ser usadas para reducir pérdida por fricción en longitudes de corridos horizontales. Tamaños grandes no se deben usar en longitudes verticales debido a que la arena puede entrar en el agua y causar bloqueo. Tuberías de plástico son las preferibles para todas las bombas, por que la superficie lisa de la tubería reduce las pérdidas por fricción. En la mayoría de veces el fabricante de las bombas proporciona el diámetro de la tubería recomendable para acople con la bomba.

6.4 Ejemplos de configuraciones de sistema de bombeo fotovoltaico

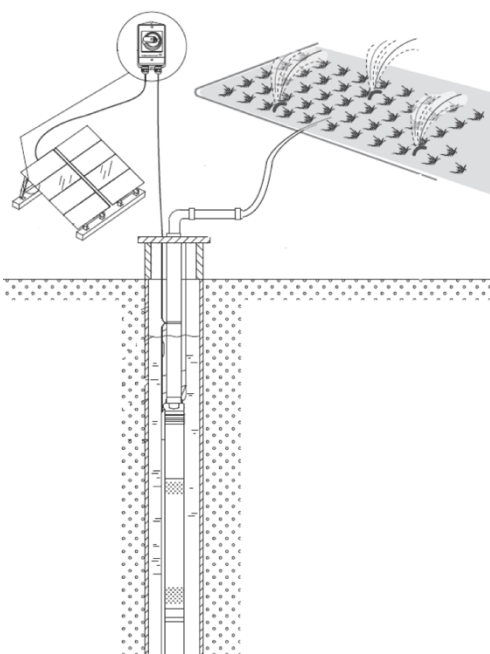


Figura 6.20: Ejemplo de bombeo fotovoltaico agrícola

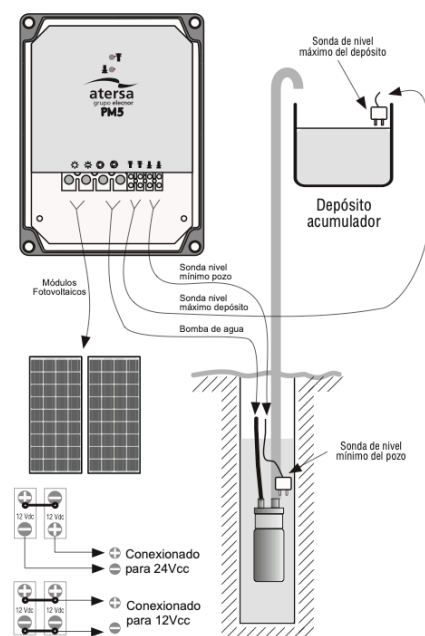


Figura 6.21: Ejemplo de bombeo fotovoltaico para almacenamiento de agua.

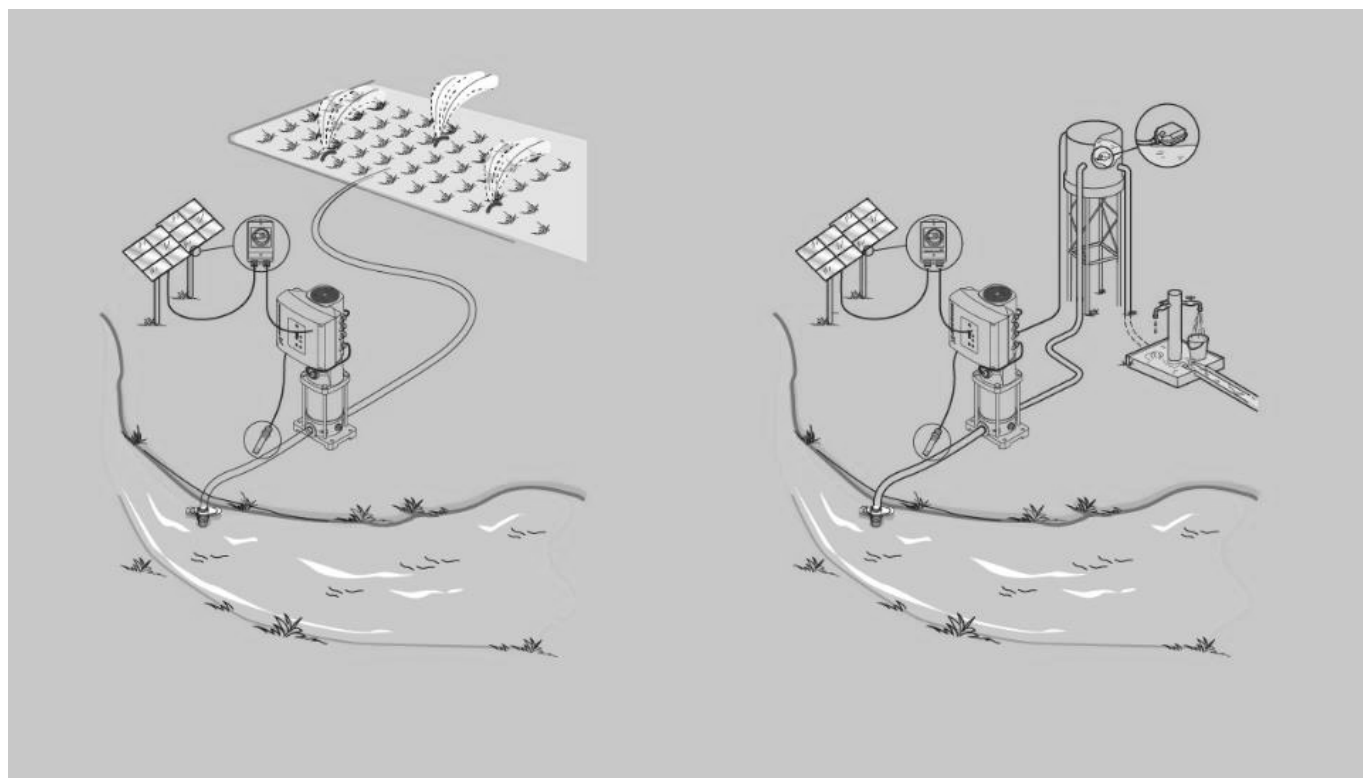


Figura 6.22: Ejemplo de bombeo fotovoltaico con bomba superficial, para riego de agrícola y depósito.

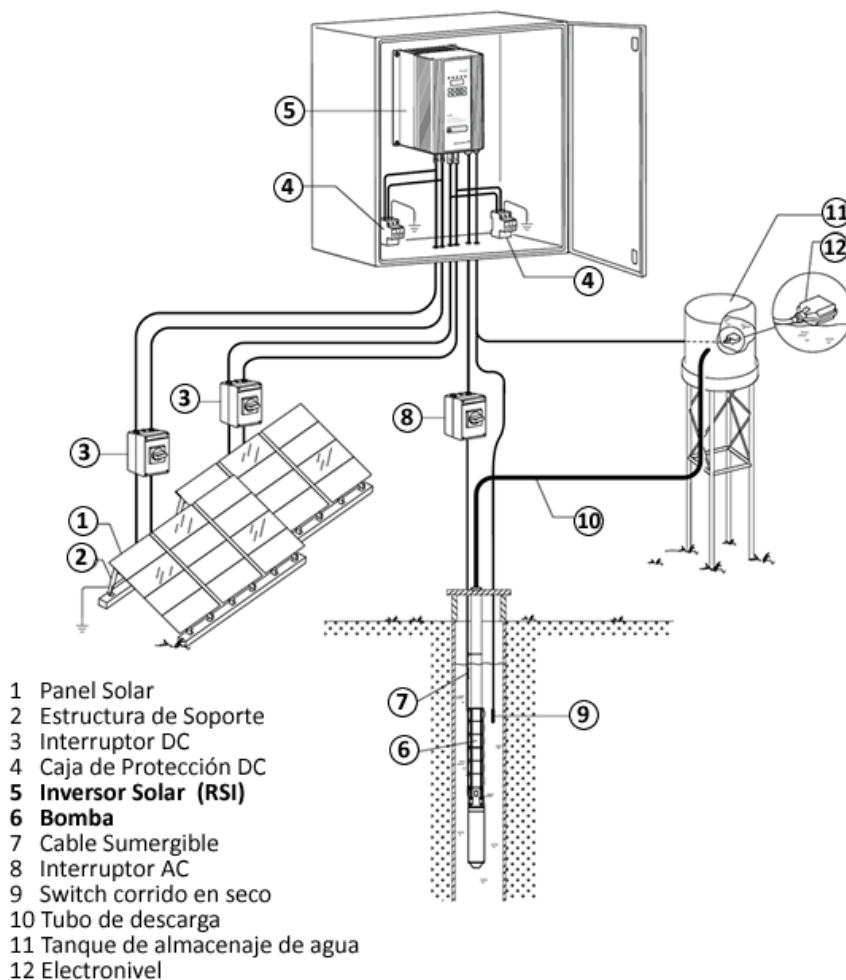


Figura 6.23: descripción de los componentes de un sistema de bombeo fotovoltaico.

Problemas resueltos

- 1) Si en una granja, de 1 Ha con cultivo de algodón, viven 10 personas, y se tienen 15 vacas lecheras, 100 ovejas, 500 pollos y 20 cerdos, determine el caudal medio de la bomba para 6 HSP en el plano horizontal y la potencia pico del SFV a 15° de inclinación, si la diferencia de altura entre bomba sumergible y tanque es de 15 metros y se tienen 20 metros de tubería de 2", 4 codos 90°, 2 TEE 90°, una válvula de compuerta y una válvula cheque. Se estima que la eficiencia del grupo motor – bomba es del 40%, determine el tipo de controlador y modelo de bomba y la capacidad del SFV, emplee sistemas de bombeo y controladores LORENTZ y paneles YGE72 serie 2. Configure el arreglo FV para que opere correctamente con el controlador del motor, emplee un rango de temperaturas de celda entre 10 y 70 °C.

Solución.

- Determinación del requerimiento de recurso hidráulico diario (litros/día)

$$\text{Metros cúbicos por hectárea} = (1 \text{ Ha}) \left(\frac{55 \frac{\text{m}^3}{\text{Ha}}}{\text{día}} \right) = \left(55 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) \left(\frac{1000 \text{ l}}{1 \text{ m}^3} \right) = 55,000 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

$$\text{Litros por persona} = (10 \text{ personas}) \left(300 \frac{\text{l}}{\text{día}} \right) = 3000 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

$$\text{Litros por vacas} = (15 \text{ vacas}) \left(133 \frac{\text{l}}{\text{día}} \right) = 1995 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

$$\text{Litros por ovejas} = (100 \text{ ovejas}) \left(8 \frac{\text{l}}{\text{día}} \right) = 800 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

$$\text{Litros por pollos} = (500 \text{ pollos}) \left(0.15 \frac{\text{l}}{\text{día}} \right) = 75 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

$$\text{Litros por cerdos} = (20 \text{ cerdos}) \left(15 \frac{\text{l}}{\text{día}} \right) = 300 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

$$\sum \text{Litros al día} = 61,170.0 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

- Cálculo del caudal diario:

$$Q_d \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}} \right) = 61170 \frac{\text{litros}}{\text{día}} * \frac{1 \text{ m}^3}{1000 \text{ litros}} = 61.17 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

- Horas sol pico con inclinación de 15°.

Los valores de radiación solar para El Salvador están medidos sobre una superficie horizontal, por lo que para una latitud de 13°, en la tabla 8 “factores de corrección K”, se encuentra una latitud de 13° y con una inclinación (S) de 15°, se lee el valor interceptado para el mes de junio. $K = 0.92$

$$\text{HSP}_{(s)} = k (\text{HSP}) = (0.92)(6) = 5.52 \text{ HSP}$$

- Carga dinámica total.

$$H_m = \text{carga vertical} + \text{pérdidas por fricción} + \text{presión tanque}$$

$$\text{Carga vertical} = H_g + S_w = 15 \text{ m}$$

Pérdidas por fricción.

$$\text{Flujo} = \frac{C}{\text{HSP}_{(s)}} = \frac{61,170 \frac{\text{l}}{\text{día}}}{5.52 \frac{\text{h}}{\text{día}}} = 11,081.52 \frac{\text{l}}{\text{h}}$$

$$\text{Flujo} = \left(11,081.52 \frac{\text{l}}{\text{día}} \right) \left(\frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} \right) = 184.69 \frac{\text{l}}{\text{min}}$$

Accesorios	Cantidad	coeficiente	Total
codos de 90°	4	1.5	6
TEE 90°	2	3.3	6.6
válvula de compuerta	1	0.6	0.6
válvula cheque	1	5.2	5.2
Total			18.4

$$\sum \text{Pérdidas por accesorios equivalente en metros} = 18.4 \text{ m}$$

Sumatorias pérdidas totales en tubería:

$$18.4 \text{ m} + 20 \text{ m} = 38.4 \text{ m}$$

De la Tabla 6.8, determinamos el coeficiente de pérdidas para tubería de 2 pulgadas. (0.017) leído.

$$\text{pérdidas por fricción} = (38.4 \text{ m})(0.017) = 0.6528 \text{ m}$$

Entonces la carga dinámica total es:

$$H_m = 15 + 0.6528 = 15.6528 \text{ m}$$

La energía hidráulica diaria es:

$$E_H = 2.725(Q_d)(H_m)$$

$$E_H = 2.725(61.17)(15.6528) = 2,609.14 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

- Eficiencia del sistema motor bomba:

$$\eta_{MB} = 40\%$$

- Consideramos la eficiencia para el sistema motor /bomba, se calcula la carga energética diaria (L):

$$L = \frac{E_H}{\eta_B} = \frac{2,609.14}{0.40} = 6522.85 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

Se calcula la potencia en paneles fotovoltaicos considerando siempre las horas sol pico con corrección por inclinación:

$$W_P = 1.25 * \left(\frac{L}{\text{HSP}_{(s)}} \right) = 1.25 \left(\frac{6,522.85}{5.52} \right) = 1,477.09 \text{ Wp}$$

- Características del módulo fotovoltaico:

Efectuando el análisis de temperatura:

$$V_{oc_{max}}(^{\circ}T_{c_{min}}) = V_{oc} + \frac{\beta_{VOC}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 48.63 V$$

$$V_{oc_{min}}(^{\circ}T_{c_{max}}) = V_{oc} + \frac{\beta_{VOC}}{100} * V_{oc} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 39.72 V$$

$$V_{mp_{max}}(^{\circ}T_{c_{min}}) = V_{mp} + \frac{\gamma_{mp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{min}} - 25^{\circ}C) = 39.76 V$$

$$V_{mp_{min}}(^{\circ}T_{c_{max}}) = V_{mp} + \frac{\gamma_{mp}}{100} * V_{mp} * (T_{c_{max}} - 25^{\circ}C) = 30.33 V$$

Panel YGE 72 Series 2	
Potencia	330 W
V _{mpp}	37
I _{mpp}	8.84
V _{oc}	46.4
I _{sc}	9.29
CTV _{mp}	-0.42%/°C
CTV _{oc}	-0.32%/°C
CTI _{sc}	0.05%/°C

- Tipo de controlador: PS2 – 1800 C – SJ12 – 4.

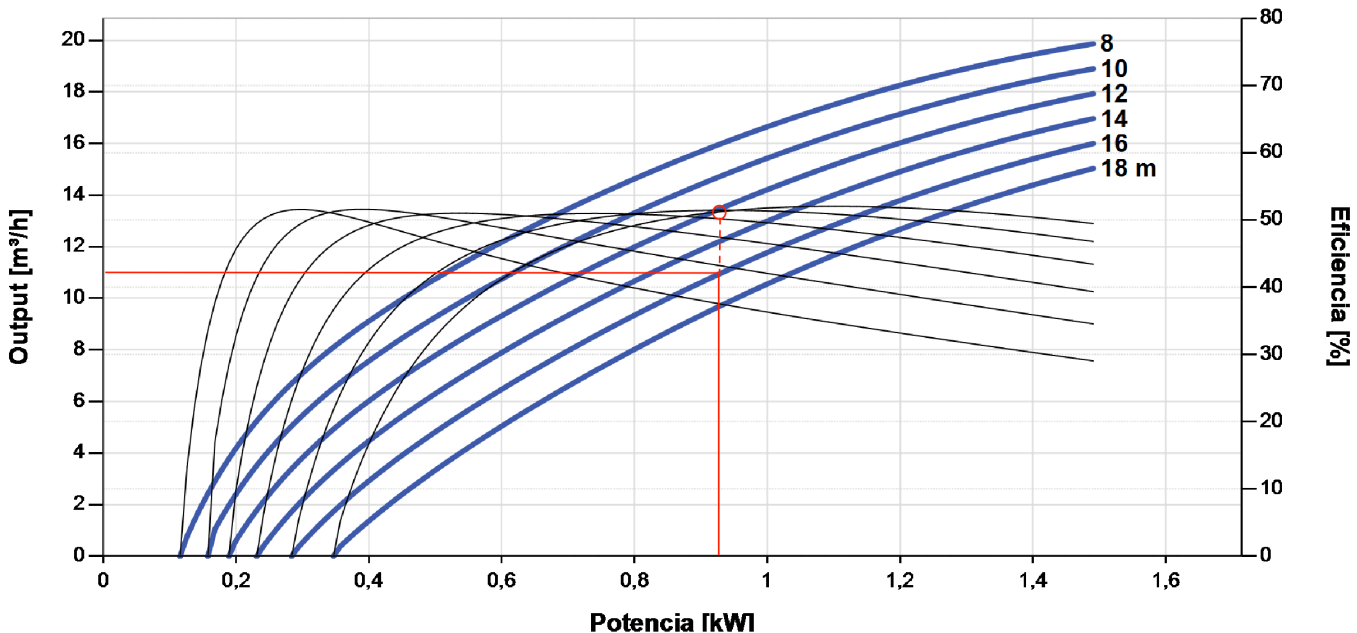
$$\# \text{ M}{\acute{a}x} \text{ de m}{\acute{o}dulos} \text{ fotovoltaicos} = \frac{200}{48.63} = 5.11 \approx 5.$$

PS2 – 1800 C – SJ12 – 4.	
Potencia max	1.8 kW
Voltaje de entrada	Max 200 V
Óptimo V _{mp}	>102 V
Corriente del motor	Max 14 A
Eficiencia	98%

Entonces el volumen caudal diario en (m³/h) bombeado por la bomba debe ser:

$$Q_B = \frac{Q_d}{HSP_{(s)}} = \frac{61.17 \frac{m^3}{día}}{5.52 \frac{h}{día}} = 11.08 \frac{m^3}{día}$$

De la hoja técnica del controlador, se puede determinar también la potencia en kW a instalar generador fotovoltaico y la eficiencia real del conjunto motor/bomba. Con una altura manométrica estimada de H_m = 16 m aproximadamente, y con un caudal de salida es de 11 m³/día. se obtiene la potencia



Según la grafica la potencia a instalar rondaría los 920 Wp, y con la curva de eficiencia se obtiene que la eficiencia real del conjunto motor/bomba es 50% aproximadamente. Entonces podemos realizar un re-cálculo con los valores reales de la bomba. La carga energética diaria y los Wp a instalar serán:

$$L = \frac{E_H}{\eta_B} = \frac{2,609.14}{0.50} = 5218.28 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

$$W_p = 1.25 * \left(\frac{L}{\text{HSP}_{(s)}} \right) = 1.25 * \left(\frac{5218.28}{5.52} \right) = 1.25 * 945.34 = 1181.68 \text{ Wp}$$

- Número de módulos fotovoltaicos.

$$\# \text{ Módulos fotovoltaicos} = \frac{\text{Potencia pico a instalar}}{\text{Potencia del panel}} = \frac{1180 \text{ W}}{330 \text{ W}} = 3.58 \approx 4$$

Generalmente, el sistema fotovoltaico está un poco más dimensionado por el factor de 1.25 de multiplicación en la ecuación, con ello se logra que, en los días de mucho nublado o condiciones climáticas malas, la bomba siga produciendo al menos los 11 m³/día requeridos.

- 2) Con un sistema fotovoltaico de 100 Wp y una irradiancia diario promedio anual de 5000 Watts/m² sobre la superficie colectora (considerar que se encuentra con ángulo óptimo), se podrá manejar una bomba (eficiencia 45%), capaz de entregar 250 l/min, con una carga dinámica de 50 pies.

Solución.

- Inicialmente se tiene una bomba que bombea a razón de 250 l/min, el cual seria la representación del flujo de bombeo. Entonces mediante la fórmula del flujo, se despeja para determinar el consumo diario (C) en l/día requeridos en la instalación.

$$\text{Flujo} = \frac{C}{\text{HSP}_{(s)}}$$

$$C = \text{Flujo} * \text{HSP}_{(s)}$$

$$C = 250 \frac{\text{l}}{\text{min}} * 5 \frac{\text{h}}{\text{día}} * \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} = 75,000 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

- Una vez determinado el consumo diario, se determina el caudal demandado en m³/día.

$$Q_d = 75,000 \frac{\text{l}}{\text{día}} * \frac{\text{m}^3}{1000 \text{ l}} = 75 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

- Determinación de la Energía hidráulica necesaria.

$$E_H = 2.725(Q_d)(H_m)$$

Equivalencia de carga dinámica total 50 pies a metros: 15.24 metros.

$$E_H = 2.725(75)(15.24) = 3114.68 \frac{\text{W}}{\text{día}}$$

- Cálculo de la carga energética diaria (L).

$$L = \frac{E_H}{\eta_B} = \frac{3114.68}{0.45} = 6921.51 \frac{W \cdot h}{\text{día}}$$

- Cálculo de los W_p a instalar.

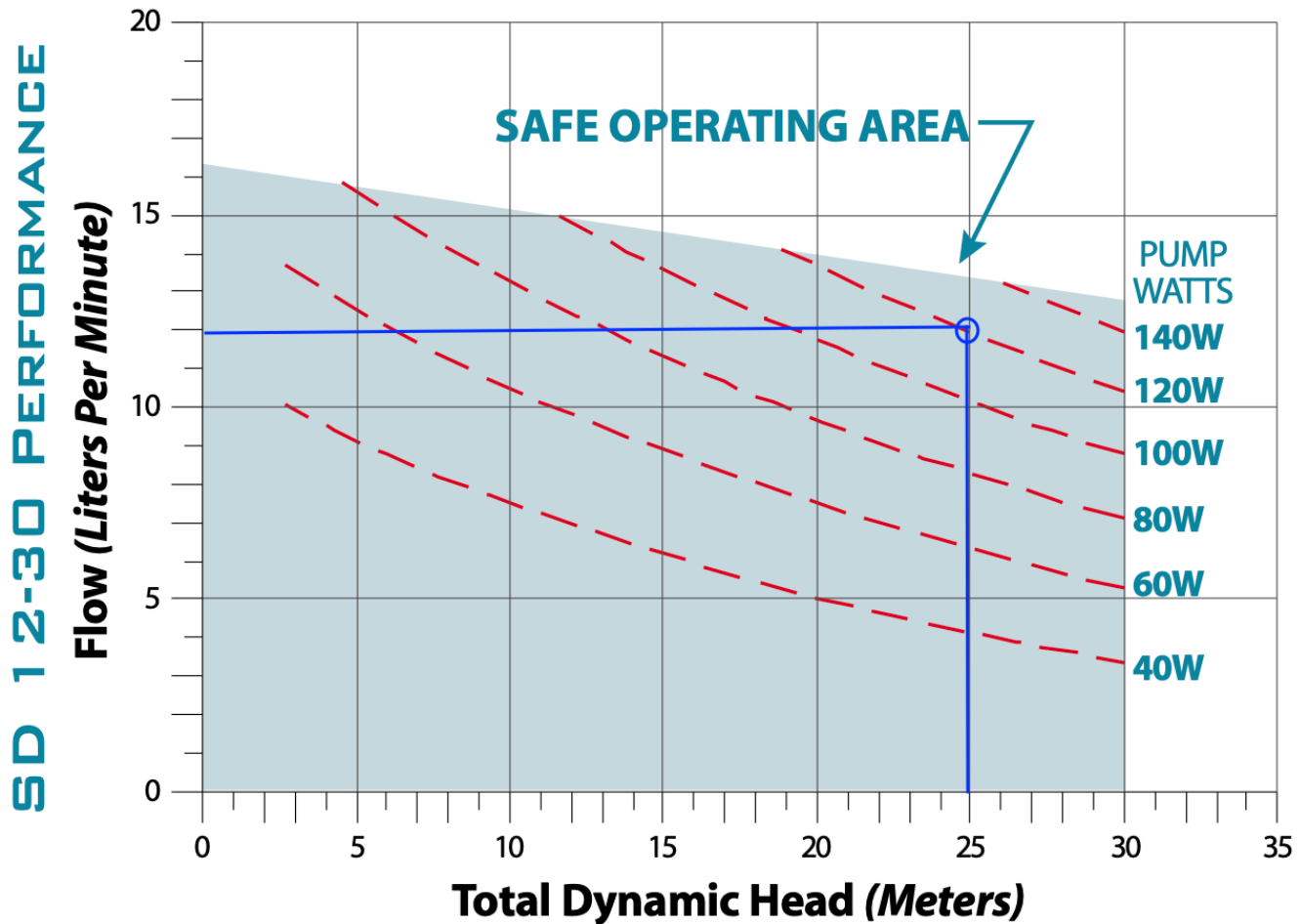
$$W_p = 1.25 * \left(\frac{L}{HSP_{(s)}} \right) = 1.25 * \left(\frac{6,921.51}{5.0} \right) = 1730.38 W_p$$

Respuesta.

Entonces con 100 W_p instalados inicialmente es imposible de suministrar 250 l/min con la bomba, el valor real de la instalación debe ser 1730 W_p .

- 3) Se tiene una bomba SD 12-30-SeriesPump del fabricante Kyocera. Con la que se desea trabajar un flujo de bombeo a razón de 12 litros/minute y a instalarse con una carga dinámica total de 25 metros. Determinar a partir de la gráfica de rendimiento del fabricante la potencia (W_p) en la bomba.

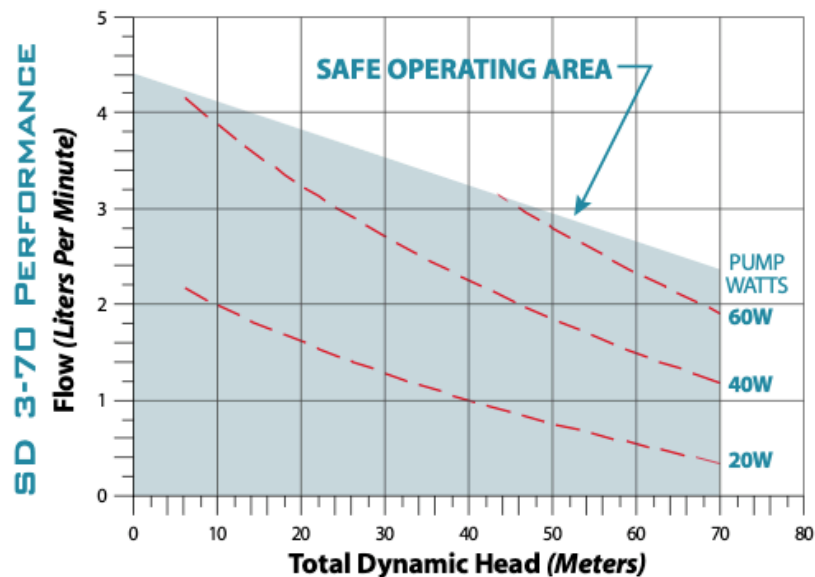
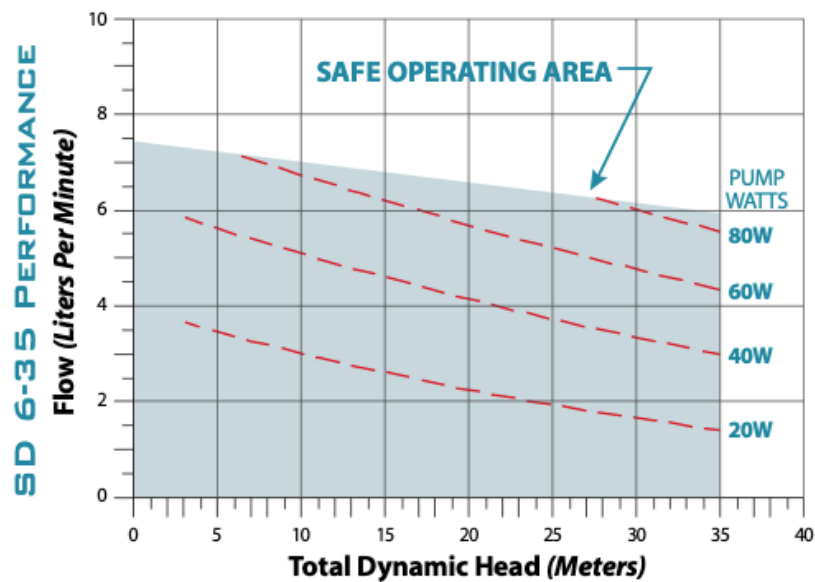
Solución.



Se interceptó una recta de flujo de 12 litros/minute con una recta de carga dinámica de 25 m, y se determinó mediante la curva de rendimiento, que el valor de potencia que debe recibir la bomba, es de 120 W_p . De la ficha técnica se lee, que el voltaje no debe ser mayor a 30 V.

Problemas propuestos

- 1) Se desea realizar un pequeño sistema de bombeo fotovoltaico en una comunidad rural ubicada en el departamento de Morazán, se estima como valor medio de 4 HSP en el plano horizontal donde habitan 7 familias, en cada cual viven 6 personas, determine el caudal medio de la bomba y la potencia pico del sistema fotovoltaico a 10° de inclinación, si la diferencia de altura entre una bomba sumergible y el tanque es de 30 metros y se tienen 25 metros de tubería de 2", 4 codos 90° , 2 TEE 90° , una válvula de compuerta y una válvula cheque, el pozo tiene una profundidad de 25 metros. Se estima que la eficiencia del grupo motor/bomba es del 35%, determine el tipo de controlador y modelo de bomba y la capacidad del SFV, emplee sistemas de bombeo y controladores LORENTZ y paneles CANADIAN SOLAR. Configure el arreglo FV para que opere correctamente con el controlador del motor, emplee un rango de temperaturas entre 10 y 40°C .
- 2) Determinar la energía hidráulica diaria para de una bomba de pozo con caudal diario 20000 litros, y se ha determinado que la carga dinámica total es de 20 m, considerar un rendimiento de la bomba de 0.35.
- 4) Se tiene una bomba SD 6-35-SeriesPump y una bomba SD 3-70-SeriesPump, del fabricante Kyocera. Con la que se desea trabajar un flujo de bombeo a razón de 5 litros/minuto, y a instalarse con una carga dinámica total de 25 metros. Determinar cual de las dos bombas cumple mejor el propósito y explicar por que.



PRÁCTICAS DE LABORATORIO

Diseño de prácticas para la realización de laboratorio de sistemas de generación fotovoltaica

Las prácticas de laboratorio de sistemas de generación fotovoltaica tienen por objetivo complementar la formación teórica de las clases impartidas durante el curso en la Universidad de El Salvador. A continuación, se hace un resumen de cada una de las prácticas de laboratorio.

Práctica N° 1.

Determinación de la constante de calibración de un piranómetro y efecto del albedo.

El objetivo principal de la práctica es que se aprenda el funcionamiento y aplicación de un piranómetro para medición de irradiancia utilizando su constante de calibración. En muchos casos, los piranómetros no otorgan al usuario un valor de irradiancia, sino, un valor de tensión, el cual se utiliza para calcular la irradiancia por medio de su constante.

En la industria, el cálculo de irradiancia debido al albedo es importante en aplicaciones de módulos fotovoltaicos bifaciales, por lo que, la potencia extra que se puede obtener por este efecto debe ser estudiada para determinar su rentabilidad. En este laboratorio, se experimentaría con objetos cuyo grado de reflexión sea favorable para la incidencia de irradiancia en un módulo bifacial en particular.

Práctica N° 2.

Cálculo de coeficiente de albedo para diferentes superficies.

Uno de los conceptos aprovechados en la industria es el coeficiente de reflexión de algunos objetos con respecto al espectro electromagnético, es decir, albedo. Este fenómeno se utiliza con la tecnología bifacial, al poseer generación a través de ambas caras del módulo fotovoltaico.

La fabricación de estos paneles y diferentes factores influyen en la eficiencia de ellos, pero con los últimos avances en módulos, es posible y más ventajoso en algunos casos, el usarlos en parques solares. El montaje de los bifaciales debe realizarse de manera que se aproveche el mayor porcentaje de irradiancia, al igual que la superficie debe ser tratada para tener la mayor refractancia posible.

En este laboratorio, se realiza una simulación de un panel bifacial mediante el uso de piranómetros, para terminar, calculando el coeficiente de albedo del material y compararlo con una tabla de valores comunes de albedo en superficies en particular.

Práctica N° 3.

Cálculo de los parámetros principales de un módulo fotovoltaico iluminación artificial y efecto de la temperatura para comprobación de hoja de datos.

Éste laboratorio pretende determinar la respuesta de la unión P-N de un módulo fotovoltaico al aplicar luz artificial sobre las celdas. Mediante una carga electrónica, se someterá al módulo la condición de irradiancias propuestas para dibujar sus correspondientes curvas I-V y P-V.

Es importante notar que la temperatura de las celdas afecta la operación del panel. Sin embargo, los datos bajo distintas condiciones deberían corresponder al comportamiento STC, NOCT y coeficientes de tensión, corriente y potencia de la hoja de datos, dependiendo siempre de los años de operación que tenga el módulo.

Ésta práctica funciona para distinguir muchos rasgos del módulo, como su eficiencia, potencia nominal, años de operación, comprobación de datos de placa, etc.

Práctica N° 4.

Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

La aplicación de arreglos de módulos para un sistema conectado a la red es importante en muchos sentidos. Se necesita visualizar el área disponible, condiciones de operación (temperatura, vibraciones, etc.), funcionalidades de los equipos, protecciones necesarias, etc. Y es por esto que los criterios de diseño deben ser seguros, eficientes y adecuados para cada situación.

En este caso, a cada persona se le asigna un edificio de la Universidad de El Salvador en particular. Deberán utilizar un inversor asignado y un módulo fotovoltaico a elección del practicante. Con estos datos, deberá analizar todas las variables del proyecto para poder diseñar una instalación donde se aproveche la energía solar al máximo. El diseño también debe incluir su respectiva simulación.

Práctica N° 5.

Medición e interpretación de parámetros eléctricos en controladores de carga, inversores y baterías de un sistema fotovoltaico aislado.

En los sistemas fotovoltaicos aislados, los aparatos electrónicos más usados son los de naturaleza AC, y es por esto que se realiza una práctica cuyo enfoque se da en estas cargas para aplicaciones residenciales, sobre todo.

Principalmente, los enfoques de este laboratorio están dirigidos a la medición de parámetros eléctricos de equipos seleccionados para la práctica, como son los inversores, controladores de carga y baterías; la comparativa de estos valores deberá realizarse tomando en cuenta todas las variables presentes en el sistema con respecto a vida útil, temperatura, pérdidas por diferentes factores técnicos, etc.

DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE CALIBRACIÓN DE UN PIRANÓMETRO Y MEDICIÓN DE IRRADIANCIA SOLAR.

Objetivos.

- Diferenciar las componentes que conforman la irradiancia global.
- Conocer diferentes alternativas de Piranómetros, su funcionamiento y el tipo de irradiancia que miden.
- Determinar las constantes que relaciona la señal de salida de un Piranómetro específico con la irradiancia medida.

Generalidades

La tecnología más utilizada es la energía solar fotovoltaica, generando directamente la energía eléctrica DC a través de paneles solares de diferentes tecnologías de fabricación. La diferencia entre las tecnologías de fabricación tiene que ver principalmente con la eficiencia y la relación de costo precio/watt instalado.

Ahora que se menciona el costo de un watt instalado, es necesario establecer la cantidad de módulos a instalar para alimentar una carga definida. Para ello se debe conocer el valor de energía irradiada por el sol sobre la superficie colectora con la ayuda de instrumentos de medición llamados Piranómetros. A partir de esta información se determina la cantidad de energía en KWh/m² que puede generarse en el lugar de instalación y el tamaño del sistema FV.

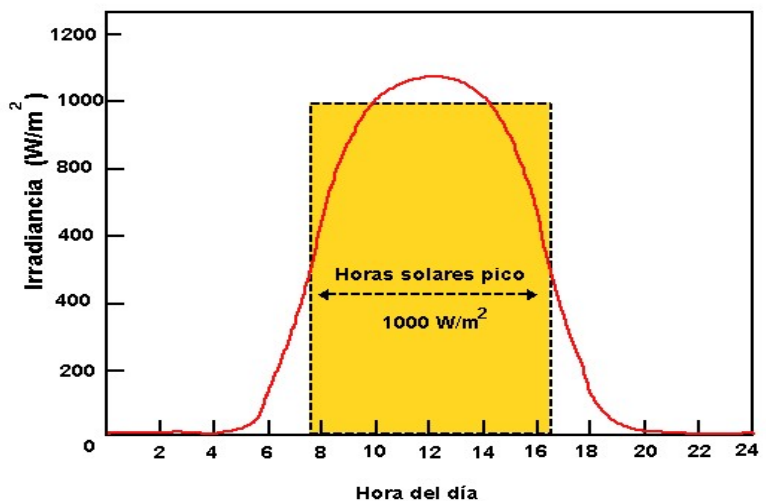


Figura 1. Gráfica ideal de un día con irradiancia promedio.

Hay que tomar en cuenta que la energía irradiada a lo largo del día varía con la hora, la época del año y la posición geográfica (Latitud) del lugar debido a los cambios en la declinación solar. Por ello no basta con medir un día la irradiancia solar, sino que debe realizarse un estudio a lo largo de un año, por lo menos, para obtener resultados que puedan ser utilizados para predecir cuánto producirá una planta FV.

Componentes de la Irradiancia.

- **Irradiancia Directa.** Ésta componentes es la proveniente directamente del sol, incide perpendicularmente sobre la superficie de captación. En la figura 2, se observa su representación junto a las demás componentes de la irradiancia. Es importante considerar que su cálculo no se limita a las coordenadas solares debido a la influencia de la atmósfera sobre los rayos que inciden sobre ella. Para su medición se utiliza un pirheliómetro como el que se observa en la figura 4a.

- **Irradiancia Difusa.** Ésta componente es la irradiancia que se difracta en la atmósfera y en las nubes cambiando su dirección y ángulo de incidencia sobre la superficie colectora. Para su medición se puede utilizar un Piranómetro de sensor o uno de termopila con un anillo de sombra que bloquee los rayos que incidan perpendicularmente sobre la superficie del sensor.
- **Irradiancia Reflejada.** Como su nombre lo indica, esta componente corresponde a la irradiancia que se refleja en las superficies que rodean a la superficie colectora, sean paredes, árboles, o incluso el suelo (albedo).
- **Irradiancia Global.** Comprende todas las componentes anteriores. Para su medición, se utiliza un piranómetro de termopila.

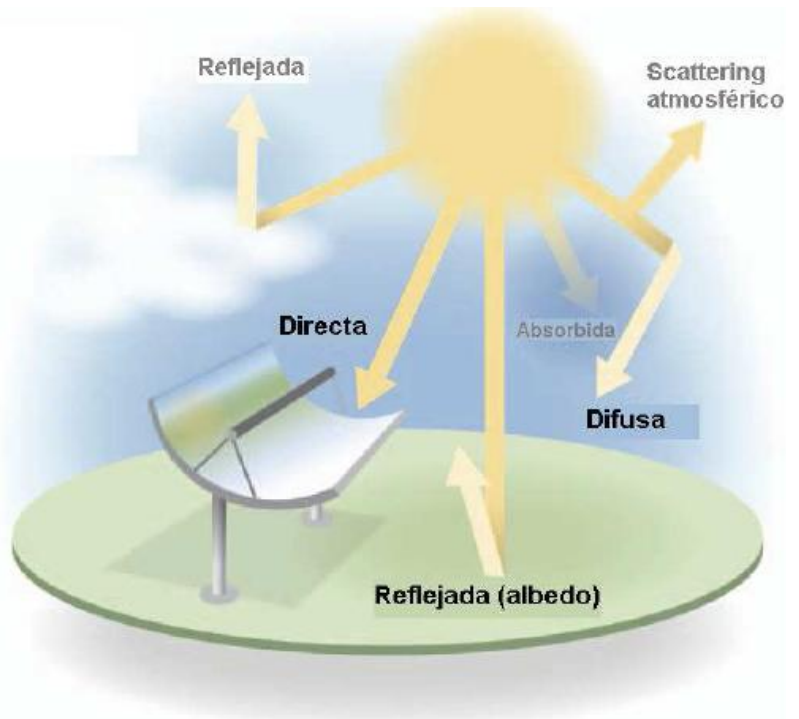


Figura 2. Componentes de la irradiancia.



a)



b)



c)



d)

Figura 3. Tipos de Piranómetros.

Tipos de Piranómetros.

- **Piranómetro Termoeléctrico.** La pila termoeléctrica está constituida por una serie de termopares colocados horizontalmente, cuyos extremos están soldados con unas barras de cobre verticales soldadas a una placa de latón maciza. El conjunto está pintado con un barniz negro, para absorber la radiación. El flujo de calor originado por la radiación se transmite a la termopila, generándose una tensión eléctrica proporcional a la diferencia de temperatura entre los metales de los termopares. De éste tipo son los observados en la figura 3 c).
- **Piranómetro Fotovoltaico.** Estos poseen como elemento sensor una célula fotovoltaica, generalmente de silicio mono cristalino. Las fotocélulas tienen la propiedad de producir corriente eléctrica cuando son iluminadas, siendo esta corriente, en condiciones de corto circuito, proporcional a la intensidad de radiación incidente. El que se encuentra disponible en el laboratorio es el de la figura 3 d).
- **Piranómetro de Sensor.** Se trata de un sensor de radiación solar estable térmicamente y de salida alta basado en una fotocélula de silicio. Se calibra en luz de día contra un piranómetro de precisión basado en termopilas. Mide la radiación solar de onda corta. El piranómetro de este tipo es el de la figura 3 b).

Como todo instrumento de medición existen parámetros que definen la precisión y exactitud del medidor, lo cual determina si puede ser utilizado como patrón para calibrar otros piranómetros de precisión inferior. A continuación, se presenta una tabla que muestra los parámetros a considerar los cuales han sido establecidos por la Organización Meteorológica Mundial OMM.

PARÁMETRO DEL PIRANÓMETRO.	PATRÓN SECUNDARIO	PRIMERA CLASE	SEGUNDA CLASE
Resolución (variación mínima detectable en $W m^{-2}$)	± 1	± 5	± 10
Estabilidad (tanto por ciento de totalidad de escala, variación/año)	± 1	± 2	± 5
Respuesta cosenoidal (tanto por ciento de desviación respecto de la ideal para una altura solar de 10° en un día despejado)	$<\pm 3$	$<\pm 7$	$<\pm 15$
Respuesta azimutal (tanto por ciento de desviación de la media para una altura solar de 10° en un día despejado)	$<\pm 3$	$<\pm 5$	$<\pm 10$
Respuesta de temperatura (tanto por ciento de error máximo debido a variación de la temperatura ambiente dentro del intervalo de operación)	± 1	± 2	± 5
No linealidad (tanto por ciento de totalidad de escala)	± 0.5	± 2	± 5
Sensibilidad espectral (tanto por ciento de desviación de la absorbancia media $0,3$ a $3 \mu m$)	± 2	± 5	± 10
Tiempo de respuesta (respuesta del 99%)	<25 s	<1 min	<4 min

Tabla 1. Parámetros de precisión y exactitud de piranómetros.

- Constante K

Como se ha mencionado anteriormente, el Piranómetro únicamente está conformado por un transductor, obteniendo así una señal de corriente o de voltaje directamente proporcional a la irradiancia medida. Teniendo esto, es necesario determinar la constante por la cuál debe ser multiplicada la salida del instrumento, para cuantificar la **irradiancia I**, o diseñar una etapa de adquisición de datos o de conversión AD para su interpretación.

$$V = K \cdot I$$

Donde:

K: Constante del piranómetro dada en $[V / (Wm^{-2})]$.

Para su determinación deben realizarse múltiples mediciones con un intervalo de tiempo entre ellas para minimizar los errores introducidos, y obtener una mayor aproximación de la constante. En el desarrollo de la práctica se le presentarán los valores de dicha constante correspondiente a cada uno de los piranómetros para tener una referencia con la cual comparar el valor obtenido experimentalmente.

DESARROLLO DEL LABORATORIO

Equipos y materiales a utilizar.

- multímetros.
- 1 piranómetro fotovoltaico.
- 1 cronometro (llevado por el estudiante)
- 2 piranómetro patrón.
- 1 sensor de Radiación.
- 1 brújula.
- 1 cámara fotográfica (Opcional provista por el estudiante)

PRÁCTICA 1: DETERMINACIÓN DE LA CONSTANTE DE CALIBRACIÓN

Paso 1: Conectar el sensor cuya constante se determinará al multímetro.

Paso 2: Encender el piranómetro pretende determinar al multímetro digital y fotovoltaico, que proporciona la lectura colocar este en la escala de DC [mV], de igual directa de la irradiancia global en cada forma con el piranómetro patrón. instante.



Paso 3: Colocar los dos piranómetros en una superficie horizontal uno junto al otro. En el paso 1 se obtendrán valores de tensión y en el paso 2 valores irradiancia global.



Paso 4: Tomar medidas a intervalos regulares de tiempo en los tres medidores. La constante de calibración se obtiene mediante la relación $k = V/I$. Realizar tres series de 15 minutos para 30 mediciones, registrando los tres parámetros anteriores para cada una de las series calcular el valor de k , utilizando para el piranómetro patrón el valor de sensibilidad de $17.11 \mu\text{V}/(\text{W}\cdot\text{m}^{-2})$. En este punto puede utilizar una cámara fotográfica con el propósito de facilitar la toma de mediciones al mismo tiempo de todos los medidores y así reducir el error introducido por algún cambio momentáneo en la irradiancia.

No	V_{patron} [mV]	V_{sensor} [mV]	$I_{\text{patrón}}$ [W/m ²]	I_{Celda} [W/m ²]	$K_{\text{sensor/patron}}$ [V/Wm ²]
1					
2					
3					
...					
90					

Paso 5: Se tomará como valor final de k , la media de los tres valores obtenidos en cada una de las series.

PRACTICA 1:

- ✓ ¿Cuál es el valor de máximo y mínimo de irradiancia global instantánea registrado mostrar grafica de t vs irradiancia?
- ✓ ¿Cuál es el valor de la constante de calibración del sensor con respecto al Piranómetro fotovoltaico y al termoelectrico (Patrón)?
- ✓ ¿Qué consideraciones debe tomar para escoger el Piranómetro a utilizar para medir alguna de las tres componentes de irradiancia?, ¿Por qué se utiliza específicamente el Piranómetro patrón para medir irradiancia global y no el de sensor siendo ambos del tipo termopila?

ASIGNACIONES.

- ✓ ¿Por qué los Piranómetros fotovoltaicos se consideran como sin clasificación con respecto a los Piranómetros termoelectricos?
- ✓ ¿Qué es y para que se utiliza el modelo Hottel?
- ✓ ¿Qué es la Irradiación solar extraterrestre?
- ✓ Para medir la irradiancia difusa, se debe de colocar un anillo de sombra al piranómetro, pero este anillo debe de tener cierta inclinación, ¿De cuánto es esta inclinación para la practica 2, es constante para todo el año? Explique.
- ✓ Cuando Calculamos la declinación mediante la fórmula desarrollada por Cooper,

Podemos ver que al igual que la tabla dada en el anexo solo está dada para 365 días del año. ¿Qué ocurre con un año bisiesto (2012 por ejemplo)?

- ✓ El Piranómetro se utiliza a veces para medir la radiación solar incidente sobre superficies inclinadas respecto a la horizontal ¿Cómo haríamos para medir la radiación global reflejada?
- ✓ La Organización Meteorológica Mundial refiere que existen varias metodologías para calibrar un Piranómetro usando como fuente el sol o los recursos del laboratorio mencione algunas de ellas.
- ✓ ¿Qué clasificación tiene el Piranómetro empleado como patrón en nuestra práctica?

CÁLCULO DE COEFICIENTE DE ALBEDO PARA DIFERENTES SUPERFICIES.

OBJETIVOS.

- Determinar la irradiancia total generada por la reflexión en diferentes objetos con coeficientes de albedo distintos.
- Conocer el funcionamiento de los paneles solares bifaciales.
- Calcular el coeficiente de albedo para los casos respectivos.

GENERALIDADES.

- Albedo

El albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras.

Este parámetro es muy importante, ya que de él se puede aprovechar en aplicaciones fotovoltaicas más avanzadas, como los paneles bifaciales.

A continuación, se presentan una tabla de valores típicos de coeficientes de albedo.

Valores típicos del coeficiente de albedo	
Entorno urbano "Urban situation"	0,14 – 0,22
Hierba "Grass"	0,15 – 0,25
Hierba fresca "Fresh Grass"	0,26
Nieve pura "Fresh snow"	0,82
Nieve húmeda "Wet snow"	0,55 – 0,75
Asfalto seco "Dry asphalt"	0,09 – 0,15
Asfalto húmedo "Wet asphalt"	0,18
Hormigón "concrete"	0,25 – 0,35
Tejados rojos "red tiles"	0,33
Aluminio "aluminium"	0,85
Cobre "copper"	0,74
Acero galvanizado reciente "New galvanised steel"	0,35
Acero galvanizado oxidado o sucio "Very dirty galvanised"	0,08

Tabla 1. Coeficientes de albedo para diferentes tipos de materiales.

Estos coeficientes se utilizan para aprovechar al máximo situaciones de reflexión de irradiancia, con lo que su estudio es necesario para proyectos fotovoltaicos.

- Paneles bifaciales.

Históricamente, las células solares bifaciales se dirigieron a la construcción de aplicaciones fotovoltaicas integradas (de carácter arquitectónico) o en áreas donde gran parte de la energía solar disponible es luz solar difusa que rebota del suelo y objetos circundantes, es decir, latitudes extremas y regiones propensas a la nieve.

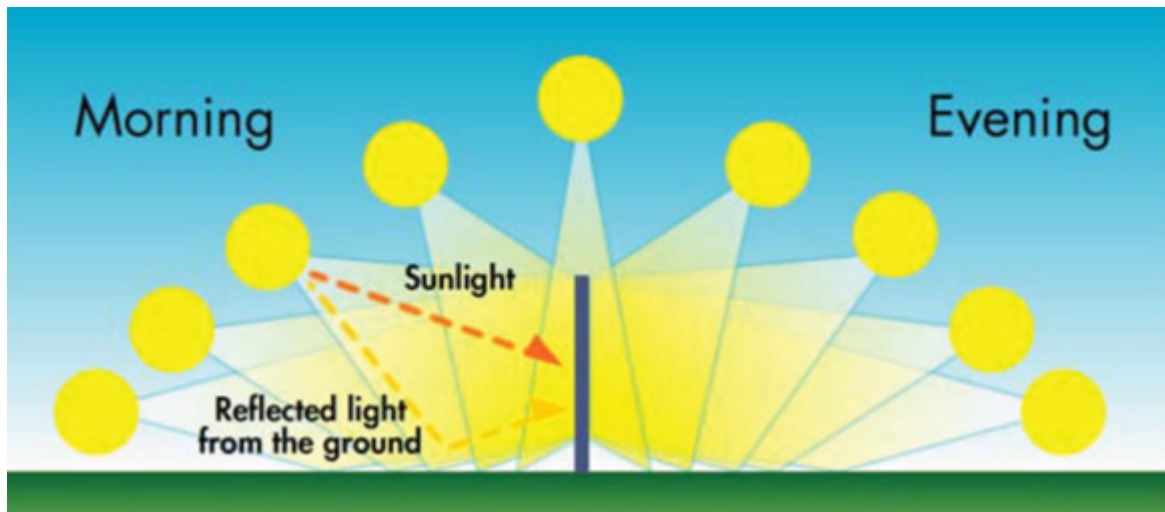
Sin embargo, la combinación de eficiencias máximas de meseta de celdas solares estándar impresas con serigrafía y las reducciones significativas en el costo del vidrio solar en los últimos años hacen que el uso de la encapsulación de doble vidrio sea viable, lo que ha hecho que los módulos solares bifaciales vuelvan a ser el centro de atención.

El principal objetivo de la tecnología bifacial es captar más energía solar de la que normalmente haría un monofacial. Con esto, se proyectan ganancias de hasta el 30%, dependiendo de factores del suelo, inclinación, orientación, elevación, etc.

- Inclinación.

Una de las aplicaciones más interesantes que surgen de la gama bifacial es la posibilidad de paneles montados verticalmente. Un panel montado de esta manera ocupa mucho menos espacio que un panel horizontal o inclinado. Existen dos opciones, la clásica orientación norte-sur y la alternativa este-oeste.

Para adaptarse mejor a la demanda en el sitio con los perfiles de generación fotovoltaica a lo largo del día, existe la tendencia de utilizar una orientación de panel este-oeste, donde la mitad de los paneles se inclinan hacia el este para crear un pico de generación en la mañana y la mitad restante se inclina hacia el oeste para permitir otro pico de generación en la tarde. Este perfil de doble pico puede adaptarse mejor al uso de electricidad en el sitio, especialmente para instalaciones residenciales y comerciales.



- Perspectivas de futuro de la tecnología bifacial.

Aunque hay varios proyectos que usan paneles bifaciales, el porcentaje de paneles en el mercado es muy pequeño en este momento, pero se espera que aumente significativamente en el futuro a medida que más productos lleguen al mercado y se realicen más instalaciones.

Se espera que la posible mejora de hasta un 30% en la producción sea mucho más atractiva que el aumento de pocos puntos porcentuales en la eficiencia que podría lograrse con el desarrollo de la tecnología.

DESARROLLO DEL LABORATORIO

Equipo y materiales a utilizar.

- Multímetros.
- Piranómetros fotovoltaicos.
- Cámara fotográfica (Opcional provista por el estudiante)
- Bloqueador.
- Cronómetro (Provisto por el estudiante).

PRÁCTICA 1: MEDICIÓN DE IRRADIANCIA SOLAR DE ALBEDO.

Paso 1:

Conectar el sensor fotovoltaico cuya constante se calculó en la práctica pasada y colocarlo sobre una superficie donde se capte la irradiancia global del lugar.

Paso 2:

Conectar el piranómetro patrón y colocarlo por debajo del simulador del módulo fotovoltaico, teniendo cuidado de no afectar la irradiancia incidente para permitir la máxima reflexión posible. El montaje quedará de la siguiente manera:

Este punto será la ubicación del piranómetro patrón, con su lente mirando hacia dirección del suelo, perpendicular a la superficie del módulo.

Se debe implementar una estructura que sostenga dicho piranómetro y que simule las celdas del módulo fotovoltaico bifacial, o en su defecto, dos piranómetros opuestos entre sí.

Paso 3:

Colocar una superficie de tonalidad oscura o clara para determinar su coeficiente de albedo.

Paso 4:

Tomar nota de la hora e irradiancia de ambos piranómetros durante 25 minutos, tomando datos cada minuto. El objetivo de la práctica es representar una situación similar a las de proyectos con paneles bifaciales.

Si se observa, los módulos poseen espacios para que la irradiancia choque contra el suelo y refracte la luz, para luego aprovechar su energía utilizando la parte trasera de las celdas.

Se busca que la simulación del panel tenga las características de la Figura 1.

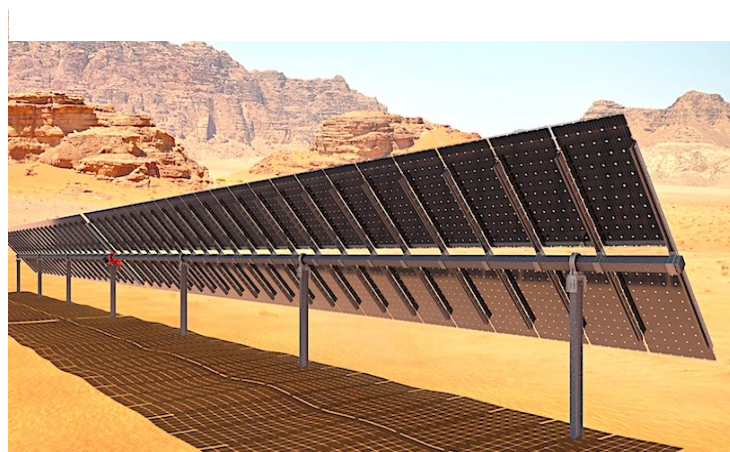


Figura 1. Panel bifacial e irradiancia reflejada en la superficie del suelo.

El simulador del panel tendrá separaciones entre cada cuadro que simula una celda, para que se aproxime al modelo indicado. Es importante que se realice un molde lo más exacto posible para tener datos de laboratorio más cercanos a la realidad de estos proyectos con paneles bifaciales y poder determinar el albedo de los materiales con más exactitud. Sin embargo, también se podrá realizar la práctica con los dos piranómetros orientados en direcciones opuestas para tener una cercanía a los datos experimentalmente deseados, aunque sean relativamente distintos.



Paso 5: Cambie la superficie debajo de arreglo y repita el paso 4.

La tabla a completar será la siguiente:

Hora	Minuto	Voltaje sensor	Irradiancia sensor	Voltaje global	Irradiancia global	Coefficiente de albedo
	1					
	2					
	3					
	...					
	50					

Estas tablas serán completadas para ambos materiales (de tonalidad oscura y de tonalidad clara).

PRACTICA 1:

- ✓ Obtenga el gráfico de hora vrs irradiancia para los 3 piranómetros y concluya cómo se comporta dicha irradiancia conforme avanza el tiempo. Explique el porqué de la forma de la gráfica.
- ✓ ¿Qué valor de coeficiente poseen ambos materiales aproximadamente?
- ✓ ¿Qué material se asemeja a las propiedades de reflexión de los materiales de tonalidad oscura y clara? ¿Funcionará de la misma manera que dicho material?

ASIGNACIONES:

- Investigue los términos **factor de bifacialidad** y **ganancia bifacial**. Obtenga esos parámetros de la siguiente hoja de
- ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de los módulos fotovoltaicos bifaciales? ¿En cuáles circunstancias se pueden instalar?
- Mencione 4 diferencias entre el montaje de un solo panel bifacial y su análogo no convencional de dos paneles juntos montados a cara opuesta (simulando uno bifacial con dos monofaciales).

CARACTERIZACIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO Y EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE ÉL.

OBJETIVOS.

- Determinar la respuesta de la unión P-N de un módulo fotovoltaico bajo sombra e iluminación artificial.
- Obtener los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico.
- Verificar los efectos de la temperatura sobre las celdas solares.
- Conocer métodos para obtener curvas I-V y P-V

GENERALIDADES.

Una celda o un panel fotovoltaico se comportan como un diodo, esto es un elemento que permite conducir la corriente eléctrica en un solo sentido. En ausencia de excitación lumínica, la celda o el panel sólo permiten flujo de corriente de polarización a partir del punto en que el voltaje a que se somete la celda supera el potencial de polarización de la misma. Hasta ese punto la corriente generada tanto por la célula como por el panel es cero. La curva de respuesta ideal sería del tipo mostrado en la figura 1a. La tensión de polarización para una célula de silicio es de 0.6 a 0.7V, en tanto que para un panel dependerá del número de celdas que lo conformen.

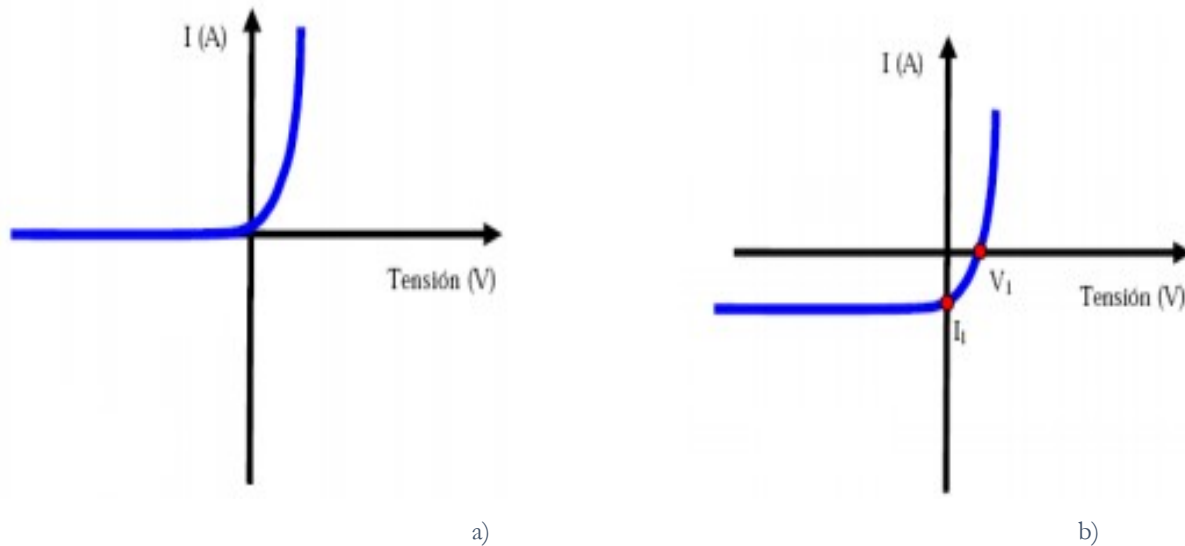


Figura 1. Curvas IV para una misma celda bajo oscuridad e iluminación.

Bajo el efecto de la iluminación la curva obtenida en condiciones de oscuridad se desplaza debido a la corriente generada por el efecto fotovoltaico sobre la celda tal como se observa en la figura 1b.

Para poder determinar las características eléctricas tanto de una celda solar o de un panel, es necesario conocer el modelo para llevar a cabo el análisis de los resultados obtenidos de las mediciones realizadas. En la figura 2, se muestra el modelo real.

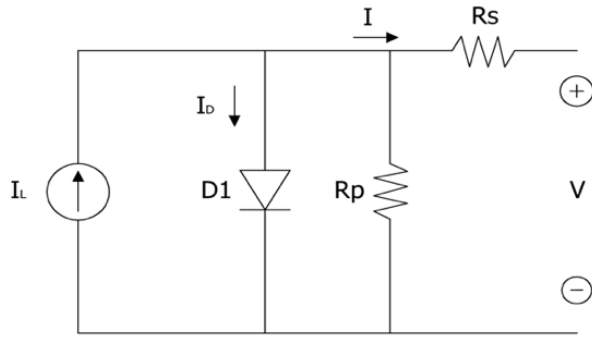


Figura 2. Circuito equivalente de una celda solar.

Los valores de R_s y R_p afectan directamente el factor de forma de la curva I-V de una celda. Ambos parámetros pueden determinarse experimentalmente.

En la figura 3 se muestra la curva ideal de un panel solar, en el cual se identifican los parámetros eléctricos de mayor interés.

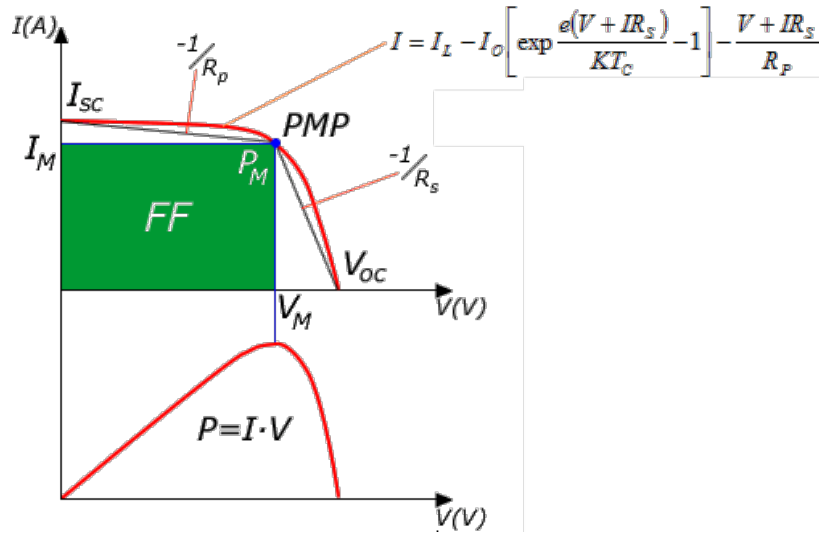
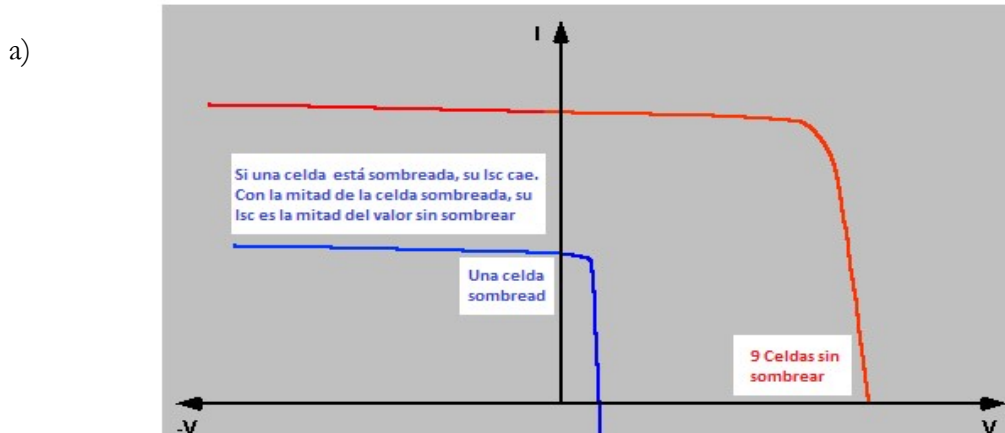


Figura 3. Parámetros principales de la curva I-V de un panel.

– **Diodos de Bypass**

En la figura 4 se observa un esquema del efecto de una celda sombreada en un arreglo de 10 celdas.



b)

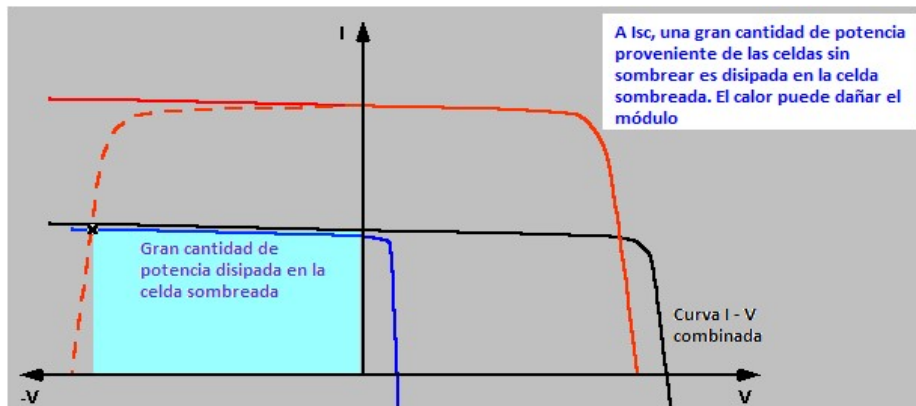


Figura 4. Comportamiento del MFV bajo sombra.

En la figura 4b se observa que la curva I-V del módulo se ve reducida significativamente como resultado de la reducción de la producción de una celda; la línea punteada roja representa el voltaje aplicado a la celda sombreada el cual la polariza inversamente provocando que se disipe una gran cantidad de potencia.

Para resolver este problema, se implementan diodos en paralelo de las celdas como se muestra en la figura 5. Si una celda se encuentra sombreada, su voltaje polarizándose así directamente el diodo de bypass con lo cual la corriente de la otra celda circula a través de él.

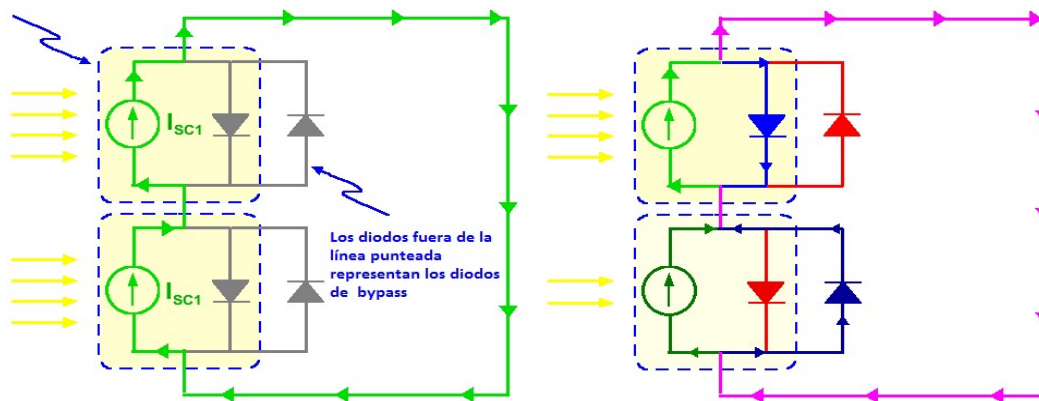


Figura 5. Efecto de sombreado y uso de diodos de bypass.

En la figura 5, se muestra que el voltaje de polarización inversa de la celda sombreada se ve recortado al voltaje de polarización del diodo de bypass, disminuyendo así significativamente la potencia disipada en la celda sombreada. Mientras que la potencia disipada en el diodo se limita también al producto de su voltaje de polarización y a la corriente producida por las demás celdas.

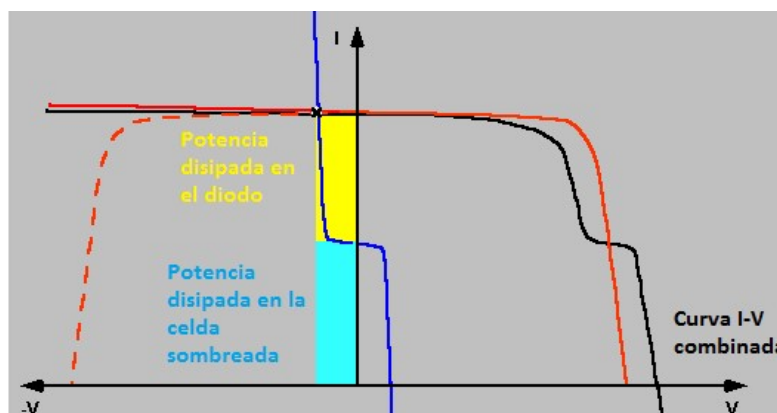


Figura 6. Efecto del diodo de bypass en condiciones de sombra reflejada en la curva I-V.

PRACTICA 1: DETERMINACIÓN DE CURVA CARACTERÍSTICA DE UNA CELDA Y DE UN PANEL SOLAR EN LA OSCURIDAD.

Materiales y equipo a utilizar.

- multímetros
- 1 panel solar monocristalino 5W
- 1 Fuente de Voltaje Regulable

Procedimiento.

- 1) Conecte el MFV cubierto y conecte la fuente de voltaje con la polaridad correcta. Asegúrese que el voltaje máximo sea de 20V para el módulo Fotovoltaico.
- 2) Incremente el voltaje en pasos de 0.5V para el Panel. Tome nota de la corriente y del voltaje para cada paso hasta llegar a la tensión de circuito abierto del panel.

El esquema de conexión se muestra en la figura 7, donde la celda se encuentra bajo sombra todo el tiempo.

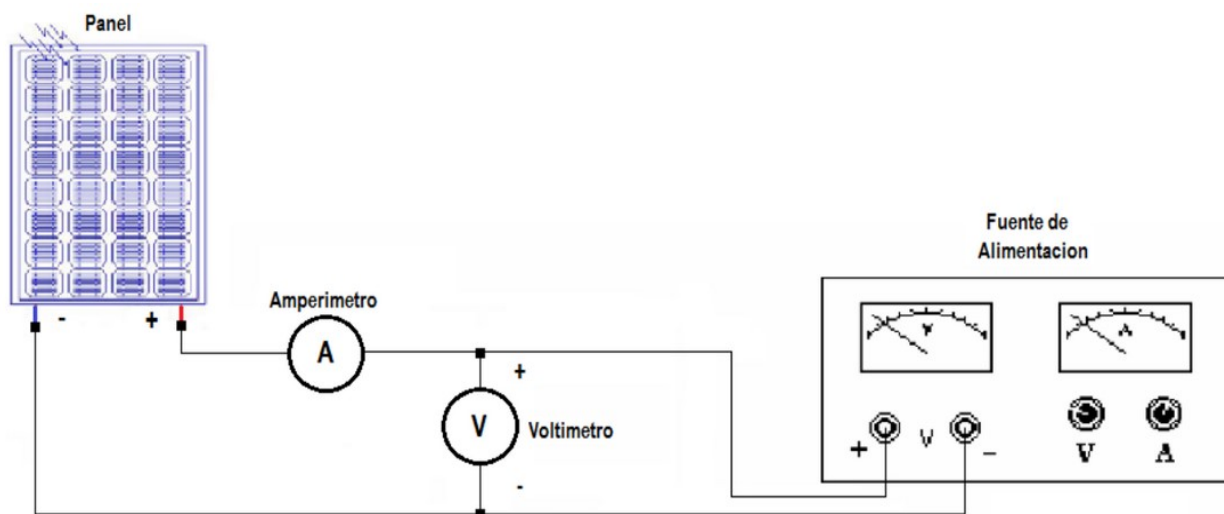


Figura 7. Circuito de la práctica 1.

PRÁCTICA 2: DETERMINACIÓN DE CURVA CARACTERÍSTICA DE UN PANEL SOLAR BAJO ILUMINACIÓN.

Equipos y materiales a utilizar.

- 1 panel solar monocristalino 5W
- 1 fuente luminosa artificial.
- Multímetros
- Carga Electrónica
- Piranómetro Fotovoltaico
- 1 cámara Termográfica

Procedimiento.

- 1) Conecte los terminales del panel a la carga electrónica.
- 2) Ilumine el panel con las lámparas incandescentes regulando la irradiancia a $1000\text{W}/\text{m}^2$ aproximadamente.

- 3) A medida la temperatura aumente tomar nota de los valores de Voc, Isc y la temperatura.
- 4) Deje que el panel, alcance el equilibrio térmico. Verifíquelo con la cámara termográfica.
- 5) Con ayuda del instructor obtenga los valores de voltaje y corriente en pasos de 0.5V.

PRÁCTICA 3: EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL PANEL FOTOVOLTAICO.

Equipos y materiales a utilizar.

- 1 reóstato de 20 ohmios.
- 1 cámara termográfica.
- 1 panel monocristalino de 5 watts.
- 1 Fuente luminosa artificial.
- 2 multímetros.
- 1 piranómetro fotovoltaico.

Procedimiento.

- 1) Conecte el panel solar cerca de la fuente luminosa y ajuste su irradiancia a 1000 Watts/m^2 .
- 2) Realice las siguientes conexiones utilizando el reóstato y multímetros.
- 3) Obtener datos de corriente y de tensión cada vez que el panel fotovoltaico aumente su temperatura en $3 \text{ }^\circ\text{C}$ hasta que alcance la temperatura máxima proveída por la fuente luminosa.
- 4) Repita los pasos I, II y III, pero para una irradiancia de 800 W/m^2 .

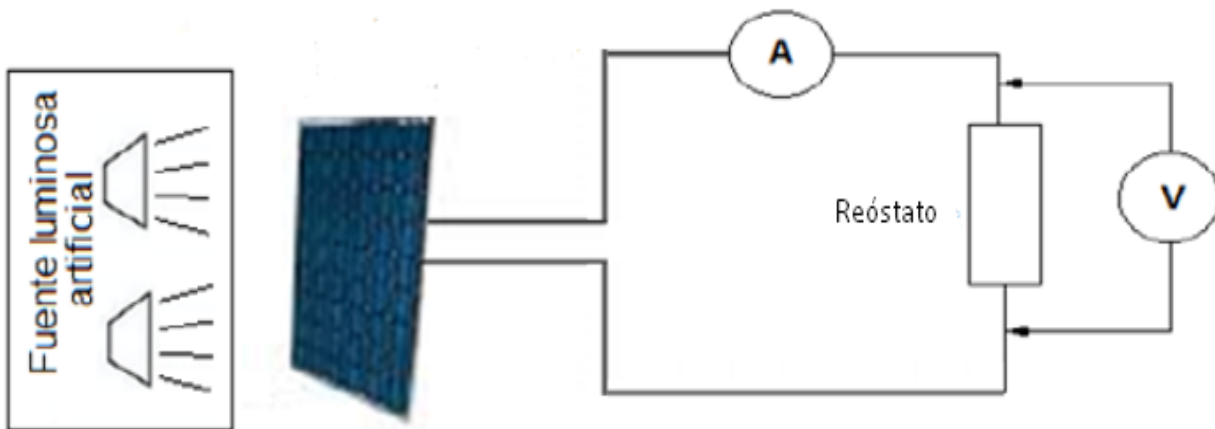


Figura 8. Circuito de la práctica 3.

ASIGNACIÓN: PRÁCTICA 1.

- ✓ ¿A qué se debe el color azulado de las celdas policristalinas?
- ✓ Grafique las curvas IV para el panel solar.
- ✓ Estime el voltaje y corriente de umbral para ambos casos.

ASIGNACIÓN: PRÁCTICA 2.

- ✓ Grafique las curvas IV para los datos de la celda y para el panel solar.
- ✓ ¿De qué factores depende el valor de la corriente de cortocircuito de un panel?
- ✓ ¿A qué se debe la forma de la curva IV de un panel? Explique.
- ✓ ¿Se cumple para estos casos que la curva bajo iluminación corresponde a la curva bajo oscuridad desplazada por el efecto de la corriente generada? Se dice que no siempre se cumple esta condición, ¿a qué se debe?
- ✓ Estime la eficiencia del panel.
- ✓ Determine el factor de forma.
- ✓ Determine la potencia máxima del panel.
- ✓ Si se le pidiera diseñar un panel solar de 6W utilizando la celda utilizada en el laboratorio. Muestre el esquema de conexiones, las dimensiones estimadas del panel, ubicación de diodos de bypass, curva I-V y P-V.

ASIGNACIÓN: PRÁCTICA 3.

- ✓ Elabore un gráfico de corriente en función de la temperatura para ambas irradiancias.
- ✓ Elabore un gráfico de tensión en función de la temperatura para ambas irradiancias.
- ✓ Compruebe si los datos corresponden con los coeficientes de variación de tensión y corriente con respecto a la temperatura. ¿En qué medida se cumplen? ¿Cuáles son los coeficientes reales del panel?

DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED (SFVCR)

OBJETIVOS.

- Aplicar los conocimientos adquiridos en las clases teóricas y laboratorios anteriores, de manera que se realice un correcto y óptimo diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red.
- Identificar y aplicar los distintos parámetros de las hojas de datos de inversores y módulos fotovoltaicos.
- Desarrollar un criterio básico para diseñar un SFVCR.
- Calcular las protecciones necesarias del sistema.

GENERALIDADES.

En la actualidad, la mayoría de sistemas fotovoltaicos a gran escala son los conectados a la red (SFVCR), porque son los que más aplicaciones pueden tener en la industria. Estos proyectos requieren una serie de estudios necesarios para saber cómo será la planta fotovoltaica.

Existen muchos factores que deben tomarse en cuenta al momento de diseñar SFVCR, algunos de estos son:

Energía consumida: Al momento de crear un SFVCR que supla una demanda en específico, no se puede inyectar energía sobrante a la red, debido a que, por ley, no se puede generar más de lo que se consume. Esta ley aplica en El Salvador.

Área disponible: Además de no generar más de lo que se consume, se debe tomar en cuenta que no siempre existe el espacio para poder colocar el equipo y generar más energía eléctrica.

Lugar de instalación: En caso que sea techo, este debe encontrarse en buen estado para soportar la carga estructural de los paneles, inversores, etc.; si el lugar es un terreno comprado con antelación, se debe realizar la terracería para que el equipo funcione correctamente; también es importante la clasificación del terreno, por ejemplo, terreno clase A propio para cultivar alimentos, no se debe utilizar para instalación de sistemas fotovoltaicos.

Rendimiento: El diseño debe contar con todos los parámetros necesarios para ser lo más eficiente en las condiciones del lugar; orientación, inclinación de los módulos, irradiancia solar disponible en el sitio, entre otros.

Estudio de sombra: Claramente, entre menos sombra existe en los paneles durante el día, la generación se incrementará. Se deben analizar todos los obstáculos que puedan presentar una amenaza de sombra.

Otros: Se deben considerar aspectos generales como la tensión de salida necesaria para la inyección, efectos de factor de potencia, distorsión armónica, espacio libre para mantenimientos, ubicación del equipo, canalización, etc.

La importancia del estudio preliminar.

Generalmente, el estudio antes de realizar la instalación puede tardar entre 3 a 6 meses para sistemas de generación que requieren un estudio de impacto ambiental, mayores de 5 MW, mientras que la instalación de los equipos puede durar entre 3 a 4 meses, dependiendo de la mano de obra, personal administrativo, suministros, etc.

Pero, la verdadera importancia es la alta inversión inicial que tiene el proyecto. A pesar de que los precios de los equipos fotovoltaicos han bajado desde su invención, este sigue teniendo un fuerte desembolso inicial. Los tiempos de retorno rondan los 4 a 6 años en la actualidad para proyectos medianos y grandes y en sistemas residenciales de 6 a 9 años.

Las condiciones ideales para aprovechar al máximo el proyecto y que sea rentable es realizar un diseño confiable y de alto rendimiento. De esto viene la importancia de los criterios, saber diferenciar situaciones favorables de situaciones convenientes, cuando invertir y cuando ahorrar, etc.

DESARROLLO DEL LABORATORIO.

A continuación, se presentan nueve edificios que son alimentados por la acometida primaria del campus central de la Universidad de El Salvador.

- a) Edificio de Usos Múltiples.
- b) Edificio de Artes.
- c) Biblioteca Central.
- d) Edificio de Rectoría.
- e) Edificio de Salud Valencia.
- f) Edificio de Cine-teatro.
- g) Edificio de Psicología.
- h) Académica Central.
- i) Edificio de odontología.

A cada grupo de laboratorio se le asignará un edificio para que se diseñe el SFVCR utilizando un inversor en particular. La lista de inversores es la siguiente:

- I) Fronius.
- II) Kaco.
- III) ABB.
- IV) SMA.
- V) Huawei

También deben escoger un panel fotovoltaico (queda a elección del estudiante).

- I) Jinko Solar.
- II) Ja Solar.
- III) Canadian Solar.
- IV) Trina Solar.
- V) LG Energy.
- VI) Otros que el estudiante escoja y crea apropiados.

La potencia de los paneles debe ser mayor o igual a 330 watts, cualquier diseño presentado con una potencia menor tendrá una eficiencia que se puede mejorar.

El diseño deberá contener la siguiente información:

- Especificación de la ubicación de los paneles e inversores a utilizar en el edificio.
- Número de inversores y paneles usados.
- Cálculos de número de strings y datos utilizados del datasheet de los inversores y paneles.
- Cálculo de protecciones.
- Estudio de sombra y estimación de pérdidas.
- Datasheets de los equipos.
- Producción de energía de su instalación.
- Simulación del caso en particular.
- Observaciones extras que se hagan acerca del diseño.

ASIGNACIONES.

- ✓ ¿Cómo funcionan los paneles bifaciales? ¿Cómo se puede obtener el máximo beneficio de ellos?
- ✓ ¿Qué es la energía solar fotovoltaica de concentración?
- ✓ ¿Qué sucede cuando el factor de potencia es bajo? Explique y ejemplifique. ¿Cómo se resuelve el problema de disminución de factor de potencia en una instalación cuando se instala un sistema fotovoltaico? Explique.
- ✓ ¿Cuándo es necesario colocar una combiner box?
- ✓ ¿Cuál es la cantidad de sobredimensionamiento que se le puede dar a un inversor? ¿De qué depende? ¿Por qué se realiza esto? ¿Es una práctica indebida? Sí o no y porqué.
- ✓ ¿Qué normas existen a nivel nacional con respecto a los sistemas fotovoltaicos? Explique en qué consisten.

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO.

OBJETIVOS.

- Conocer el comportamiento de los parámetros eléctricos de un inversor, controlador de carga y batería.
- Determinar la señal de salida que emite el inversor.
- Obtener la tensión de entrada y salida del inversor, controlador de carga y batería en el sistema implementado.
- Calcular la eficiencia del inversor y el controlador de carga y comparar los datos obtenidos con sus hojas de datos correspondientes.
- Medir el consumo de energía para las diferentes cargas.

GENERALIDADES.

En la siguiente práctica se harán las conexiones necesarias para realizar un sistema fotovoltaico aislado con cargas en AC, ya que son una de las instalaciones de sistema solar fotovoltaicas más comunes en muchas regiones del mundo.

Los aparatos electrónicos poseen en su mayoría, una placa donde se especifica la tensión a utilizar y su naturaleza (corriente alterna o corriente directa). Es importante determinar el total de carga instalada para el sistema y dimensionar todos los elementos del sistema para que este funcione correctamente. En la puesta en marcha, todos los parámetros eléctricos deben ser examinados para comprobar la seguridad y confiabilidad del sistema.

Factores a tomar en cuenta en una instalación fotovoltaica aislada.

Normativas.

En El Salvador, la norma que rige los SFVA es la “Norma técnica de diseño, seguridad y operación de instalaciones de generación de energía con tecnología solar fotovoltaica de hasta 100 kW”. En este documento se establecen todos los lineamientos a seguir para plantas conectadas a la red y aisladas.

El caso de los sistemas aislados, proporciona criterios para dimensionamiento de conductores, controladores de carga, descargadores de sobretensión, dispositivos de protección contra sobrecorrientes, entre otras. Además, existe un artículo adicional donde señala que todo sistema fotovoltaico aislado deberá tener permanentemente una placa en un lugar visible al exterior de la estructura o instalación. Dicha placa deberá indicar la ubicación del medio de desconexión del sistema y que la edificación es un SFVA.

Dimensionamiento.

- a) Estimación de potencia y energía:** Aquí comienza una parte crucial del SFVA, ya que, de esto depende la eficiencia energética y confiabilidad que podamos tener en nuestro sistema. Se deben considerar todas las cargas AC y DC con sus respectivas eficiencias, factor de potencia, horas de uso diario, factores de utilización, etc. También en esta etapa se puede definir la tensión de trabajo.

- b) **Dimensionamiento del acumulador:** Una vez obtenida la carga y energía, se procede a dimensionar el acumulador. Éste es calculado con respecto a las eficiencias de las baterías e inversores. Luego de eso, se determinan parámetros necesarios para sus arreglos, como los amperios – hora que posee cada unidad, los días de autonomía, la profundidad máxima de descarga, etc.
- c) **Dimensionamiento del generador fotovoltaico:** Los paneles solares son dimensionados de dos maneras: estimación rápida y estimación detallada. Ambas pueden ser utilizadas dependiendo del caso y deben ser lo más precisas posibles.
- d) **Dimensionamiento del controlador de carga:** Los parámetros del controlador son definidos por la tensión de trabajo, la corriente nominal y potencia nominal. La forma de dimensionar también es dos: en base a la potencia estimada y en base a la potencia pico de los paneles solares.
- e) **Dimensionamiento del inversor:** Carga futura y factores de seguridad deben tomarse en cuenta al momento de dimensionar el inversor. Usualmente, se usan al 25% – 50% con respecto a la potencia del sistema.

Las simulaciones, al igual que en los SFVCR son muy necesarias. Los parámetros principales son los del pre-dimensionamiento en el programa PVsyst, por lo cual, se recomienda definir y saber muy bien las especificaciones de los equipos al momento de seleccionarlos. Si se escogen los inversores, controladores de carga, módulos y baterías adecuados, la simulación obtendrá una respuesta favorable con respecto a la eficiencia del sistema y reafirmará el diseño de manera sólida.

DESARROLLO DEL LABORATORIO.

El desarrollo del laboratorio consta de la elaboración de un diseño de SFVA para los hogares de cada uno de los estudiantes en particular. Las tareas que incluye el reporte son las siguientes:

- El sistema fotovoltaico a instalar será aislado de la red completamente.
- Realizar la estimación de carga. Se evaluará las particularidades de cada uno de los equipos del hogar, las horas de uso y demás detalles. **Incluir foto de la hoja de especificaciones de estos (si no tiene, buscar en internet para encontrarlos).**
- Calcular la tensión de operación más adecuada según su criterio y el sistema de acumulación. Incluya la hoja de datos de la batería a utilizar.
- Calcular el generador fotovoltaico. Incluya la hoja de datos del panel fotovoltaico. Asuma que posee el área suficiente para su instalación, pero utilice la orientación e inclinación del techo de su casa.
- Calcular los controladores de carga para el sistema. Incluya la hoja de datos del regulador.
- Calcular los inversores a utilizar. Incluya la hoja de datos del inversor.
- Cálculo de protecciones. Realice estudio de cortocircuito y analice si es necesario utilizar fusibles limitadores o no.
- Realice la simulación de su sistema en PVsyst. Presente el reporte que otorga el programa.

ASIGNACIONES.

- ✓ Explique el funcionamiento de las baterías plomo – ácido.
- ✓ Investigue sobre las baterías Litio – Ion y realice una comparativa con respecto a las baterías plomo – ácido. ¿Qué tipo de baterías funciona mejor para sistemas fotovoltaicos en la actualidad?
- ✓ Los sistemas residenciales poseen con frecuencia una funcionalidad llamada “maestro – esclavo”. ¿En qué consiste? ¿Cuál es el objetivo de dicha dinámica?

PROPUESTA DE MEJORA DE LABORATORIO FOTOVOLTAICO

Actualmente, la Escuela de Ingeniería Eléctrica cuenta con un laboratorio de generación fotovoltaica, el cual a su vez es compartido con las prácticas de laboratorio de la asignatura “Instalaciones Eléctricas I” en menor medida. Sin embargo, para estas aplicaciones que actualmente se desarrollan se consideran adecuadas.

Un levantamiento de información, permite realizar el diagnóstico de las instalaciones y de los equipos y mobiliario disponibles.

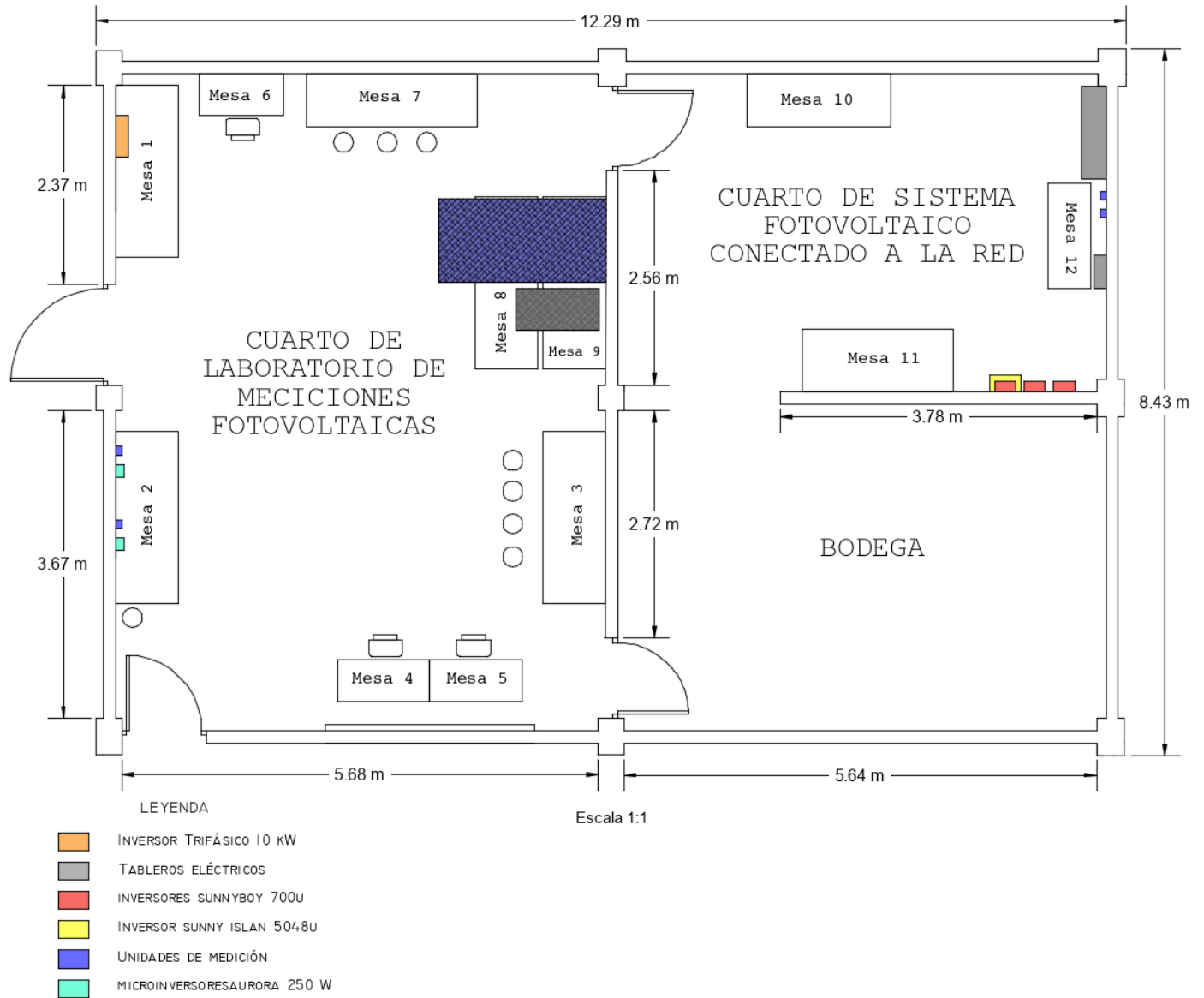


Figura 1: Plano de levantamiento de las instalaciones de laboratorio de generación fotovoltaica, Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Diagnóstico y distribución de equipos.

El laboratorio, cuenta con 3 espacios destacados en el plano de la figura 1. El primero de ellos es el cuarto de mediciones fotovoltaicas, donde se realizan las prácticas de laboratorio por los estudiantes de ingeniería eléctrica, cuentan con un área de aproximadamente 48 m². En la distribución del mobiliario y equipo se tiene: mesa 8 y 9, dedicadas a las mediciones y estudio de parámetros de los módulos fotovoltaicos, mesa 2, dedicada a un pequeño sistema de microinversores de 250 W y medidores de energía, mesa 4 y 5 son utilizadas por los instructores de laboratorio para impartir la metodología de desarrollo de las prácticas de laboratorio, cuenta con una pizarra y se

tiene la posibilidad de utilizar proyector, si se quiere compartir algún tipo de información digital. Mesa 1, 6, y 7, se encuentra el espacio del laboratorista encargado de las instalaciones, además se cuenta con un PC dedicada, al laboratorio y al control del equipo fotovoltaico conectado a la red instalado en el cuarto que se encuentra a la par, también en este mismo espacio se encuentra un inversor trifásico de 10 kW, y como un aire acondicionado para las instalaciones. En cuanto a la iluminación se tiene una instalación eléctrica de calidad que no requiere modificación alguna, por ser buena en su condición actual.

El cuarto de sistema fotovoltaico conectado a la red, se encuentra todo el equipo de alimentación de energía de la escuela, iniciando por un tablero trifásico alimentado por acometida subterránea, un tablero secundario, equipo de medición de energía, y los inversores que manejan el sistema fotovoltaico instalado en el techo del edificio. Un pequeño espacio de este cuarto es dedicado a realización de prácticas de laboratorio de la asignatura “Instalaciones Eléctricas I”.

El tercer cuarto, es la bodega, donde se dispone de los equipos utilizados en los laboratorios de generación fotovoltaica y otros.



Figura 2: Vista interior: cuarto de mediciones fotovoltaica.



Figura 2: Vista interior: Pequeño sistema de microinversores y medición



Figura 3: Vista interior: Área de mediciones de módulos y espacio para desarrollo de metodologías.



Figura 4: Vista interior: Cuarto de sistema de alimentación de energía de la escuela, y sistema fotovoltaico conectado a la red.



Figura 5: Vista interior: Bodega de almacenamiento de equipo.

Según la evaluación, las instalaciones se consideran adecuadas para las aplicaciones que actualmente se desarrollan, sin embargo, según proyecciones de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, el laboratorio puede convertirse en un laboratorio que pueda prestar servicio de medición y certificación de módulos fotovoltaicos e instalaciones. Siguiendo esa proyección, se ve la necesidad de que las instalaciones se amplíen.

También, mediante el diagnóstico del mobiliario y equipo se determinó que el laboratorio requiere:

- La necesidad de equipamiento de medición: al menos dos Dataloggers, los cuales son equipos de adquisición de datos y control, propios de una estación de medida.
- Al menos un simulador de panel solar fotovoltaico. Equipo utilizado para simular en laboratorio todas las posibles condiciones de operación de un panel en un tiempo reducido, el cual evita los tiempos de ensayo que se hacen con paneles reales.
- Un sistema computacional de al menos dos computadoras, con equipamiento de software de simulación, entre ellos: PVsyst, Pvcad y 3DSolarwelt, Censol 5, u otro aplicable.
- Uno o dos bancos de baterías, para estudio y para realización de pruebas con sistemas fotovoltaicos aislados.

Entre otros cambios sugeridos, en el levantamiento se propone independizar el acceso al laboratorio, lo que implica cerrar un acceso, y también el acceso a bodega y cuarto de sistema fotovoltaico dejar una única entrada, para aprovechamiento de espacio. Estos pequeños cambios se dejan en el plano siguiente. Figura 6.

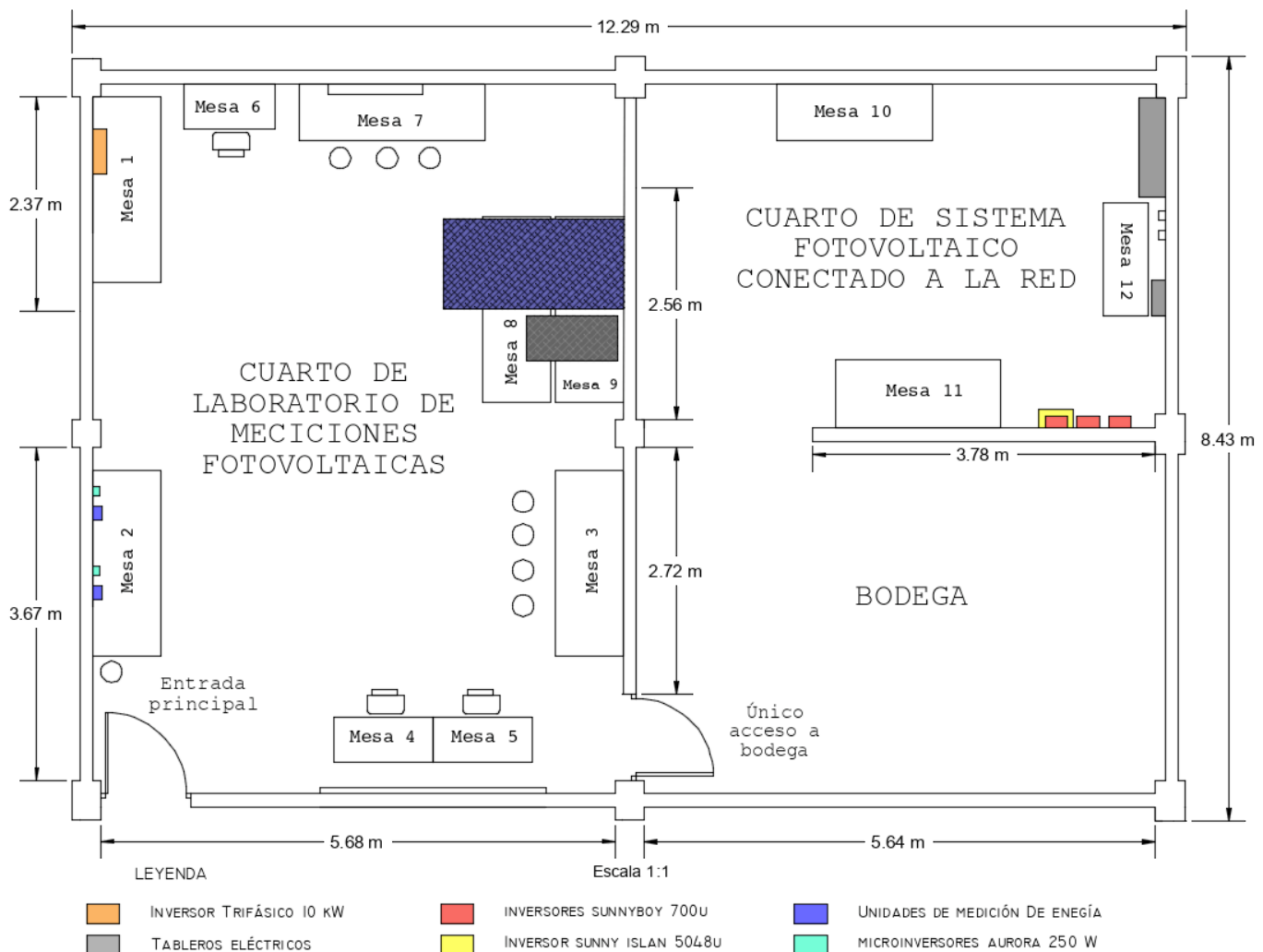


Figura 6: Vista interior: Bodega de almacenamiento de equipo.

CONCLUSIONES

- Los capítulos desarrollados en el documento de texto han sido suficientemente profundizados y se han elaborado de acuerdo al programa de la asignatura Sistemas de Generación Fotovoltaica plan 2020. La información recabada se ha obtenido de diferentes fuentes bibliográficas, lo que ha permitido dejar al lector diferentes criterios para que finalmente defina entre ellos el mas adecuado a la aplicación que desarrolla.
- Los problemas resueltos y propuestos abordados, complementan la teoría expuesta en los contenidos de cada capítulo, facilitando al estudiante la comprensión de los conceptos teóricos expuestos.
- Los ejercicios propuestos con simulación en el software PVsyst, se presentaron para profundizar a un más los conocimientos adquiridos, de manera que se pueden obtener comparativas de diseños realizados de forma escrita contra una simulación. Las simulaciones presentan la limitante de ser ejercicios hasta de 30 kW de potencia, debido a la falta de licencia de software que permite desbloquear está limitación.
- El rediseño e inclusión de nuevas prácticas de laboratorio se han desarrollado según la programación del curso de Sistemas de Generación Fotovoltaico, complementando de manera práctica los conocimientos teóricos adquiridos.
- Las instalaciones del laboratorio de generación fotovoltaica, se consideran adecuadas para las aplicaciones que actualmente se desarrollan, sin embargo, la idea final de dicho laboratorio debe ser el prestar un servicio de medición y certificación de MFV e instalaciones, en ese sentido se ve la necesidad de ampliar dicho laboratorio para estas aplicaciones. Actualmente se requiere entre otros: mejorar el equipamiento con al menos dos Datalogger, banco de baterías y software de aplicación entre ellos: PVsyst, PVcad y 3DSolarwelt, Censol 5, u otro aplicable. Algunos cambios sugeridos para las instalaciones actuales son independizar el acceso al laboratorio, dejando una sola entrada y dejar solo una puerta de acceso a la bodega. Ampliaciones mayores implican trabajos de obra civil que consideramos se deben de desarrollar o estudiar de acuerdo a las futuras proyecciones de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BP Statistical Review of World Energy. (2017). BP Statistical Review of World Energy 2017. Recuperado de https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.
- [2] Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024. (s.f.-d). Recuperado 25 abril, 2019, de http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_zoo
- [3] Dirección General de Estadísticas y Censos (Digestyc). (2018). PUBLICACIÓN EHPM 2017. Recuperado de <http://www.digestyc.gob.sv/index.php/novedades/avisos/804-ya-se-encuentra-disponible-la-publicacion-ehpm-2017.html>
- [4] Consejo Nacional de Energía. (s.f.). [estadísticas – Sitio de estadísticas del sector energético.]. Recuperado 25 abril, 2019, de <http://estadisticas.cne.gob.sv>
- [5] Consejo Nacional de Energía. (s.f.-b). PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2018-2035. Recuperado 26 abril, 2019, de <http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2018/03/Plan-indicativo-de-la-generación-de-la-expansión-2018-2035.docx.pdf>
- [6] Unidad de Transacciones (UT). (s.f.). [Informe Estadístico Anual Enero-Diciembre 2017]. Recuperado 26 abril, 2019, de <https://www.ut.com.sv/anuario-estadistico>.
- [7] Consejo Nacional de Energía. (s.f.-c). PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2019-2028. Recuperado 5 diciembre, 2019, de <http://estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2019/03/Plan-indicativo-de-la-generación-de-la-expansión-2019-2028.pdf>
- [8] Consejo Nacional de Energía. (2020, enero). Por: Ing. Josué Arana.
- [9] Consejo Nacional de Energía. (2016, enero). SECTOR ELÉCTRICO DE EL SALVADOR. Recuperado 30 abril, 2019, de <https://www.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2016/11/sector-electrico-de-el-salvador-2015.pdf>
- [10] GRUPO BANCO MUNDIAL. (s.f.). Consumo de energía procedente de combustibles fósiles (% del total). Recuperado 3 mayo, 2019, de <https://datos.bancomundial.org/indicador/eg.use.comm.fo.zs>
- [11] Ministerio de Medio Ambiente de El Salvador. (s.f.). Permiso Ambiental – MARN. Recuperado 5 mayo, 2019, de <https://www.marn.gob.sv/permiso-ambiental/>
- [12] Consejo Nacional de Energía. (s.f.-d). Energías Renovables. Recuperado 5 mayo, 2019, de <https://www.cne.gob.sv/tema/energias-renovables-2>
- [13] The Wind Power. (s.f.). Base de datos de energía eólica. Recuperado 20 mayo, 2019, de https://www.thewindpower.net/index_es.php
- [14] García Garrido, S. (s.f.). Centrales Termoeléctricas de Biomasa (2ª ed.). Madrid, España: Renovetec.
- [15] SIGET. (s.f.). Estadísticas Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (2017). Recuperado 30 mayo, 2019, de <https://www.siget.gob.sv/estadisticas/>
- [16] Dutriz Hermanos S.A. de C.V. (2018, 12 noviembre). El Salvador: capacidad de generación eléctrica subió casi 30%. El economista. Recuperado de <https://www.economista.net/actualidad/El-Salvador-capacidad-de-generacion-electrica-subio-casi-30-20181112-0036.html>.
- [17] Guzmán, J. (2017, 5 febrero). La planta más potente de Centroamérica ya arrancó. elsalvador.com. Recuperado de <https://historico.elsalvador.com/historico/344461/la-planta-mas-potente-de-centroamerica-ya-arranco.html>
- [18] Consejo Nacional de Energía. (s.f.-b). Proyectos con Energías Renovables. Recuperado 10 mayo, 2019, de http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=37&Itemid=21

- [19] Colaboradores de Wikipedia. distribución energética del conjunto de las ondas electromagnéticas. Recuperado 3 junio, 2019, de https://es.wikipedia.org/wiki/Espectro_electromagn%C3%A9tico
- [20] Castejón Oliva, A., & Santamaría, G. (s.f.). Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Madrid, España: Editex.
- [21] Fuente: Energía (2013) Origo. ed. Chile
- [22] Orbits and the Ecliptic Plane. (s.f.). Recuperado 15 junio, 2019, de <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/eclip.html>
- [23] Colaboradores de Wikipedia. (s.f.). Traslación de la Tierra. Recuperado 16 mayo, 2019, de [https://es.wikipedia.org/wiki/Traslaci%C3%B3n_de_la_Tierra+](https://es.wikipedia.org/wiki/Traslaci%C3%B3n_de_la_Tierra)
- [24] CIENTEC. (s.f.). Equinoccios y Solsticios. Recuperado 22 junio, 2019, de <http://www.cientec.or.cr/astronomia/equinoccios.html>
- [25] Calendario Solar Año 2018 (El Salvador). (s.f.). Recuperado 30 junio, 2019, de https://www.vercalendario.info/es/sol/el_salvador-ano-calendario-2018.html
- [26] Husos Horarios: Concepto, Usos y Ejemplos. (s.f.). Recuperado 2 julio, 2019, de <https://concepto.de/husos-horarios/>
- [27] Grupo IDEA. (2005). Curso de Energía Solar Fotovoltaica. Recuperado 1 julio, 2019, de <http://www.ujen.es/investiga/solar/07cursosolar/>
- [28] Enciclopedia de Ciencias y Tecnologías en Argentina. (2017, 24 noviembre). Irradiación solar. Recuperado 5 julio, 2019, de https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Irradiaci%C3%B3n_solar
- [29] Universidad Centroamericana Jose Simeón Cañas(UCA); Ministerio Ambiente y Recursos Naturales (MARN); Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET). (2005, Octubre) Proyecto SWERA (Determinación del potencial Solar y Eólico en El Salvador)
- [30] Cortez Méndez, C., Menjívar Urquilla, E., & Padilla Marroquín, E. (2014). Actualización del Mapa de Radiación Solar de El Salvador. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Universidad de El Salvador.
- [31] Solargis. (s.f.). Global Solar Atlas. Recuperado 8 julio, 2019, de <https://globalsolaratlas.info/map?c=13.53119,-88.769531,9>
- [32] Pérez Carrasco, D. (s.f.). Procedimiento de Mantenimiento y Calibración de Estación Radiométrica. Recuperado de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4443/fichero/Memoria+PFC%252F3.pdf>
- [33] Kipp&Zonen. (s.f.). Pyranometer for the Accurate Measurement of Solar Irradiance. Recuperado 10 julio, 2019, de <https://www.kippzonen.com/Download/72/Manual-Pyranometers-CMP-series-English>
- [34] The German Energy Society. (2008). Photovoltaic systems planning and installing. London, Reino Unido: Earthscan.
- [35] Semiconductores. (s.f.). Recuperado 12 julio, 2019, de http://www.sc.ehu.es/sbweb/electronica/elec_basica/tema2/TEMA2.htm
- [36] Naturgy. (2018, 18 diciembre). Los paneles solares monocristalinos: tecnología y aplicaciones. [Naturgy blog]. Recuperado de <https://www.empresaeiciente.com/blog/los-paneles-solares-monocristalinos-tecnologia-y-aplicaciones/>
- [37] Aguirre, A., Hernández, D., Ordoñez, L., & Martínez, L. (2016). Comparación de eficiencias de conversión de energía en celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo para mediciones meteorológicas de la ciudad Santiago de Cali. Recuperado 15 julio, 2019, de [https://rcm.gov.co/images/2016/MEMORIAS_METROCOL_2016/8-Trabajos-Tecnicos/8-5%20Comparacion%20de%20eficiencias%20de%20conversion-8.5.pdf+](https://rcm.gov.co/images/2016/MEMORIAS_METROCOL_2016/8-Trabajos-Tecnicos/8-5%20Comparacion%20de%20eficiencias%20de%20conversion-8.5.pdf)

- [38] Los 10 materiales más resistentes del mundo. (2015, 22 mayo). Recuperado 15 julio, 2019, de <https://www.termiser.com/los-materiales-mas-resistentes-del-mundo/>
- [39] Qunwei Tang, Xiaopeng Wang, Peizhig Yag & Belin He, (2016, 21 marzo). A Solar Cell That Is Triggered by Sun and Rain.
- [40] Perpiñán, Ó., Castro M., & Colmenar A. (2012). Diseño de Sistemas Fotovoltaicos. España: J. de Haro Artes Gráficas, S.L.
- [41] Honsberg C. & Browden S. (2013, 10 abril). PVCDROM. Recuperado 25 julio, 2019, de <https://www.pveducation.org/es>
- [42] EPRI. (s.f.). Módulos fotovoltaicos solares bifaciales. Recuperado 27 julio, 2019, de <https://www.epri.com>
- [43] Solarah. (s.f.). SunPower-SPR-435NE-WHT-D. Recuperado 25 julio, 2019, de <http://www.solarah.com/wp-content/uploads/2013/04/SunPower-SPR-435NE-WHT-D.pdf>
- [44] Jinkosolar. (s.f.). Panel JKM360-380M-72. Recuperado 25 julio, 2019, de <https://www.jinkosolar.com/ftp/EaglePerc%20JKM360-380M-72-A1-SP.pdf>
- [45] LG. (s.f.). Panel bifacial LG395N2T-A5. Recuperado 26 julio, 2019, de https://www.lg.com/us/business/download/resources/BT00002151/Neon2_Bifi_72_80510.pdf?fbclid=IwAR1ZYeM-%20%20bLAs_0fcsWh2KS-KF-f8AfPTI_8FaB72dwfonROfA1k48qVl6oM
- [46] SERAPHIM (s.f.). Panel Blade bifacial 390W-405W. Recuperado 26 julio, 2019, de [https://www.seraphim-energy.com/wp-content/uploads/download/SRP-\(390-405\)-BMA-BG_158.75_EN.pdf?fbclid=IwAR2mL2bbvGkpDUQCU6zECS15xN37-4kGQVr50Vt_vH6vusqkBSrmlCyEAA](https://www.seraphim-energy.com/wp-content/uploads/download/SRP-(390-405)-BMA-BG_158.75_EN.pdf?fbclid=IwAR2mL2bbvGkpDUQCU6zECS15xN37-4kGQVr50Vt_vH6vusqkBSrmlCyEAA).
- [47] Miranda Escobar, M. (2016, 20 septiembre). DISEÑO DE SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, EN EL CONTEXTO DE LA LEY N° 20.571. Santiago de Chile. Recuperado 27 julio, 2019, de <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/141781/Diseno-de-sistema-de-generacion-fotovoltaica-para-viviendas-conectadas-a-la-red-de-distribucion-en-el-contexto.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [48] Arbaiza Ventura, M., Lemus Alas, E., Linares Rivera N., (2012). Eficiencia Energética y Potencial de Generación Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria. Facultad De Ingeniería Y Arquitectura. Universidad de El Salvador
- [49] Uoregon. (2007, 5 marzo). UO SRML: Sun chart program. Recuperado 28 julio, 2019, de <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>
- [50] Murias Figueroa, D., (2011). Texturizado de sustratos de silicio cristalino para aplicaciones de celdas solares, Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica, Puebla, México.
- [51] PV magazine. (2018, 24 septiembre). AES El Salvador y CMI finalizan primera fase del proyecto Bósforo. Recuperado 29 julio, 2019, de <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/09/24/aes-el-salvador-y-cmi-finalizan-primera-fase-del-proyecto-bosforo/>
- [52] Grupo Solaire. (2019, 2 septiembre). Paneles Solares en El Salvador. Recuperado 12 septiembre, 2019, de <https://solaire.com.sv/paneles-solares/>
- [53] SIGET, (2019, 31 mayo). Documento de consulta participativa: NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE HASTA 100 KW. Recuperado 10 agosto, 2019, de <https://www.siget.gob.sv/wp-content/uploads/2019/06/Consulta-Participativa-Acuerto-N-194-E-2019.pdf>
- [54] Huawei. (s.f.). Inversor Huawei Sun2000-2/3/3.68/4/4.6/5 KTL. Recuperado 12 septiembre, 2019, de <https://autosolar.es/pdf/Huawei-SUN2000-Ficha.pdf>

- [55] SunnyBoy. (s.f.). Inversor SunnyBoy 3/3.8/4/5/6/7/7.7 KTL. Recuperado 12 septiembre, 2019, <http://files.sma.de/dl/18726/SB5000TL-US-DUS163951W.pdf>
- [56] Fronius (s.f.). Inversor Fronius 5.01, Recuperado 12 septiembre, 2019, <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos/todos-los-productos/inversor/fronius-primos/fronius-primos-5-0-1>
- [57] Huawei. (s.f.). Inversor Huawei Sun2000-100KTL. Recuperado 12 septiembre, 2019, de <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2F%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-H1.pdf>
- [58] Enphase (s.f.). Microinversor M250. Recuperado 12 septiembre, 2019, de https://store.enphase.com/storefront/pub/media/productattach/m/2/m250_microinverter_datasheet.pdf
- [59] SMA Solar Technology AG. (s.f.). Tecnología en energía fotovoltaica para plantas fotovoltaicas de cualquier tamaño. Recuperado 14 septiembre, 2019, de https://files.sma.de/dl/7418/MV-Trafo-SB_SMC_STP-TI-es-12.pdf
- [60] CITELE VG. (s.f.). Surge Protection - Grid Tie Solar Systems. Recuperado 16 septiembre, 2019, de http://www.citel.mx/data_sheets/dc/Solar-Brochure-Rev2.pdf
- [61] John Wiles, J. W. (s.f.). Sistemas fotovoltaicos en el NEC 2017. Recuperado 20 septiembre, 2019, de <https://iaimazine.org/magazine/features/just-when-you-thought-it-was-safe-to-go-back-into-the-water-pv-systems-in-the-2017-nec/?fbclid=IwAR0krptL0TtXmgEz3eIMK1R0dBrZwVPIJuZEJEO6uUdFvdEzixqUrUoe4AI>
- [62] CED Greentech. (s.f.). [Cambios en el artículo 690 en el NEC 2017]. Recuperado 20 septiembre, 2019, de <https://www.civicsolar.com/article/changes-article-690-nec-2017>
- [63] JD Auspice Co.. (s.f.). [Datasheet de fusibles para aplicaciones fotovoltaicas]. Recuperado 17 septiembre, 2019, de <https://www.jdauspice.com/uploads/2013-12/25/ETI-FUSE.pdf>
- [64] Df Electric. (s.f.). [Fusibles y bases portafusibles para aplicaciones fotovoltaicas]. Recuperado 18 septiembre, 2019, de <http://www.df-sa.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf>
- [65] Eaton. (s.f.). Low voltage surge protective devices. Recuperado 12 octubre, 2019, de <http://www.eaton.ru/ecm/groups/public/@pub/@electrical/documents/content/16671b.pdf>
- [66] Erico International corporation. (s.f.). Coordinated Facility Protection. Recuperado 20 octubre, 2019, de <https://www.erico.com/catalog/literature/E987C-WWEN.p>
- [67] Aptsurge. (s.f.). UL 1449 Tercera edición. Recuperado 25 octubre, 2019, de http://www.aptsurge.com/docs/sp_UL1449_3rdEd_Flyer.pdf
- [68] Blitzplaner. (2007, 18 febrero). Manual de protección contra rayos. Recuperado de <http://www.amperonline.com/sites/library/Manual%20de%20Proteccion%20contra%20rayos.pdf>
- [69] INGESCO. (2016, 10 mayo). Protección externa contra el rayo. Recuperado de <https://www.ingesco.com/sites/default/files/catalog/01-ProteccionExternaContraElRayo.pdf>
- [70] Cuellar Calderón A., Marroquín Villalta A. & Segovia Salazar M., (2018). Diseño De Sistema De Protección Contra Descargas Atmosféricas En Planta Generadora Térmica, Acajutla. Facultad De Ingeniería Y Arquitectura. Universidad de El Salvador.
- [71] INGESCO. (2017, 19 septiembre). Protección contra rayos para plantas fotovoltaicas. Recuperado de <https://www.ingesco.com/es/soluciones/proteccion/plantas-fotovoltaicas>
- [72] Estándar IEEE 1547, Estándar para la Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica.

[73] Advanced Digital Cable Inc. (s.f.). Cable fotovoltaico de hasta 2000 V. Recuperado 22 septiembre, 2019, de <https://adcable.com/photovoltaic-cable/2000v-rated.html>

[74] Eland Cables. (s.f.). Cable fotovoltaico H1Z2Z2 - K. Recuperado 22 septiembre, 2019, de <https://www.elandcables.com/media/1460644/photovoltaic-solar-cable-h1z2z2-k.pdf>

[75] SIGET. (s.f.). Estándar de Construcción de Líneas Aéreas De Distribución de e Energía Eléctrica. Recuperado 26 septiembre, 2019, de <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjK6oaR4sjnAhUCyFkKHfquDrkQFjAAegQIARAB&url=https%3A%2F%2Fwww.siget.gob.sv%2F%3Fwpdmact%3Dprocess%26did%3DMTg2LmhvdGxpbms&usg=AOvVaw3fIH-fEYSi3XOJS9Y3yO0n>

[76] SIGET, (2000, junio). NORMA TÉCNICA DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. Recuperado 2 noviembre, 2019, de https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjooOaAgsrnAhVxzlkKHR TACtAQFjAAegQIBBAB&url=https%3A%2F%2Fwww.siget.gob.sv%2F%3Fwpdmact%3Dprocess%26did%3DMTg3LmhvdGxpbms&usg=AOvVaw1iIBwub_BV-OoFl_ou4rzT

[77] Im2 - Energía solar. (2017, 13 julio). Mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas. Recuperado de <http://www.im2solar.com/07/2017/mantenimiento-instalaciones-fotovoltaicas/>

[78] Aguilar Aguirre J., (2014). Ensayos en Módulos Fotovoltaicos bajo normas IEC y ASTM. Facultad De Ingeniería Y Arquitectura. Universidad de El Salvador.

[79] SMA - Solar Technology AG. (s.f.). Resistencia de aislamiento (R iso) de instalacionesfotovoltaicas sin separación galvánica. Recuperado 28 septiembre, 2019, de <http://files.sma.de/dl/7418/Riso-UES104521.pdf>.

[80] KYORITSU. (s.f.). [KEW 6024PV | Tester de medición de aislamiento para sistemas fotovoltaicos]. Recuperado 5 octubre, 2019, de <https://www.kew-ltd.co.jp/en/products/detail/01025/>

[81] Valladares N. & Valladares Cordero H., (2017). Estudio De Los Efectos En El Factor De Potencia En El Contenido Armónico Producido Por El Montaje De Un Generador Fotovoltaico En Una Instalación Eléctrica. Facultad de Ingeniería Y Arquitectura. Universidad De El Salvador.

[82] SIGET. (s.f.). NORMA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES. Recuperado 13 septiembre, 2019, de <https://www.siget.gob.sv/?wpdmact=process>

[83] Andrés S. & Vicente M., (2012). Inversor Monofásico. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación. Pamplona. Recuperado 15 noviembre, 2019, de <http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/6154/577886.pdf>

[84] APsystem. (s.f.). Solar microinverter APS yC250. Recuperado 10 noviembre, 2019, de <https://energeticafutura.com/energeticafutura/wp-content/uploads/2015/03/Ficha-T%C3%A9cnica-Microinversores-APS-EU.pdf>

[85] Fronius. (s.f.). Sistema modular para el máximo rendimiento. Recuperado 19 septiembre, 2019, de <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwiz1v-GiMrnAhXHmVkKHfYbDD1kQFjABegQIAhAB&url=http%3A%2F%2Fwww.energetica21.com%2Fdescargar.php%3Fseccion%3Darticulos%26archivo%3DYp54LqIHLpVdKXnKPyIdC0WZ2ADfgCj5rcx4I6TjvWUifxynQ1lmP.pdf&usg=AOvVaw1rOFI3wjsL3M9NklzkB4jj>

[86] Seesa (s.f). Inversor Isla 5048U. Recuperado 20 Noviembre, 2019, de https://www.seesa.com.sv/IS/Catalogo_Solar/Inversores/SMA/SUNNYISL5048U-DUS101215.pdf

[87] Schneider Electric. (s.f.). [Guía de usuario para usar Conext XW+]. Recuperado 21 septiembre, 2019, de https://41j5tc3akbrn3uezx5av0jj1bgm-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2014/07/conext-xw-na-owners-guide-975-0240-03-01_rev-e_spa.pdf

- [88] Rocky Mountain Institute. (2019, 29 octubre). Breakthrough Batteries. Recuperado de <https://rmi.org/insight/breakthrough-batteries/>
- [89] Jorge Insa, J. I. (2018, 22 noviembre). Significado capacidad de batería en C100, C20 o C5. Recuperado de <https://www.monsolar.com/blog/significado-capacidad-bateria-c100-c20-c5/>
- [90] FREEDOM QUALITY SERVICES. (2016, 4 marzo). Partes de las baterías. Recuperado de <https://fqsbattery.com/partes-de-las-baterias/>
- [91] REBACAS. (s.f.). Efecto de la temperatura en las baterías. Recuperado 20 septiembre, 2019, de https://www.rebacas.com/blog-baterias/23_efecto-de-la-temperatura-en-las-baterias.html
- [92] Ayuda Electronica | Circuitos Electronicos, Ingenieria Electronica. (2010, 20 noviembre). [Normas internacionales sobre baterías de plomo ácido]. Recuperado de <http://ayudaelectronica.com/e/iec-60896-1/>
- [93] Daisa S.A.. (s.f.). [Catálogo de baterías BAE, Trojan, Optima, Varta, Formula Star y Full River]. Recuperado 2 octubre, 2019, de Calculationsolar.com/pdfs/Calculationsolar_battery_MASTERBATTERY_UPOWER229.pdf.
- [94] Chairman Batteries. (s.f.). [Catálogo de baterías Chairman]. Recuperado 10 diciembre, 2019, de [http://www.gyillingteknik.se/produkter/batterier/chairman/Chairman_Technical_Manual+\[1\].pdf](http://www.gyillingteknik.se/produkter/batterier/chairman/Chairman_Technical_Manual+[1].pdf)
- [95] Victron Energy. (s.f.). [Baterías de 2 V]. Recuperado 17 diciembre, 2019, de <https://www.victronenergy.com/upload/documents/datasheet-opzs-batteries-es.p>
- [96] Steca Elektronik GmbH. (s.f.). Controladores Steca Solsum 5.0c, 8.0c, 6.6c, 8.8c, 10.10c: Steca Elektronik GmbH, 87700 Memmingen. Recuperado 5 octubre, 2019, de <https://www.steca.com/index.php?Steca-SolsumC-es>
- [97] Morningstar Corporation. (2015, 23 diciembre). Controladores ProStar MPPT. Recuperado de <https://www.morningstarcorp.com/es/products/prostar-mppt-3/>
- [98] Xantrex. (s.f.). Reguladores Solares PWM Xantrex. Recuperado 15 octubre, 2019, de <https://www.merkasol.com/Reguladores-Solares/Reguladores/Reguladores-Xantrex>
- [99] Estándar IEEE 142, (2007), IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
- [100] SIGET. (s.f.-c). Tarifas de Electricidad. Recuperado 20 octubre, 2019, de <https://www.siget.gob.sv/tarifas-de-electricidad/>
- [101] Miguel Alonso A. & Faustino Chenlo R.,(s.f.). Sistemas de Bombeo Fotovoltaico. CIEMAT
- [102] Atersa. (s.f.). [Convertidor DC/DC para bombeo directo solar]. Recuperado 28 octubre, 2019, de <http://www.atersa.com/Common/pdf/atersa/manuales-usuario/bombeo-de-agua/Manual-bombeo-en-CC.pdf>
- [103] Kyocera Solar. (s.f.). [Bombas solares sumergibles]. Recuperado 17 noviembre, 2019, de http://www.windsun.com/Solar_Pump_PDF/sdseries.pdf
- [104] Lorentz. (s.f.). [Sistemas de bombeo inmersos en pozos de 4']. Recuperado 22 noviembre, 2019, de <https://ingemecanica.com/tutorialesemanal/objetos/figutut193/doc1tut193.pdf>
- [105] Grundfos. (s.f.). Solar Power Irragiton. Recuperado 2 diciembre, 2019, de https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/offgrid_2018/3_Grundfos_Blankenfeldt.pdf
- [106] T Dullweber, (2017, octubre). Células solares PERC + bifaciales: estado de implementación industrial y perspectivas de futuro, Taller bifipV2017, Konstan.

TABLAS

TABLAS DECLINACIÓN (grados), DISTANCIA RELATIVA INVERSA y ECUACIÓN DE TIEMPO (minutos)
 CALCULADAS SEGÚN LAS FÓRMULAS DE SPENCER
 (M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*, Academic Press (1983))

DIA MES	ENERO / FEBRERO				MARZO / ABRIL				MAYO / JUNIO				JULIO / AGOSTO			
	J	δ (°)	d_r	E_t (min)	J	δ (°)	d_r	E_t (min)	J	δ (°)	d_r	E_t (min)	J	δ (°)	d_r	E_t (min)
1	1	-23.06	1.0351	-2.90	60	-7.88	1.0190	-12.91	121	14.83	0.9845	3.02	182	23.18	0.9666	-3.46
2	2	-22.98	1.0351	-3.35	61	-7.50	1.0185	-12.73	122	15.13	0.9840	3.15	183	23.11	0.9666	-3.66
3	3	-22.89	1.0351	-3.79	62	-7.12	1.0179	-12.54	123	15.43	0.9835	3.27	184	23.04	0.9666	-3.86
4	4	-22.80	1.0351	-4.23	63	-6.73	1.0174	-12.35	124	15.73	0.9830	3.38	185	22.96	0.9666	-4.05
5	5	-22.70	1.0351	-4.67	64	-6.35	1.0169	-12.14	125	16.02	0.9825	3.48	186	22.88	0.9666	-4.24
6	6	-22.59	1.0350	-5.09	65	-5.96	1.0164	-11.92	126	16.31	0.9820	3.57	187	22.78	0.9666	-4.42
7	7	-22.47	1.0350	-5.52	66	-5.57	1.0158	-11.70	127	16.59	0.9816	3.65	188	22.69	0.9666	-4.60
8	8	-22.35	1.0350	-5.93	67	-5.19	1.0153	-11.47	128	16.87	0.9811	3.72	189	22.58	0.9666	-4.77
9	9	-22.21	1.0349	-6.34	68	-4.79	1.0147	-11.23	129	17.14	0.9806	3.78	190	22.47	0.9667	-4.93
10	10	-22.07	1.0348	-6.74	69	-4.40	1.0142	-10.98	130	17.41	0.9802	3.83	191	22.35	0.9667	-5.09
11	11	-21.93	1.0347	-7.14	70	-4.01	1.0136	-10.72	131	17.67	0.9797	3.87	192	22.23	0.9668	-5.24
12	12	-21.77	1.0347	-7.52	71	-3.62	1.0131	-10.46	132	17.93	0.9793	3.90	193	22.09	0.9668	-5.39
13	13	-21.61	1.0346	-7.90	72	-3.23	1.0125	-10.19	133	18.18	0.9788	3.92	194	21.96	0.9669	-5.53
14	14	-21.45	1.0344	-8.27	73	-2.83	1.0119	-9.92	134	18.43	0.9784	3.94	195	21.81	0.9670	-5.66
15	15	-21.27	1.0343	-8.63	74	-2.44	1.0114	-9.64	135	18.67	0.9779	3.94	196	21.66	0.9671	-5.79
16	16	-21.09	1.0342	-8.99	75	-2.04	1.0108	-9.36	136	18.91	0.9775	3.93	197	21.51	0.9672	-5.90
17	17	-20.90	1.0340	-9.33	76	-1.65	1.0102	-9.07	137	19.14	0.9771	3.91	198	21.35	0.9673	-6.01
18	18	-20.71	1.0339	-9.66	77	-1.25	1.0096	-8.77	138	19.37	0.9767	3.88	199	21.18	0.9674	-6.11
19	19	-20.51	1.0337	-9.99	78	-0.86	1.0091	-8.47	139	19.59	0.9763	3.85	200	21.00	0.9675	-6.20
20	20	-20.30	1.0335	-10.30	79	-0.46	1.0085	-8.17	140	19.81	0.9759	3.80	201	20.82	0.9677	-6.28
21	21	-20.09	1.0334	-10.60	80	-0.07	1.0079	-7.86	141	20.02	0.9755	3.74	202	20.64	0.9678	-6.35
22	22	-19.87	1.0332	-10.89	81	0.33	1.0073	-7.55	142	20.23	0.9751	3.68	203	20.44	0.9680	-6.42
23	23	-19.64	1.0330	-11.18	82	0.72	1.0067	-7.24	143	20.43	0.9747	3.61	204	20.25	0.9682	-6.47
24	24	-19.41	1.0327	-11.45	83	1.12	1.0061	-6.93	144	20.62	0.9744	3.52	205	20.04	0.9683	-6.52
25	25	-19.17	1.0325	-11.70	84	1.51	1.0056	-6.61	145	20.81	0.9740	3.43	206	19.84	0.9685	-6.55
26	26	-18.92	1.0323	-11.95	85	1.90	1.0050	-6.29	146	20.99	0.9737	3.33	207	19.62	0.9687	-6.58
27	27	-18.67	1.0320	-12.19	86	2.30	1.0044	-5.97	147	21.16	0.9733	3.23	208	19.40	0.9689	-6.59
28	28	-18.42	1.0318	-12.41	87	2.69	1.0038	-5.66	148	21.33	0.9730	3.11	209	19.18	0.9691	-6.60
29	29	-18.15	1.0315	-12.62	88	3.08	1.0032	-5.34	149	21.50	0.9727	2.99	210	18.95	0.9693	-6.59
30	30	-17.89	1.0312	-12.82	89	3.47	1.0026	-5.02	150	21.65	0.9723	2.86	211	18.71	0.9696	-6.57
31	31	-17.61	1.0309	-13.00	90	3.86	1.0020	-4.70	151	21.80	0.9720	2.72	212	18.47	0.9698	-6.55
1	32	-17.34	1.0306	-13.18	91	4.24	1.0014	-4.38	152	21.95	0.9717	2.58	213	18.22	0.9700	-6.51
2	33	-17.05	1.0303	-13.34	92	4.63	1.0008	-4.06	153	22.09	0.9714	2.42	214	17.97	0.9703	-6.46
3	34	-16.76	1.0300	-13.49	93	5.01	1.0002	-3.75	154	22.22	0.9711	2.27	215	17.72	0.9705	-6.41
4	35	-16.47	1.0297	-13.62	94	5.40	0.9996	-3.44	155	22.34	0.9709	2.10	216	17.46	0.9708	-6.34
5	36	-16.17	1.0294	-13.75	95	5.78	0.9990	-3.13	156	22.46	0.9706	1.93	217	17.19	0.9711	-6.26
6	37	-15.87	1.0290	-13.86	96	6.16	0.9985	-2.82	157	22.58	0.9703	1.76	218	16.92	0.9714	-6.17
7	38	-15.56	1.0287	-13.95	97	6.53	0.9979	-2.51	158	22.68	0.9701	1.58	219	16.65	0.9717	-6.07
8	39	-15.25	1.0283	-14.04	98	6.91	0.9973	-2.21	159	22.78	0.9698	1.39	220	16.37	0.9720	-5.96
9	40	-14.93	1.0279	-14.11	99	7.28	0.9967	-1.92	160	22.87	0.9696	1.20	221	16.09	0.9723	-5.83
10	41	-14.61	1.0276	-14.16	100	7.66	0.9961	-1.62	161	22.96	0.9694	1.01	222	15.80	0.9726	-5.70
11	42	-14.29	1.0272	-14.21	101	8.03	0.9955	-1.34	162	23.04	0.9691	0.81	223	15.51	0.9729	-5.56
12	43	-13.96	1.0268	-14.24	102	8.39	0.9950	-1.05	163	23.11	0.9689	0.60	224	15.21	0.9733	-5.40
13	44	-13.63	1.0264	-14.26	103	8.76	0.9944	-0.78	164	23.18	0.9687	0.40	225	14.91	0.9736	-5.24
14	45	-13.29	1.0260	-14.27	104	9.12	0.9938	-0.50	165	23.23	0.9685	0.19	226	14.61	0.9739	-5.07
15	46	-12.95	1.0256	-14.26	105	9.48	0.9932	-0.24	166	23.29	0.9684	-0.02	227	14.30	0.9743	-4.88
16	47	-12.61	1.0251	-14.24	106	9.84	0.9927	0.02	167	23.33	0.9682	-0.24	228	13.99	0.9747	-4.69
17	48	-12.26	1.0247	-14.21	107	10.19	0.9921	0.28	168	23.37	0.9680	-0.45	229	13.67	0.9750	-4.48
18	49	-11.91	1.0243	-14.17	108	10.55	0.9915	0.52	169	23.40	0.9679	-0.67	230	13.36	0.9754	-4.27
19	50	-11.56	1.0238	-14.11	109	10.89	0.9910	0.76	170	23.42	0.9677	-0.89	231	13.03	0.9758	-4.05
20	51	-11.20	1.0234	-14.04	110	11.24	0.9904	1.00	171	23.44	0.9676	-1.11	232	12.71	0.9762	-3.82
21	52	-10.84	1.0229	-13.96	111	11.58	0.9898	1.22	172	23.45	0.9674	-1.32	233	12.38	0.9766	-3.57
22	53	-10.48	1.0224	-13.87	112	11.92	0.9893	1.44	173	23.46	0.9673	-1.54	234	12.05	0.9770	-3.32
23	54	-10.12	1.0220	-13.76	113	12.26	0.9888	1.65	174	23.45	0.9672	-1.76	235	11.71	0.9774	-3.06
24	55	-9.75	1.0215	-13.65	114	12.60	0.9882	1.85	175	23.44	0.9671	-1.98	236	11.38	0.9778	-2.80
25	56	-9.38	1.0210	-13.52	115	12.93	0.9877	2.04	176	23.42	0.9670	-2.20	237	11.03	0.9783	-2.52
26	57	-9.01	1.0205	-13.39	116	13.25	0.9871	2.23	177	23.40	0.9669	-2.42	238	10.69	0.9787	-2.24
27	58	-8.63	1.0200	-13.24	117	13.57	0.9866	2.40	178	23.37	0.9669	-2.63	239	10.34	0.9791	-1.95
28	59	-8.26	1.0195	-13.08	118	13.89	0.9861	2.57	179	23.33	0.9668	-2.84	240	9.99	0.9796	-1.65
29					119	14.21	0.9856	2.73	180	23.29	0.9667	-3.05	241	9.64	0.9800	-1.34
30					120	14.52	0.9850	2.88	181	23.24	0.9667	-3.26	242	9.29	0.9805	-1.03
31													243	8.93	0.9810	-0.71

Nota. El valor de J expresado en la tabla corresponde al número de orden del día dentro de un año ordinario.
 Si el año es bisiesto el día $J = 60$ corresponderá al 29 de febrero en lugar de al 1 de marzo, y a partir de dicha fecha deberá sumarse una unidad al valor de J : por ejemplo, el día 31 de agosto de un año bisiesto tiene $J = 244$, el día 5 de diciembre de un año bisiesto tiene $J = 340$.

TABLAS DECLINACIÓN (grados), DISTANCIA RELATIVA INVERSA y ECUACIÓN DE TIEMPO (minutos)
 CALCULADAS SEGÚN LAS FÓRMULAS DE SPENCER
 (M. Iqbal, *An Introduction to Solar Radiation*, Academic Press (1983))

DÍA MES	SEPTIEMBRE / OCTUBRE				NOVIEMBRE / DICIEMBRE			
	J	δ (°)	d_r	E_r (min)	J	δ (°)	d_r	E_r (min)
1	244	8.57	0.9814	-0.38	305	-14.19	1.0156	16.39
2	245	8.21	0.9819	-0.05	306	-14.51	1.0161	16.39
3	246	7.85	0.9824	0.29	307	-14.83	1.0167	16.37
4	247	7.48	0.9829	0.63	308	-15.14	1.0172	16.35
5	248	7.11	0.9834	0.98	309	-15.46	1.0177	16.31
6	249	6.74	0.9839	1.33	310	-15.76	1.0182	16.25
7	250	6.37	0.9844	1.69	311	-16.06	1.0188	16.18
8	251	6.00	0.9849	2.05	312	-16.36	1.0193	16.10
9	252	5.62	0.9854	2.41	313	-16.65	1.0198	16.01
10	253	5.25	0.9859	2.78	314	-16.94	1.0203	15.90
11	254	4.87	0.9865	3.15	315	-17.22	1.0208	15.77
12	255	4.49	0.9870	3.52	316	-17.50	1.0213	15.64
13	256	4.11	0.9875	3.89	317	-17.77	1.0217	15.49
14	257	3.73	0.9881	4.27	318	-18.04	1.0222	15.33
15	258	3.34	0.9886	4.64	319	-18.30	1.0227	15.15
16	259	2.96	0.9891	5.02	320	-18.56	1.0232	14.96
17	260	2.57	0.9897	5.40	321	-18.81	1.0236	14.76
18	261	2.19	0.9902	5.77	322	-19.06	1.0241	14.55
19	262	1.80	0.9908	6.15	323	-19.30	1.0245	14.32
20	263	1.41	0.9914	6.52	324	-19.53	1.0249	14.08
21	264	1.03	0.9919	6.90	325	-19.76	1.0254	13.83
22	265	0.64	0.9925	7.27	326	-19.98	1.0258	13.57
23	266	0.25	0.9930	7.64	327	-20.20	1.0262	13.30
24	267	-0.14	0.9936	8.01	328	-20.41	1.0266	13.01
25	268	-0.53	0.9942	8.37	329	-20.61	1.0270	12.71
26	269	-0.92	0.9948	8.73	330	-20.81	1.0274	12.41
27	270	-1.31	0.9953	9.09	331	-21.00	1.0278	12.09
28	271	-1.70	0.9959	9.44	332	-21.18	1.0281	11.76
29	272	-2.09	0.9965	9.79	333	-21.36	1.0285	11.42
30	273	-2.48	0.9971	10.13	334	-21.53	1.0289	11.07
1	274	-2.87	0.9977	10.47	335	-21.69	1.0292	10.72
2	275	-3.25	0.9983	10.80	336	-21.85	1.0295	10.35
3	276	-3.64	0.9988	11.13	337	-22.00	1.0299	9.98
4	277	-4.03	0.9994	11.44	338	-22.14	1.0302	9.59
5	278	-4.42	1.0000	11.76	339	-22.27	1.0305	9.20
6	279	-4.80	1.0006	12.06	340	-22.40	1.0308	8.80
7	280	-5.19	1.0012	12.36	341	-22.52	1.0311	8.40
8	281	-5.57	1.0018	12.65	342	-22.64	1.0314	7.98
9	282	-5.95	1.0024	12.93	343	-22.74	1.0316	7.56
10	283	-6.33	1.0030	13.20	344	-22.84	1.0319	7.14
11	284	-6.71	1.0036	13.46	345	-22.93	1.0322	6.71
12	285	-7.09	1.0042	13.71	346	-23.01	1.0324	6.27
13	286	-7.47	1.0047	13.95	347	-23.09	1.0326	5.83
14	287	-7.84	1.0053	14.19	348	-23.16	1.0329	5.38
15	288	-8.22	1.0059	14.41	349	-23.22	1.0331	4.93
16	289	-8.59	1.0065	14.62	350	-23.27	1.0333	4.48
17	290	-8.96	1.0071	14.82	351	-23.32	1.0335	4.02
18	291	-9.33	1.0077	15.01	352	-23.35	1.0336	3.56
19	292	-9.69	1.0083	15.19	353	-23.38	1.0338	3.10
20	293	-10.06	1.0088	15.36	354	-23.41	1.0340	2.64
21	294	-10.42	1.0094	15.51	355	-23.42	1.0341	2.17
22	295	-10.77	1.0100	15.66	356	-23.43	1.0343	1.71
23	296	-11.13	1.0106	15.79	357	-23.42	1.0344	1.24
24	297	-11.48	1.0111	15.91	358	-23.41	1.0345	0.78
25	298	-11.83	1.0117	16.01	359	-23.40	1.0346	0.31
26	299	-12.18	1.0123	16.11	360	-23.37	1.0347	-0.16
27	300	-12.52	1.0128	16.19	361	-23.34	1.0348	-0.62
28	301	-12.86	1.0134	16.25	362	-23.30	1.0349	-1.08
29	302	-13.20	1.0140	16.31	363	-23.25	1.0349	-1.54
30	303	-13.53	1.0145	16.35	364	-23.19	1.0350	-2.00
31	304	-13.86	1.0151	16.37	365	-23.13	1.0350	-2.45
					366	-23.06	1.0351	-2.90

Nota. El valor de J expresado en la tabla corresponde al número de orden del día dentro de un año ordinario. Si el año es bisiesto el día $J = 60$ corresponderá al 29 de febrero en lugar de al 1 de marzo, y a partir de dicha fecha deberá sumarse una unidad al valor de J : por ejemplo, el día 31 de agosto de un año bisiesto tiene $J = 244$, el día 5 de diciembre de un año bisiesto tiene $J = 340$.

Tabla 1. Declinación solar propuesta por Spencer (1971)

TABLA DE DECLINACION SOLAR												
Día	enero	feb.	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	sept.	oct.	nov.	dic.
1	-23.01	-17.52	-8.29	4.02	14.90	22.04	23.12	17.91	7.72	-4.22	-15.36	-22.11
2	-22.93	-17.25	-7.91	4.41	15.21	22.17	23.05	17.65	7.34	-4.61	-15.67	-22.24
3	-22.84	-16.97	-7.53	4.81	15.52	22.30	22.97	17.38	6.96	-5.01	-15.96	-22.36
4	-22.75	-16.69	-7.15	5.20	15.82	22.42	22.89	17.11	6.57	-5.40	-16.26	-22.48
5	-22.65	-16.40	-6.76	5.60	16.11	22.54	22.80	16.83	6.18	-5.79	-16.55	-22.59
6	-22.54	-16.11	-6.38	5.99	16.40	22.65	22.70	16.55	5.79	-6.18	-16.83	-22.70
7	-22.42	-15.82	-5.99	6.38	16.69	22.75	22.59	16.26	5.40	-6.57	-17.11	-22.80
8	-22.30	-15.52	-5.60	6.76	16.97	22.84	22.48	15.96	5.01	-6.96	-17.38	-22.89
9	-22.17	-15.21	-5.20	7.15	17.25	22.93	22.36	15.67	4.61	-7.34	-17.65	-22.97
10	-22.04	-14.90	-4.81	7.53	17.52	23.01	22.24	15.36	4.22	-7.72	-17.91	-23.05
11	-21.90	-14.59	-4.41	7.91	17.78	23.09	22.11	15.06	3.82	-8.10	-18.17	-23.12
12	-21.75	-14.27	-4.02	8.29	18.04	23.15	21.97	14.74	3.42	-8.48	-18.42	-23.18
13	-21.60	-13.95	-3.62	8.67	18.30	23.21	21.83	14.43	3.02	-8.86	-18.67	-23.24
14	-21.44	-13.62	-3.22	9.04	18.55	23.27	21.67	14.11	2.62	-9.23	-18.91	-23.29
15	-21.27	-13.29	-2.82	9.41	18.79	23.31	21.52	13.78	2.22	-9.60	-19.15	-23.34
16	-21.10	-12.95	-2.42	9.78	19.03	23.35	21.35	13.45	1.81	-9.97	-19.38	-23.37
17	-20.92	-12.62	-2.02	10.15	19.26	23.39	21.18	13.12	1.41	-10.33	-19.60	-23.40
18	-20.73	-12.27	-1.61	10.51	19.49	23.41	21.01	12.79	1.01	-10.69	-19.82	-23.42
19	-20.54	-11.93	-1.21	10.87	19.71	23.43	20.82	12.45	0.61	-11.05	-20.03	-23.44
20	-20.34	-11.58	-0.81	11.23	19.93	23.44	20.64	12.10	0.20	-11.40	-20.24	-23.45
21	-20.14	-11.23	-0.40	11.58	20.14	23.45	20.44	11.75	-0.20	-11.75	-20.44	-23.45
22	-19.93	-10.87	0.00	11.93	20.34	23.45	20.24	11.40	-0.61	-12.10	-20.64	-23.44
23	-19.71	-10.51	0.40	12.27	20.54	23.44	20.03	11.05	-1.01	-12.45	-20.82	-23.43
24	-19.49	-10.15	0.81	12.62	20.73	23.42	19.82	10.69	-1.41	-12.79	-21.01	-23.41
25	-19.26	-9.78	1.21	12.95	20.92	23.40	19.60	10.33	-1.81	-13.12	-21.18	-23.39
26	-19.03	-9.41	1.61	13.29	21.10	23.37	19.38	9.97	-2.22	-13.45	-21.35	-23.35
27	-18.79	-9.04	2.02	13.62	21.27	23.34	19.15	9.60	-2.62	-13.78	-21.52	-23.31
28	-18.55	-8.67	2.42	13.95	21.44	23.29	18.91	9.23	-3.02	-14.11	-21.67	-23.27
29	-18.30		2.82	14.27	21.60	23.24	18.67	8.86	-3.42	-14.43	-21.83	-23.21
30	-18.04		3.22	14.59	21.75	23.18	18.42	8.48	-3.82	-14.74	-21.97	-23.15
31	-17.78		3.62		21.90		18.17	8.10		-15.06		-23.09

Tabla 2. Declinación Solar propuesta por Cooper (1969)

ECUACION DEL TIEMPO ANUAL

Datos en minutos y segundos. El signo negativo indica que el Sol real se retrasa respecto del horario oficial

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTBRE	OCTUBRE	NOVRE	DICBRE
1	-03 09	-13 27	-12 30	-04 08	+02 49	+02 20	-03 39	-06 21	-00 16	+10 04	+16 23	+11 19
2	-03 37	-13 35	-12 19	-03 50	+02 56	+02 11	-03 51	-06 18	+00 03	+10 23	+16 25	+10 56
3	-04 05	-13 42	-12 07	-03 32	+03 03	+02 02	-04 02	-06 14	+00 23	+10 42	+16 26	+10 33
4	-04 33	-13 49	-11 54	-03 15	+03 09	+01 52	-04 13	-06 09	+00 42	+11 01	+16 26	+10 10
5	-05 00	-13 55	-11 41	-02 57	+03 15	+01 42	-04 24	-06 03	+01 02	+11 20	+16 26	+09 46
6	-05 27	-14 00	11 28	-02 40	+03 20	+01 31	-04 34	-05 57	+01 22	+11 38	+16 24	+09 21
7	-05 53	-14 04	-11 14	-02 23	+03 25	+01 21	-04 45	-05 51	+01 42	+11 55	+16 22	+08 56
8	-06 19	-14 07	-10 59	-02 06	+03 29	+01 09	-04 54	-05 44	+02 02	+12 13	+16 19	+08 30
9	-06 45	-14 10	-10 45	-01 49	+03 32	+00 58	-05 04	-05 36	+02 23	+12 29	+16 15	+08 04
10	-07 09	-14 11	-10 30	-01 33	+03 35	+00 46	-05 13	-05 28	+02 43	+12 46	+16 10	+07 37
11	-07 34	-14 12	-10 14	-01 16	+03 38	+00 34	-05 21	-05 19	+03 04	+13 02	+16 04	+07 10
12	-07 58	-14 13	-09 59	-01 01	+03 39	+00 22	-05 30	-05 10	+03 25	+13 17	+15 57	+06 42
13	-08 21	-14 12	-09 43	--00 45	+03 40	+00 10	-05 37	-05 00	+03 46	+13 32	+15 50	+06 14
14	-08 44	-14 11	-09 27	-00 30	+03 41	-00 03	-05 45	-04 49	+04 07	+13 47	+15 42	+05 46
15	-09 06	-14 09	-09 10	-00 15	+03 41	-00 16	-05 52	-04 38	+04 29	+14 01	+15 33	+05 17
16	-09 27	-14 06	-08 53	-00 00	+03 40	-00 29	-05 59	-04 27	+04 50	+14 14	+15 23	+04 49
17	-09 48	-14 03	-08 37	+00 14	+03 39	-00 42	-06 04	-04 15	+05 11	+14 27	+15 12	+04 19
18	-10 08	-13 59	-08 19	+00 28	+03 37	-00 55	-06 09	-04 02	+05 33	+14 40	+15 00	+03 50
19	-10 27	-13 54	-08 02	+00 41	+03 35	-01 08	-06 14	-03 49	+05 54	+14 51	+14 48	+03 21
20	-10 46	-13 49	-07 45	+00 54	+03 32	-01 21	-06 18	-03 35	+06 16	+15 03	+14 35	+02 51
21	-11 04	-13 43	-07 27	+01 07	+03 29	-01 34	-06 21	-03 21	+06 37	+15 13	+14 21	+02 22
22	-11 21	-13 36	-07 09	+01 19	+03 25	-01 47	-06 24	-03 06	+06 58	+15 23	+14 06	+01 52
23	-11 37	-13 28	-06 51	+01 31	+03 21	-02 00	-06 27	-02 51	+07 20	+15 32	+13 51	+01 22
24	-11 52	-13 20	-06 33	+01 42	+03 16	-02 13	-06 28	-02 35	+07 41	+15 41	+13 34	+00 52
25	-12 07	-13 11	-06 15	+01 53	+03 11	-02 26	-06 30	-02 19	+08 02	+15 49	+13 17	+00 23
26	-12 21	-13 02	-05 57	+02 03	+03 05	-02 38	-06 30	-02 03	+08 23	+15 56	+12 59	-00 07
27	-12 34	-12 52	-05 39	+02 13	+02 58	-02 51	-06 30	-01 46	+08 43	+16 03	+12 41	-00 37
28	-12 46	-12 41	-05 21	+02 23	+02 52	-03 03	-06 30	-01 28	+09 04	+16 08	+12 21	-01 06
29	-12 58		-05 02	+02 32	+02 44	-03 16	-06 29	-01 11	+09 24	+16 13	+12 01	-01 36
30	-13 08		-04 44	+02 41	+02 37	-03 28	-06 27	-00 53	+09 44	+16 17	+11 40	-02 05
31	-13 18		-04 26		+02 29		-06 24	-00 34		+16 21		-02 34

Tabla 3. Ecuacion del tiempo anual.

Latitud = 0°

Incl	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.98	.97	.96	.97	.98	1	1.01	1.02	1.02
10	1.03	1.01	.99	.96	.93	.92	.93	.95	.99	1.02	1.04	1.04
15	1.04	1.01	.97	.92	.88	.87	.88	.92	.97	1.02	1.05	1.05
20	1.04	1	.95	.88	.83	.81	.83	.88	.95	1.01	1.05	1.06
25	1.03	.99	.92	.84	.77	.75	.77	.83	.92	.99	1.04	1.06
30	1.02	.97	.88	.79	.71	.68	.7	.78	.88	.97	1.03	1.05
35	1	.94	.84	.74	.64	.61	.64	.72	.84	.94	1.02	1.03
40	.98	.9	.8	.68	.57	.53	.56	.66	.79	.91	.99	1.01
45	.95	.87	.75	.61	.5	.45	.49	.59	.73	.87	.96	.98
50	.91	.82	.69	.54	.42	.37	.41	.52	.68	.82	.92	.95
55	.87	.77	.63	.47	.34	.28	.33	.45	.61	.77	.88	.91
60	.82	.72	.57	.4	.26	.2	.24	.37	.55	.71	.83	.86
65	.77	.66	.5	.32	.18	.13	.16	.3	.48	.65	.77	.81
70	.71	.6	.43	.25	.13	.12	.11	.22	.4	.59	.72	.75
75	.65	.53	.36	.17	.12	.11	.11	.13	.33	.52	.65	.69
80	.58	.47	.29	.13	.12	.1	.1	.1	.25	.45	.58	.63
85	.52	.4	.21	.12	.11	.1	.09	.09	.17	.37	.51	.56
90	.45	.32	.14	.11	.1	.09	.08	.08	.09	.29	.44	.49

Latitud = 1°

Incl	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.98	.97	.96	.97	.98	1	1.01	1.02	1.03
10	1.03	1.02	.99	.96	.93	.92	.93	.96	.99	1.02	1.04	1.04
15	1.04	1.01	.97	.93	.89	.87	.88	.92	.97	1.02	1.05	1.06
20	1.04	1.01	.95	.89	.84	.81	.83	.88	.95	1.01	1.05	1.06
25	1.04	.99	.92	.85	.78	.75	.77	.84	.92	1	1.05	1.06
30	1.03	.97	.89	.8	.72	.69	.71	.79	.89	.98	1.04	1.05
35	1.01	.95	.85	.74	.65	.62	.65	.73	.84	.95	1.02	1.04
40	.98	.91	.81	.69	.58	.54	.57	.67	.8	.92	1	1.02
45	.95	.87	.76	.62	.51	.46	.5	.61	.74	.88	.97	.99
50	.92	.83	.7	.56	.43	.38	.42	.54	.69	.83	.93	.96
55	.88	.78	.64	.49	.35	.3	.34	.46	.63	.78	.89	.92
60	.83	.73	.58	.41	.27	.21	.26	.39	.56	.73	.84	.87
65	.78	.67	.51	.34	.19	.13	.17	.31	.49	.66	.79	.82
70	.72	.61	.45	.26	.13	.12	.11	.23	.42	.6	.73	.77
75	.66	.55	.37	.18	.12	.11	.11	.15	.34	.53	.67	.71
80	.6	.48	.3	.13	.11	.1	.1	.1	.26	.46	.6	.64
85	.53	.41	.23	.12	.11	.1	.09	.09	.19	.39	.53	.58
90	.46	.34	.15	.11	.1	.09	.08	.08	.011	.31	.46	.51

Tabla 4. Tablas de factor de correcion "K", latitud 0° y 1°

Latitud = 2°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.98	.97	.96	.97	.98	1	1.02	1.02	1.03
10	1.04	1.02	.99	.96	.93	.92	.93	.96	.99	1.02	1.04	1.05
15	1.05	1.02	.98	.93	.89	.87	.89	.93	.98	1.02	1.05	1.06
20	1.05	1.01	.96	.89	.84	.82	.84	.89	.96	1.02	1.06	1.07
25	1.04	1	.93	.85	.79	.76	.78	.84	.93	1.01	1.06	1.07
30	1.03	.98	.9	.8	.73	.69	.72	.8	.89	.99	1.05	1.06
35	1.02	.95	.86	.75	.66	.62	.65	.74	.85	.96	1.03	1.05
40	.99	.92	.81	.69	.59	.55	.58	.68	.81	.93	1.01	1.03
45	.96	.88	.77	.63	.52	.47	.51	.62	.75	.89	.98	1
50	.93	.84	.71	.57	.45	.39	.43	.55	.7	.84	.94	.97
55	.89	.79	.65	.5	.37	.31	.35	.48	.64	.79	.9	.93
60	.84	.74	.59	.42	.29	.23	.27	.4	.57	.74	.85	.88
65	.79	.68	.53	.35	.2	.14	.19	.32	.5	.68	.8	.84
70	.73	.62	.46	.27	.13	.12	.11	.24	.43	.61	.74	.78
75	.67	.56	.39	.19	.12	.11	.11	.16	.36	.55	.68	.72
80	.61	.49	.31	.13	.11	.1	.1	.1	.28	.47	.61	.66
85	.54	.42	.24	.12	.11	.1	.09	.09	.2	.4	.54	.59
90	.47	.35	.16	.11	.1	.09	.08	.08	.012	.32	.47	.52

Latitud = 3°

Incl	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.98	.97	.94	.97	.98	1	1.02	1.03	1.03
10	1.04	1.02	.99	.96	.94	.93	.93	.96	.99	1.03	1.05	1.05
15	1.05	1.02	.98	.93	.89	.88	.89	.93	.98	1.03	1.06	1.06
20	1.05	1.02	.96	.9	.85	.83	.84	.89	.96	1.02	1.06	1.07
25	1.05	1	.94	.86	.79	.77	.79	.85	.93	1.01	1.06	1.07
30	1.04	.98	.9	.81	.74	.7	.73	.8	.9	.99	1.05	1.07
35	1.02	.96	.87	.76	.67	.63	.66	.75	.86	.97	1.04	1.05
40	1	.93	.82	.7	.6	.56	.59	.69	.82	.94	1.02	1.04
45	.97	.89	.77	.64	.53	.49	.52	.63	.76	.9	.99	1.01
50	.94	.85	.72	.58	.46	.41	.44	.56	.71	.85	.95	.98
55	.9	.8	.66	.51	.38	.32	.37	.49	.65	.81	.91	.94
60	.85	.75	.6	.44	.3	.24	.28	.41	.58	.75	.87	.9
65	.8	.69	.54	.36	.22	.16	.2	.34	.52	.69	.81	.85
70	.75	.63	.47	.29	.14	.12	.12	.26	.44	.63	.76	.79
75	.69	.57	.4	.21	.12	.11	.1	.18	.37	.56	.69	.73
80	.62	.5	.33	.13	.11	.1	.1	.1	.29	.49	.63	.67
85	.56	.43	.25	.12	.11	.1	.09	.09	.22	.41	.56	.6
90	.49	.36	.18	.11	.1	.09	.08	.08	.14	.34	.49	.53

Tabla 5. Tablas de factor de correccion "K", latitud 2° y 3°

Latitud = 4°

Incl	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.01	1	.99	.97	.97	.97	.98	1	1.02	1.03	1.03
10	1.04	1.02	1	.96	.94	.93	.94	.96	1	1.03	1.05	1.05
15	1.05	1.02	.98	.94	.9	.88	.9	.93	.98	1.03	1.06	1.07
20	1.06	1.02	.97	.9	.85	.83	.85	.9	.96	1.03	1.07	1.08
25	1.05	1.01	.94	.86	.8	.77	.8	.86	.94	1.02	1.07	1.08
30	1.05	.99	.91	.82	.74	.71	.74	.81	.91	1	1.06	1.07
35	1.03	.97	.87	.77	.68	.64	.67	.76	.87	.98	1.05	1.06
40	1.01	.94	.83	.71	.61	.57	.6	.7	.82	.95	1.03	1.04
45	.98	.9	.78	.65	.54	.5	.53	.64	.77	.91	1	1.02
50	.95	.86	.73	.59	.47	.42	.46	.57	.72	.87	.97	.99
55	.91	.81	.67	.52	.39	.34	.38	.5	.66	.82	.93	.95
60	.86	.76	.61	.45	.31	.25	.3	.43	.6	.76	.88	.91
65	.81	.71	.55	.37	.23	.17	.22	.35	.53	.7	.83	.86
70	.76	.65	.48	.3	.15	.12	.13	.27	.46	.64	.77	.81
75	.7	.58	.41	.22	.12	.11	.1	.19	.38	.57	.71	.75
80	.64	.52	.34	.14	.11	.1	.1	.11	.31	.5	.64	.69
85	.57	.45	.26	.12	.1	.09	.09	.09	.23	.43	.57	.62
90	.5	.37	.19	.11	.1	.09	.08	.08	.15	.35	.5	.55

Latitud = 5°

Incl	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.02	1.02	1	.99	.97	.97	.97	.99	1	1.02	1.03	1.03
10	1.04	1.02	1	.97	.94	.93	.94	.97	1	1.03	1.05	1.05
15	1.06	1.03	.99	.94	.9	.89	.9	.94	.99	1.04	1.07	1.07
20	1.06	1.02	.97	.91	.86	.84	.85	.9	.97	1.03	1.07	1.08
25	1.06	1.01	.95	.87	.81	.78	.8	.86	.95	1.02	1.08	1.08
30	1.05	1	.92	.83	.75	.72	.74	.82	.91	1.01	1.07	1.08
35	1.04	.97	.88	.78	.69	.65	.68	.77	.88	.98	1.06	1.07
40	1.02	.94	.84	.72	.62	.58	.61	.71	.83	.96	1.04	1.05
45	.99	.91	.79	.66	.55	.51	.54	.65	.78	.92	1.01	1.03
50	.96	.87	.74	.6	.48	.43	.47	.58	.73	.88	.98	1
55	.92	.82	.68	.53	.4	.35	.39	.51	.67	.83	.94	.96
60	.87	.77	.62	.46	.33	.27	.31	.44	.61	.78	.89	.92
65	.82	.72	.56	.39	.25	.18	.23	.36	.54	.72	.84	.87
70	.77	.66	.49	.31	.16	.12	.15	.28	.47	.66	.79	.82
75	.71	.59	.42	.23	.12	.11	.1	.21	.4	.59	.72	.76
80	.65	.53	.35	.16	.11	.1	.1	.13	.32	.52	.66	.7
85	.58	.46	.28	.12	.1	.09	.09	.09	.24	.44	.59	.63
90	.51	.39	.2	.11	.1	.09	.08	.08	.16	.37	.52	.56

Tabla 6. Tablas de factor de correccion "K", latitud 4° y 5°

Latitud = 12°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.03	1.02	1.01	1	.98	.98	.98	1	1.01	1.03	1.04	1.04
10	1.06	1.04	1.01	.98	.96	.95	.96	.98	1.02	1.05	1.07	1.07
15	1.08	1.05	1.01	.97	.93	.92	.93	.96	1.01	1.06	1.09	1.1
20	1.09	1.05	1	.94	.89	.87	.89	.94	1	1.07	1.11	1.12
25	1.1	1.05	.98	.91	.85	.83	.85	.91	.99	1.07	1.12	1.13
30	1.1	1.04	.96	.87	.8	.77	.8	.87	.96	1.06	1.12	1.13
35	1.09	1.02	.93	.83	.75	.72	.74	.82	.94	1.05	1.12	1.13
40	1.08	1	.9	.78	.69	.65	.68	.77	.9	1.02	1.11	1.12
45	1.06	.97	.86	.73	.63	.58	.62	.72	.86	.99	1.09	1.1
50	1.03	.94	.81	.67	.56	.51	.55	.66	.81	.96	1.06	1.08
55	1	.9	.76	.61	.49	.44	.48	.6	.76	.92	1.03	1.05
60	.96	.85	.7	.54	.41	.36	.4	.53	.7	.87	.99	1.01
65	.91	.8	.64	.47	.34	.28	.33	.46	.63	.82	.94	.97
70	.86	.74	.58	.4	.26	.2	.25	.38	.57	.76	.89	.92
75	.81	.68	.51	.33	.18	.12	.17	.3	.5	.69	.83	.87
80	.74	.62	.44	.25	.11	.1	.09	.23	.42	.62	.77	.81
85	.68	.55	.37	.17	.1	.09	.09	.15	.35	.55	.7	.74
90	.61	.48	.29	.11	.09	.08	.08	.08	.27	.48	.63	.67

Latitud = 13°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.03	1.02	1.01	1	.98	.98	.98	1	1.01	1.03	1.04	1.04
10	1.06	1.04	1.02	.99	.96	.95	.96	.99	1.02	1.05	1.07	1.07
15	1.08	1.05	1.01	.97	.93	.92	.93	.97	1.02	1.07	1.1	1.1
20	1.1	1.06	1	.95	.9	.88	.9	.94	1.01	1.07	1.12	1.12
25	1.1	1.06	.99	.92	.86	.83	.85	.91	.99	1.08	1.13	1.13
30	1.1	1.05	.97	.88	.81	.78	.81	.88	.97	1.07	1.13	1.14
35	1.1	1.03	.94	.84	.76	.72	.75	.83	.94	1.05	1.13	1.14
40	1.09	1.01	.91	.79	.7	.66	.69	.78	.91	1.03	1.12	1.13
45	1.07	.98	.87	.74	.64	.6	.63	.73	.87	1.01	1.1	1.11
50	1.04	.95	.82	.68	.57	.53	.56	.67	.82	.97	1.07	1.09
55	1.01	.91	.77	.62	.5	.45	.49	.61	.77	.93	1.04	1.06
60	.97	.86	.71	.55	.43	.38	.42	.54	.71	.88	1	1.03
65	.92	.81	.65	.48	.35	.3	.34	.47	.65	.83	.96	.98
70	.87	.76	.59	.41	.27	.22	.26	.39	.58	.77	.91	.94
75	.82	.7	.52	.34	.19	.14	.18	.32	.51	.781	.85	.88
80	.76	.63	.45	.26	.11	.1	.1	.24	.44	.64	.79	.82
85	.7	.56	.38	.19	.1	.09	.09	.16	.36	.57	.72	.76
90	.63	.49	.31	.11	.09	.08	.08	.08	.28	.49	.65	.69

Tabla 7. Tablas de factor de correcion "K", latitud 6° y 7°

Latitud = 14°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.04	1.03	1.01	1	.99	.98	.99	1	1.01	1.03	1.04	1.04
10	1.06	1.04	1.02	.99	.96	.96	.96	.99	1.02	1.05	1.08	1.08
15	1.09	1.06	1.02	.97	.94	.92	.94	.97	1.02	1.07	1.1	1.1
20	1.1	1.06	1.01	.95	.9	.88	.9	.95	1.01	1.08	1.12	1.13
25	1.11	1.06	1	.92	.86	.84	.86	.92	1	1.08	1.14	1.14
30	1.11	1.05	.97	.89	.82	.79	.81	.88	.98	1.08	1.14	1.15
35	1.11	1.04	.95	.85	.77	.73	.76	.84	.95	1.06	1.14	1.15
40	1.09	1.02	.91	.8	.71	.67	.7	.79	.92	1.04	1.13	1.14
45	1.08	.99	.87	.75	.65	.61	.64	.74	.88	1.02	1.11	1.13
50	1.05	.96	.83	.69	.58	.54	.57	.68	.83	.98	1.09	1.1
55	1.02	.92	.78	.63	.51	.46	.5	.62	.78	.94	1.06	1.07
60	.98	.87	.73	.57	.44	.39	.43	.55	.72	.9	1.02	1.04
65	.94	.82	.67	.5	.36	.31	.35	.48	.66	.84	.97	1
70	.89	.77	.6	.43	.29	.23	.28	.41	.59	.79	.92	.95
75	.83	.71	.54	.35	.21	.15	.2	.33	.52	.72	.87	.9
80	.77	.65	.47	.28	.13	.1	.11	.25	.45	.66	.8	.84
85	.71	.58	.39	.2	.1	.09	.09	.18	.38	.59	.74	.77
90	.64	.51	.32	.12	.09	.08	.08	.1	.3	.51	.67	.71

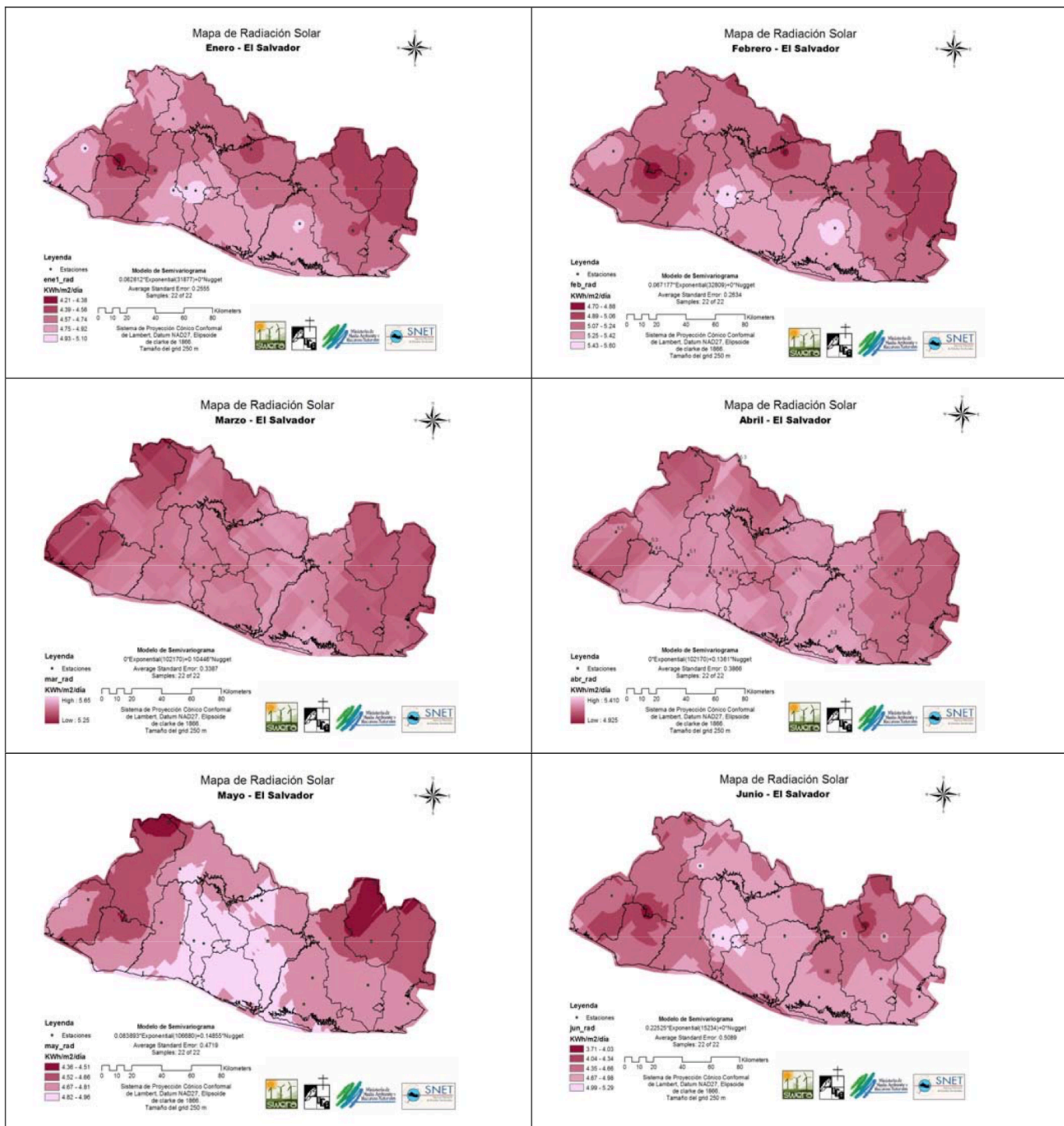
Latitud = 15°

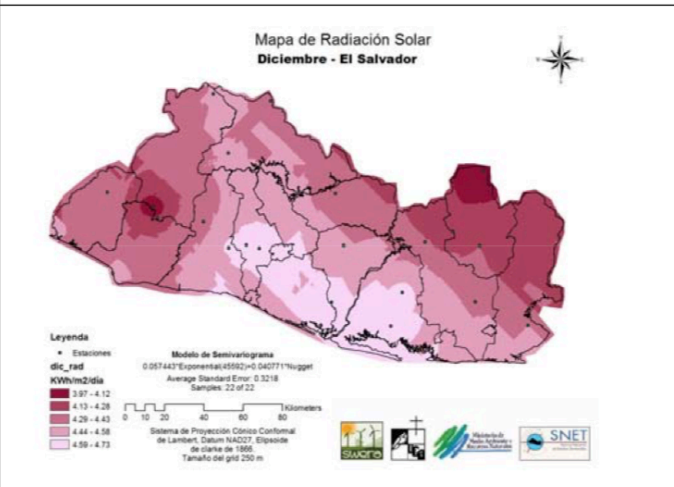
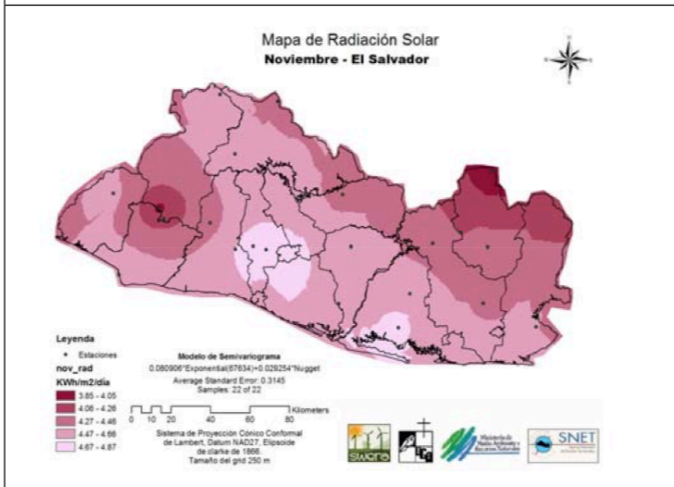
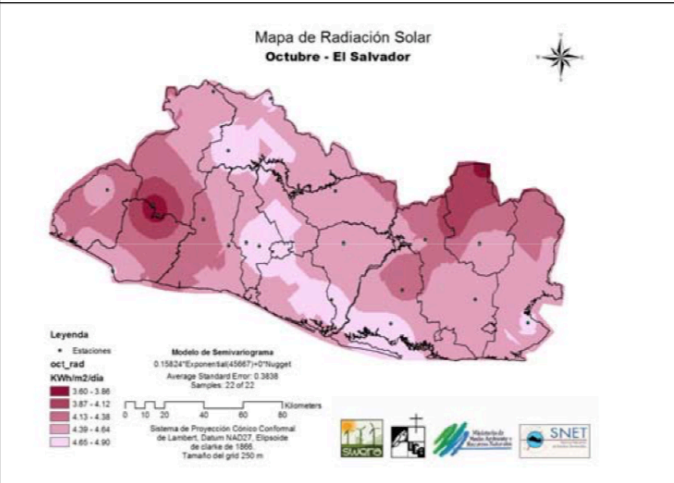
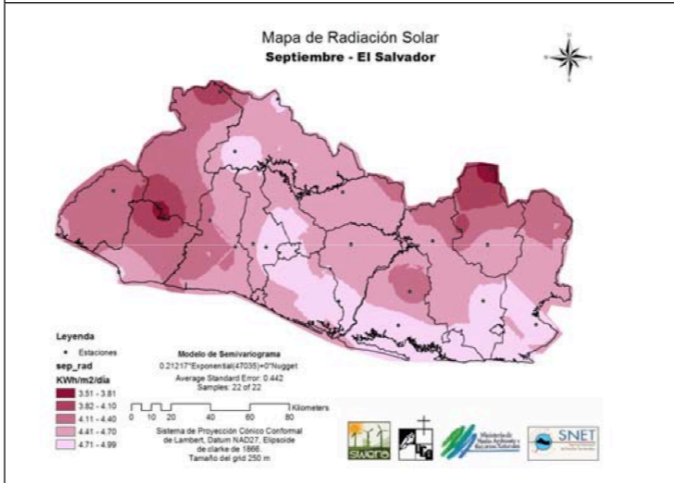
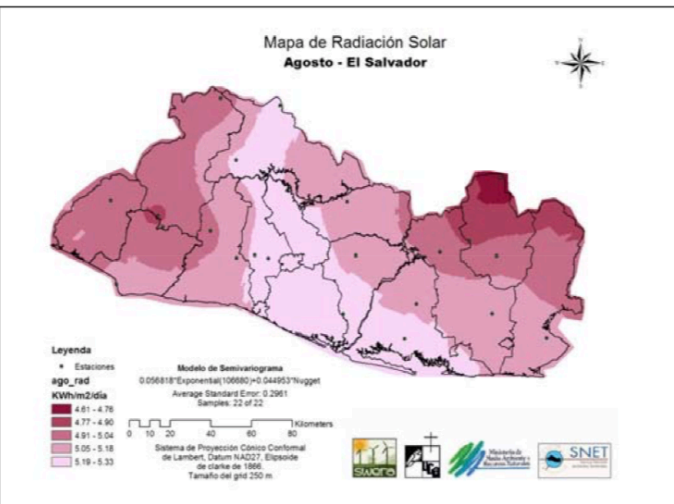
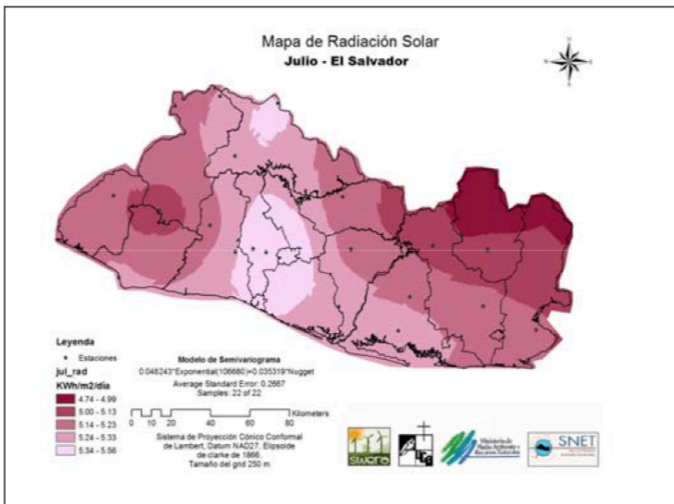
Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.04	1.03	1.01	1	.99	.98	.99	1	1.02	1.03	1.04	1.04
10	1.07	1.05	1.02	.99	.97	.96	.97	.99	1.02	1.06	1.08	1.08
15	1.09	1.06	1.02	.98	.94	.93	.94	.98	1.03	1.07	1.11	1.11
20	1.11	1.07	1.01	.95	.91	.89	.91	.95	1.02	1.09	1.13	1.13
25	1.12	1.07	1	.93	.87	.85	.87	.93	1.01	1.09	1.14	1.15
30	1.12	1.06	.98	.89	.82	.8	.82	.89	.99	1.08	1.15	1.16
35	1.11	1.05	.95	.85	.77	.74	.77	.85	.96	1.07	1.15	1.16
40	1.1	1.03	.92	.81	.72	.68	.71	.8	.93	1.05	1.14	1.15
45	1.09	1	.88	.76	.66	.62	.65	.75	.89	1.03	1.12	1.14
50	1.06	.97	.84	.7	.59	.55	.59	.69	.84	1	1.1	1.12
55	1.03	.93	.79	.64	.52	.48	.52	.63	.79	.96	1.07	01.09
60	.99	.89	.74	.58	.45	.4	.44	.56	.74	.91	1.03	1.05
65	.95	.84	.68	.51	.38	.32	.37	.49	.67	.86	.99	1.01
70	.9	.78	.62	.44	.3	.24	.29	.42	.61	.8	.94	.97
75	.85	.72	.55	.37	.22	.16	.21	.35	.54	.74	.88	.91
80	.79	.66	.48	.29	.14	.1	.13	.27	.47	.67	.82	.85
85	.73	.59	.41	.21	.1	.09	.09	.19	.39	.6	.75	.79
90	.66	.52	.33	.14	.09	.08	.08	.11	.31	.53	.68	.72

Tabla 8. Tablas de factor de correccion "K", latitud 12° y 13°

ANEXOS

- Mapa de Radiación solar en El Salvador para los diferentes meses del año obtenidos por el proyecto SWERA y Solarimetría. [29]





- Mapa de Radiación solar en El Salvador para los diferentes meses del año (Actualización por Universidad de El Salvador, hasta año 2013). [30]

