



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO ELÉCTRICO DE UNA PLANTA DE
GENERACIÓN HÍBRIDA SOLAR-CELDA DE
COMBUSTIBLE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Ingeniero eléctrico electrónico

PRESENTAN:

Celia María Carreón González
Brenda Patricia Hernández Pérez
Celeste Reyes Rodríguez



DIRECTOR DE TESIS:
M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista

2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado asignado

Presidente: Ing. David Vázquez Ortiz

Vocal: M.I. Rodolfo Lorenzo Bautista

Secretario: Ing. Gabriel Alejandro Jaramillo Morales

1^{er} Suplente: Ing. Alfredo López Tagle

2^{do} Suplente: Dr. Tanya Moreno Coronado

*A mis padres, Estela y Marco,
porque sencillamente sin ellos nada de esto hubiera sido posible en la forma en que lo
fue. Gracias por soportar mis nervios y gruñidos a lo largo de esta etapa. Gracias por
estar siempre ahí, aconsejándome y escuchándome.*

*A la UNAM y a la Facultad de Ingeniería, por darme la educación y criterio para
llevar a cabo una vida profesional plena.*

*A nuestro director de tesis, el M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista, por la gran y
especial oportunidad para poder desarrollar un trabajo de esta índole con todo su
apoyo, disposición y paciencia, además de haber sido uno de los profesores que más
marcaron mi carrera.*

*A Armando, por el increíble apoyo brindado en la realización de esta tesis, gracias por
impulsar y aportar tanto a este trabajo. Te agradezco todo el amor, tiempo y
paciencia, por soportar las innumerables quejas y malos humores. Gracias por estar
presente siempre, por aconsejarme, disfrutar mis logros y animarme en los fracasos.*

*A Celeste, porque a pesar de todo, ¡henos aquí!
A Luis (Choco), Pablo, Armando, Carlos y demás entrañables amigos de la facultad,
por haber sido un equipo a lo largo de la carrera, por los buenos momentos y buenas
desveladas vividas. Gracias Luis, por ayudarme con tu genialidad en mecánica. . .*

*A nuestro jurado, y en especial al Ing. Alejandro Jaramillo, por todo el tiempo y
aportación a este trabajo.*

*A mis amigos de secundaria y preparatoria por su cariño y apoyo de años.
Celia*

*A mi Papá por sus palabras de aliento,
a mi Mamá por sus acertados consejos,
pero sobre todo por su incondicional apoyo y por toda la confianza que me han tenido.*

*A mi Hermana y Hermano por estar al pendiente de mí y porque son una gran
motivación.*

*A nuestro Director de Tesis por permitirnos trabajar con él, por todas sus enseñanzas,
por su disposición y tiempo para resolvernos dudas y hacer las revisiones pero sobre*

*todo por la motivación y confianza que nos brindó durante todo el proceso de
titulación.*

*A Brenda, Armando y Carlos por su apoyo para realizar y llevar acabo el trámite de
este trabajo.*

*A Celia por su infinita paciencia, por su iniciativa e incansable determinación para
concluir este trabajo y llevar a cabo todo el proceso de titulación.*

Celeste

*Quiero agradecer a mis padres y a mi hermana por siempre apoyarme y aguantar los
desvelos, las quejas y sobre todo el mal humor;*

*a mi mamá por prepararme café en la madrugada sin importarle que ella también
estuviera cansada,*

*a mi papá por llevarme a todos lados sin importar la hora que fuera o lo lejos que
estuviera*

*y a mi hermana por quejarse mínimamente de no poder dormir con la luz prendida ni
con el volumen de la música a pesar de que ella también madrugaba.*

*Lo son todo para mí, gracias por estar a mi lado y por guiarme en todas las decisiones
importantes que he tomado.*

*Gracias a mis amigos de la facultad, que se han convertido en mi familia, que han
ayudado a definir mis metas y a exigirme siempre más, con los que gracias a su apoyo*

*logré dar lo mejor de mí a lo largo de la carrera, con los que comprendí la
importancia del conocimiento mas no de las calificaciones y con los que aprendí a
valorar las noches de sueño, si no fuera por ellos mi plan de vida sería distinto.*

*Gracias a nuestros profesores, a nuestro jurado y sobre todo a nuestro director de
tesis, el M.I. Rodolfo Lorenzo Bautista, su guía y su impartición de conocimiento nos
han ayudado a estar donde estamos, personalmente han logrado que mi amor por la
ingeniería crezca cada día más y gracias a ellos sé que estoy en el lugar correcto
haciendo las cosas que de verdad me gustan.*

*Gracias a las personas que he conocido al ejercer mi carrera, han sido tan
importantes para mí que es como si hubieran estado conmigo a lo largo de todo el
camino, han demostrado el interés en mis estudios de tal forma que más que colegas
se han convertido en grandes amigos.*

Gracias a la UNAM por permitirme permanecer en sus aulas por más de 7 años y a la

*Facultad de Ingeniería por brindarme lo mejor que una institución te puede dar:
conocimiento, amistad y ese sentimiento de pertenecer para siempre a un lugar; hoy y
siempre estaré orgullosa de llamarte mi universidad y mi casa.*

Brenda

Índice

Lista de figuras	XI
Lista de tablas	XV
1. Introducción	1
2. Fenómeno Solar	5
2.0.1. Introducción	5
2.0.2. Espectro solar	6
2.0.3. Efectos atmosféricos	8
2.0.4. Radiación solar	9
2.0.5. Posición del Sol	11
2.0.6. Captación máxima	15
2.0.7. Sombra	17
2.0.8. Medición de la radiación	18
3. Sistemas solares fotovoltaicos	21
3.1. Introducción	21
3.2. La celda fotovoltaica	24
3.2.1. Silicio cristalino	24
3.2.2. Película delgada	26
3.2.3. Celdas multiunión	27
3.3. Componentes electrónicos asociados	28
3.3.1. Controladores de carga	28
3.3.2. Inversores	29
3.4. Almacenamiento de la energía eléctrica	33

3.4.1. Baterías	34
3.4.2. Almacenamiento de hidrógeno	37
3.5. Cargas del sistema fotovoltaico	39
3.6. Normas, códigos y reglamentos aplicables	39
4. Sistemas fotovoltaicos aislados	41
4.0.1. Introducción	41
4.0.2. Aplicaciones	41
4.0.3. Características	42
4.0.4. Sistemas híbridos	45
5. Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica	47
5.0.5. Introducción	47
5.0.6. Características	47
5.0.7. Sistemas mixtos (interconectados y aislados)	50
6. Especificación y selección de equipos eléctricos	53
6.1. Módulos fotovoltaicos	53
6.2. Cajas combinadoras	54
6.3. Inversores	55
6.4. Controladores de carga	55
6.5. Bancos de baterías	55
6.6. Hidrolizadores	56
6.7. Celdas de combustible	57
7. Instalaciones eléctricas para sistemas solares fotovoltaicos	59
7.1. Generalidades	59
7.2. Requerimientos de los circuitos	62
7.3. Medios de desconexión	66
7.4. Métodos de alambrado	68
7.5. Sistemas de puesta a tierra	71
7.6. Marcado e identificación	73
7.7. Conexión a otras fuentes	75
7.8. Baterías de almacenamiento	75
7.9. Sistemas mayores de 600V	78

7.10. Sistemas de Celdas de combustible	78
7.10.1. Dimensión del circuito y corriente	78
7.10.2. Medios de desconexión	79
7.10.3. Método de alambrado	79
7.10.4. Puesta a tierra	79
7.10.5. Marcado	80
7.10.6. Conexión a otros circuitos	80
7.11. Celdas electrolíticas	81
8. Consideraciones mecánicas y ambientales	83
8.1. Mecánicas	83
8.1.1. Las fuerzas mecánicas sobre el sistema	84
8.1.2. Condiciones ambientales	84
8.1.3. Materiales	84
8.1.4. Diseño del arreglo	85
8.2. Ambientales	85
9. Centrales de generación solar fotovoltaica	87
9.1. Introducción	87
9.2. Arreglos fotovoltaicos	88
9.3. Redes de distribución en CD	89
9.4. Inversores de potencia	89
9.5. Transformadores de distribución	90
9.6. Tableros de distribución en media tensión	90
9.7. Redes de distribución en media tensión	90
9.8. Subestaciones eléctricas de potencia	91
9.9. Líneas de transmisión	93
9.10. Conexión a la red eléctrica de suministro	93
10. Ejemplos de aplicación	95
10.1. Parque solar en Durango	95
10.1.1. Características del lugar	95
10.1.2. Corrección de datos del módulo por temperatura	96
10.1.3. Consideraciones respecto al sol	99

ÍNDICE

10.1.3.1. Trayectoria solar	99
10.1.3.2. Análisis de sombras	99
10.1.4. Módulos a utilizar	104
10.1.4.1. Protección de los módulos	104
10.1.5. Formación de paneles y arreglos	105
10.1.6. Inversores necesarios	107
10.1.7. Seguidores solares	110
10.1.7.1. Seguidores necesarios en el parque solar	111
10.1.8. Cajas combinadoras	112
10.1.8.1. Cajas necesarias en el parque solar	115
10.1.8.2. Buses de las cajas combinadoras	116
10.1.8.3. Fusibles de las cajas combinadoras	117
10.1.9. Fusibles del inversor	118
10.1.10. Distribución del parque solar	118
10.1.11. Conductores de corriente directa	120
10.1.11.1. De los módulos a las cajas combinadoras	120
10.1.11.2. De las cajas combinadoras al inversor	126
10.1.12. Dimensionamiento de las tuberías de la zona de corriente directa	132
10.1.12.1. De los módulos solares a las cajas combinadoras	132
10.1.12.2. De las cajas combinadoras a los inversores	134
10.1.13. Transformación de corriente directa a corriente alterna	137
10.1.14. Conductores de corriente alterna	138
10.1.14.1. Fusibles	145
10.1.15. Tuberías de los ductos subterráneos de corriente alterna	147
10.1.16. Resultados finales	149
10.2. Parque solar en Sonora	151
10.2.0.1. Datos preliminares	151
10.3. Consideraciones respecto al Sol	158
10.3.1. Obtención de ángulos críticos	158
10.3.2. Cálculo de las sombras	160
10.3.3. Cantidad de módulos e inversores	163
10.3.4. Instalación eléctrica del módulo	168
10.3.5. Cajas combinadoras	171

10.3.6. Soportes	175
10.3.7. Dimensiones	175
10.3.7.1. Distribución de parque	176
10.3.8. Dimensiones	177
10.3.9. Conductores y tuberías en corriente directa	178
10.4. Verificación Caída de tensión (DC)	183
10.4.1. Etapa de distribución	184
10.4.2. Ajuste por caída de tensión	187
10.4.3. Ductos subterráneos	188
10.4.4. Resultados finales.	189
10.5. Planta solar-híbrida en Mexicali	191
10.5.1. Características del lugar	191
10.5.2. Corrección de datos del módulo por temperatura	191
10.5.3. Consideraciones respecto al sol	193
10.5.3.1. Trayectoria solar	193
10.5.3.2. Análisis de sombras	193
10.5.4. Formación de paneles y arreglos	196
10.5.5. Seguidores solares	200
10.5.6. Cajas combinadoras y recombinadoras	203
10.5.7. Conductores de corriente directa y fusibles	209
10.5.7.1. De los módulos a las cajas combinadoras	209
10.5.7.2. De las cajas combinadoras a las cajas recombinadoras	211
10.5.7.3. De las cajas recombinadoras al inversor	213
10.5.8. Dimensionamiento de las tuberías de la zona de corriente directa	214
10.5.8.1. De los módulos solares a las cajas combinadoras	214
10.5.8.2. De las cajas combinadoras a las cajas recombinadoras	215
10.5.8.3. De las cajas recombinadoras a los inversores	216
10.5.9. Transformación de corriente directa a corriente alterna	216
10.5.10. Conductores de corriente alterna	216
10.5.10.1. Fusibles	221
10.5.11. Trincheras y tuberías de los ductos subterráneos de corriente alterna	222
10.5.12. Resultados finales.	223
10.5.13. Hidrolizadores y celdas de combustible	224

10.6. Subestación	229
10.6.1. Datos preliminares	229
10.6.2. Transformador	229
10.6.3. Cálculo de corrientes de corto circuito	230
10.6.3.1. Corto circuito en el bus de 115 kV	232
10.6.3.2. Corto circuito en el bus de 13.8 kV	233
10.6.3.3. Corto circuito en el bus de 240 V	236
10.6.4. Tableros	238
10.6.5. Cables subterráneos del tablero al transformador	240
10.6.6. Cálculo de barras	241
10.6.6.1. Datos previos	241
10.6.6.2. Tamaño de las barras por ampacidad.	242
10.6.6.3. Máxima corriente de corto circuito de la barra	243
10.6.6.4. Espaciamiento de barras	244
10.6.6.5. Efecto corona y radio interferencia	247
10.6.6.6. Fuerzas sobre el conductor	249
10.6.6.7. Fuerza total sobre el conductor en configuración horizontal	252
10.6.6.8. Longitud máxima por deflexión	253
10.6.6.9. Longitud por esfuerzo	254
10.6.6.10. Longitud permitida en los tubos	254
10.6.6.11. Vibración del conductor	255
10.6.6.12. Fuerzas sobre aisladores	256
10.6.6.13. Expansión térmica	257
10.6.6.14. Conclusiones del cálculo de barras	257
10.6.7. Elección de aisladores	257
10.6.8. Interruptores de potencia	258
10.6.9. Cuchillas desconectoras	263
10.6.10. Apartarrayos	266
10.6.11. Sistema de tierra	268
10.6.11.1. Anillo	269
10.6.11.2. Malla	271
10.6.11.3. Corriente de corto circuito para el diseño de la malla	271
10.6.11.4. Dimensionamiento del conductor	271

10.6.12.Servicios auxiliares	281
10.6.12.1.Banco de baterías	285
11. Conclusiones	287
A. Diagramas unifilares	289
A.1. Parque solar de Durango	289
A.2. Parque solar de Sonora	294
A.3. Planta solar-híbrida de Mexicali	299
B. Hojas de datos utilizadas	307
B.1. Parque solar de Durango	307
B.2. Parque solar de Sonora	315
B.3. Planta solar-híbrida de Mexicali	327
B.4. Subestación	338
Referencias	347

Lista de figuras

2.1. Radiación espectral de un cuerpo negro.	7
2.2. Efectos de absorción en la atmósfera.	8
2.3. Irradiancia e irradiación.	11
2.4. Movimiento de rotación y traslación.	12
2.5. Declinación solar δ	12
2.6. Gráfica β en función de φ	14
2.7. Plano colector.	15
2.8. Ángulo de inclinación del colector.	17
2.9. Diferencia entre estructura fija y seguidor.	18
2.10. Piranómetro.	19
2.11. Pirheliómetro.	19
2.12. Radio espectrómetro.	20
3.1. Celda fotovoltaica.	22
3.2. Módulo fotovoltaico, conformado por celdas fotovoltaicas.	22
3.3. Panel fotovoltaico, conformado por módulos fotovoltaicos	23
3.4. Arreglo fotovoltaico, conformado por paneles fotovoltaicos.	23
3.5. Funcionamiento de la celda fotovoltaica.	25
3.6. Materiales semiconductores utilizados para la fabricación de celdas solares.	25
3.7. Controlador de carga.	29
3.8. Onda de salida del inversor tipo puente monofásico.	29
3.9. Inversor tipo puente monofásico.	30
3.10. Inversor tipo puente trifásico.	31
3.11. Voltaje de salida de la fase a al neutro, V_{an}	31
3.12. Voltaje de salida de la fase b al neutro, V_{bn}	32

LISTA DE FIGURAS

3.13. Voltaje de salida de la fase c al neutro, V_{cn}	32
3.14. Gráfica que muestra el punto de máxima potencia de un módulo solar. . .	33
3.15. Funcionamiento de una celda de combustible de hidrógeno.	39
4.1. Esquema general de un sistema fotovoltaico aislado.	44
4.2. Esquema general de un sistema híbrido.	46
5.1. Esquema de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica. . .	48
5.2. Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido.	51
6.1. Esquema de un electrolizador.	56
6.2. Celda de hidrógeno.	57
9.1. La línea roja marca lo que abarcaría cada tablero de media tensión. . .	91
10.1. Trayectoria solar en Durango.	100
10.2. Cálculo de h	103
10.3. Superficie para montaje de módulos de un seguidor.	110
10.4. Propuesta de distribución de módulos solares en un seguidor.	110
10.5. Distribución de las entradas en el inversor. Se solicitará al fabricante que la capacidad y cantidad de fusibles sea modificada.	114
10.6. Arreglo para un inversor de 2 MW.	119
10.7. Arreglo para el inversor de 1.2 MW.	119
10.8. Espacio ocupado por los 9 arreglos.	120
10.9. Dimensiones generales del parque solar.	120
10.10Detalle del inversor de 2 MW entre dos arreglos, ese inversor pertenece al arreglo 2.	121
10.11Detalle del inversor de 1.2 MW entre el arreglo 8 y el 9, ese inversor pertenece al arreglo 9.	121
10.12Detalle del bastidor que contiene las cajas combinadoras (colocadas por ambas caras del bastidor) correspondientes al arreglo 6, que a su vez corresponde a un inversor de 2 MW.	121
10.13Detalle del bastidor que contiene las cajas combinadoras (colocadas por ambas caras del bastidor) del arreglo 9, correspondiente al inversor de 1.2 MW.	122

10.14	Detalle de la ubicación y dimensión de la subestación del parque.	122
10.15	Tramos de corriente alterna a la salida de los inversores.	138
10.16	Vista transversal del ducto subterráneo a usar. A pesar de haber dos tubos, sólo uno llevará un circuito.	139
10.17	Trayectoria solar en Sonora.	158
10.18	Ubicación de soportes.	160
10.19	Vista superior del arreglo y la sombra.	161
10.20	Altura de bastidores.	162
10.21	Diagrama conexión módulo-inversor.	171
10.22	Características de los soportes.	176
10.23	Distribución del parque.	179
10.24	Diagrama unifilar.	186
10.25	Ductos para 1 circuito, 475 mm por 475 mm.	188
10.26	Ductos para 3 circuitos, 675 mm por 475 mm.	189
10.27	Trayectoria solar en Mexicali.	194
10.28	Esquema para determinar las distancias debidas a las sombras.	195
10.29	Triángulo para obtener la distancia lateral de separación.	196
10.30	Distancia lateral de separación.	197
10.31	Distancia lateral de separación.	197
10.32	Esquema que muestra las características físicas del seguidor de un eje.	201
10.33	Opción 1 de acomodo de módulos solares.	202
10.34	Opción 2 de acomodo de módulos solares.	202
10.35	Cajas combinadoras y recombinadoras.	206
10.36	Croquis de la planta.	207
10.37	Croquis de la planta.	207
10.38	Croquis de la planta.	208
10.39	Croquis de la planta.	208
10.40	Acomodo de soportes que van hacia la misma caja combinadora.	210
10.41	Distancia de cajas combinadoras a cajas recombinadoras.	213
10.42	Detalle de una cadena.	217
10.43	Detalle de una cadena.	220
10.44	Vista de un grupo de hidrolizadores.	226
10.45	Vista de un grupo de celdas de combustible.	227

LISTA DE FIGURAS

10.46	Dimensiones totales de la planta solar-híbrida.	228
10.47	Esquema para el cálculo de corto circuito.	231
10.48	Diagrama para calcular todas las impedancias de secuencia en el bus de 115 kV.	232
10.49	Diagrama para calcular las impedancias de secuencia positiva y negativa en el bus de 13.8 kV.	234
10.50	Diagrama para calcular la impedancia de secuencia cero en el bus de 13.8 kV.	234
10.51	Diagrama para calcular las impedancias de secuencia positiva y negativa en el bus de 240 V.	236
10.52	Diagrama para calcular la impedancia de secuencia cero en el bus de 240 V.	237
10.53	Arreglo trifásico.	244
10.54	Gráfica B.1 del estándar de la IEE, Std. C62.22-1997.	267
10.55	Esquema de las corrientes de falla.	269
10.56	Propuesta de la malla.	274
10.57	Croquis del cuarto de control.	282

Lista de tablas

2.1. Ángulos principales para definir posición del Sol	13
3.1. Tensión de salida de acuerdo con el estado de los interruptores(transistores).	30
3.2. Tensión de salida de cada fase de acuerdo con el estado de los interrup- tores(transistores).	31
4.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos aislados.	42
10.1. Características de los módulos solares para la corrección por temperatura.	96
10.2. Características del inversor elegido.	105
10.3. Características del inversor elegido.	108
10.4. Características de los conductores XLP.	141
10.5. Impedancias de los conductores XLP.	141
10.6. Datos del Módulo.	152
10.7. Ajuste de parámetros eléctricos críticos.	157
10.8. Datos del inversor.	163
10.9. Entrada de la caja combinadora.	173
10.10Salida de la caja combinadora	173
10.11Datos para el cálculo de tuberías a la entrada de las cajas combinadoras.	181
10.12Datos para calcular las tuberías de la salida de las cajas combinadoras. .	182
10.13Caja combinadora A1426-I-020-R4	182
10.14Datos para calcular la caída de tensión.	184
10.15Selección del conductor y fusible de corriente alterna.	187
10.16Datos para el cálculo de la caída de tensión.	187
10.17Características de los módulos solares para la corrección por temperatura.	191
10.18Características del inversor elegido.	198

LISTA DE TABLAS

10.19	Características del seguidor solar.	201
10.20	Características de las cajas combinadoras.	203
10.21	Características de las áreas de los conductores.	215
10.22	Características de las áreas de los conductores.	215
10.23	Conductores correspondientes a cada circuito de una cadena.	218
10.24	Características de las áreas de los conductores de corriente alterna, obtenidos del fabricante.	223
10.25	Características de las celdas de combustible a utilizar en este proyecto.	224
10.26	Características de los hidrolizadores a utilizar en este proyecto.	225
10.27	Características de los transformadores de la subestación.	229
10.28	Bases del sistema para el cálculo del corto circuito.	230
10.29	Datos previos al cálculo de barras.	242
10.30	Cargas de los servicios propios de la subestación. El factor de crecimiento es 1 para todos los casos.	283

Capítulo 1

Introducción

La energía eléctrica se ha convertido en parte fundamental de la humanidad, su demanda ha ido incrementando conforme lo ha hecho la densidad de población alrededor del mundo, entre más gente haya mayor será el consumo energético. Aunque la verdadera naturaleza del impacto tan grande de la energía eléctrica en nuestras vidas poco tiene que ver con la cantidad de personas que habitan en el planeta; a pesar de que el número en aumento de la población trajo como consecuencia el incremento de demanda energética, el rápido avance tecnológico que se ha tenido en las últimas décadas ha sido el factor de mayor peso, prácticamente todo lo que se utiliza en la vida diaria requiere una fuente de alimentación eléctrica.

La industria es el principal consumidor energético y al ir creciendo, de igual manera por la densidad de población, se necesitan cada vez más fuentes de generación eléctrica y cada vez de mayor potencia. Actualmente, las reservas de combustibles fósiles decrecen con una gran rapidez y cada vez es más difícil tener acceso a ellas provocando costos más altos para su obtención tanto por la tecnología necesaria para esta acción como por la demanda de recursos. Este hecho, aunado a la contribución del hombre en el cambio climático, por el exceso de gases de efecto invernadero arrojados a la atmósfera, ha ido dando lugar a lo largo de los años a la generación eléctrica a través de alternativas energéticas que han surgido y que no son tan contaminantes.

El uso de energías renovables representa una alternativa viable para contrarrestar el problema del calentamiento global. Cada vez son más eficientes los sistemas que utilizan

1. INTRODUCCIÓN

este tipo de energías y se ha observado que conforme pasa el tiempo aumenta su uso y su aprovechamiento. Hay muchos factores que contribuyen a la importancia del uso de energía sostenible, uno de ellos es el económico como se mencionó anteriormente con el aumento de precio de los combustibles fósiles. Otro aspecto de gran relevancia que se debe tomar en cuenta es el ecológico; en México la principal fuente de energía proviene de plantas carboeléctricas de las cuales uno de sus mayores residuos es el dióxido de carbono, uno de los gases que contribuyen al efecto invernadero, contribuyendo a la emisión de gases. Las energías renovables no son el único medio alternativo para la generación de la energía eléctrica, pero es uno de los que mayor crecimiento tendrá. En el año 2012, en México se contaba con una capacidad efectiva instalada para la generación de energía eléctrica de 63,195 MW, de los cuáles 14,501 MW provinieron de fuentes renovables de energía (eólica, solar, hidráulica, geotérmica y de biomasa), lo que representa el 23 % del total de la capacidad instalada.

México es una de las más grandes potencias a nivel energético en distintos métodos de generación. En generación hidroeléctrica hay una gran capacidad instalada en la actualidad que en total contribuye con aproximadamente el 21 % de la energía eléctrica producida en el país. En cuanto a la energía eólica, Oaxaca, así como otras zonas del territorio nacional, tiene un gran potencial de instalación que con el tiempo seguramente se aprovechará. El potencial solar de México es el tercero más grande del mundo debido a su ubicación geográfica, ya que éste se encuentra en el cinturón solar del planeta, se estima que el potencial solar bruto del país es de 50 veces la generación eléctrica nacional. También hay un gran potencial geotérmico debido a la intensa actividad tectónica y volcánica, el país ocupa el tercer lugar en la escala mundial de producción de energía geotérmica. México también cuenta con un gran potencial para producir energía a partir de biomasa.

El Sol puede proporcionar energía en dos formas distintas: térmica y fotovoltaica. La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable que transforma los rayos del Sol en energía eléctrica, gracias al efecto fotoeléctrico, mediante la celda fotovoltaica que básicamente es una lámina semiconductor. Existen diferentes tipos de celdas ya que dependen de qué tipo de material se trate y del proceso que se realice para su fabricación.

México es un país que se encuentra dentro del “cinturón solar del planeta”. A pesar de ser una potencia para el aprovechamiento de energía solar, el país no se encuentra entre los que tienen mayor capacidad instalada a nivel mundial. Los cinco países con mayor capacidad instalada hasta el año 2013 son, de mayor a menor: Alemania, Italia, China, Estados Unidos y Japón. Algunos de estos países ni siquiera tienen un lugar geográfico tan privilegiado como el que tiene México, como Alemania que recibe poca energía solar, tiene una capacidad instalada de energía fotovoltaica mil veces mayor de la que tiene México, y aún así nos superan en generación solar, por lo que queda mucho camino por recorrer y muchas oportunidades para crecer en el sector solar.

En la presente tesis, se expondrán la teoría básica de los sistemas solares fotovoltaicos y tres ejemplos de aplicación.

Capítulo 2

Fenómeno Solar

2.0.1. Introducción

Para obtener un máximo rendimiento del sistema fotovoltaico y en general para cualquier sistema de energía solar, es importante comprender el denominado fenómeno solar, el cual describe las características y propiedades de los rayos del Sol. Los aspectos más importantes que lo describen son:

El espectro solar.

Los efectos atmosféricos.

La radiación solar.

La posición del Sol.

La medición de la radiación.

Estas características son las bases teóricas para determinar la posición óptima para el colector solar, determinar las zonas con mayor potencial y cuantificar la energía que se generará.

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra y es capaz de proporcionar energía a todo el Sistema Solar. Es una fuente de energía indispensable para la vida en este planeta por el calor y la luz que otorga.

Como todas las estrellas en el Universo, el Sol también se comporta como un gigantesco

2. FENÓMENO SOLAR

reactor nuclear. Es un reactor con un diámetro de 1.4 millones de km, es decir 110 veces el diámetro de la Tierra. Posee una masa 330 mil veces más grande que la Tierra.

Considerando que el Sol aún tiene combustible para generar energía por los siguientes 5500 millones de años, se puede considerar como una fuente de energía casi infinita.

El Sol está constituido por una mezcla de gases, entre los cuales predomina el hidrógeno (H). El H es el combustible de este reactor nuclear ya que la energía que se genera en el Sol se obtiene a partir de la fusión de dos átomos de H, los cuales se transforman en helio (He) y durante este proceso se libera la energía.

La potencia liberada en cada reacción es del orden de 389×10^{24} W. Ésta se lleva a cabo en el interior del Sol bajo condiciones de alta presión y temperatura. La energía se emite desde la superficie del Sol o fotosfera.

El Sol es una fuente de energía tan grande, que tiene la capacidad de producir 10000 veces la cantidad de energía producida por los humanos en la Tierra.

Sin embargo, de la energía total que se radia desde la fotosfera, a la Tierra llega sólo una parte, ya que se encuentra a 150 millones de kilómetros del Sol y debido a sus dimensiones es una superficie de captación muy pequeña.

2.0.2. Espectro solar

Como resultado del proceso de fusión nuclear que se genera en el interior del Sol, su superficie se mantiene a una temperatura aproximadamente de 5800 K. Cuando la energía radiada llega a la Tierra, provoca en su superficie una temperatura aproximadamente de 300 K.

El Sol radia energía de forma uniforme en todas las direcciones y de manera constante, de la misma forma como lo describe la fórmula de radiación del cuerpo negro de Planck. Se puede determinar la densidad de energía por unidad de área en función de la longitud de onda, que el Sol radia, mediante la siguiente expresión:

$$w_\lambda = \frac{2\phi hc^2 \lambda^{-5}}{e^{\frac{hc}{\lambda kT}} - 1} \quad (2.1)$$

Donde:

- Densidad de energía en función de la longitud de onda: w_λ

-
- Constante de Planck: $h = 6.63 \times 10^{-34} \text{ W s}^2$
 - Función de trabajo: ϕ
 - Velocidad de la luz en el vacío: $c = 3.00 \times 10^8 \text{ m/s}$
 - Constante de Boltzmann: $k = 1.38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$
 - Temperatura del cuerpo negro: T en K

La densidad de energía se mide en W/m^2 y se obtiene a partir de la longitud de onda de la radiación. En la Figura 2.1 se puede observar el espectro de radiación a diferentes temperaturas. A bajas temperaturas (3000 K) la función se acerca al rango de infrarrojo saliendo de la franja del espectro visible, mientras que por otro lado, a altas temperaturas (5800 K) la función se encuentra dentro del rango visible y predomina en el color azul.

Con base en estos espectros se puede observar cómo la luz blanca, característica del Sol, se obtiene a partir de la mezcla de las longitudes de onda del rango de espectro visible.

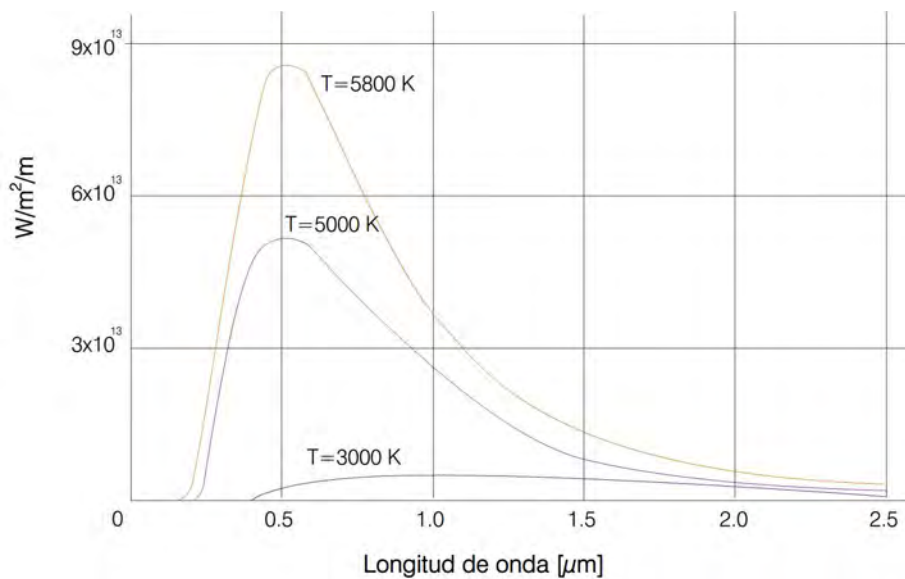


Figura 2.1: Radiación espectral de un cuerpo negro.

La luz blanca se puede obtener por medio de otro tipo de fuentes pero sin presentar las mismas características. Por ejemplo las lámparas incandescentes presentan una temperatura de 2700 K y el rango de luz visible que emiten no está compuesto por

2. FENÓMENO SOLAR

las mismas longitudes que la luz del Sol. Considerando lo anterior, el espectro Solar extraterrestre es razonablemente parecido a la radiación de un cuerpo negro, por lo que se le puede analizar como tal.

2.0.3. Efectos atmosféricos

Al llegar a la atmósfera terrestre, los rayos del Sol se enfrentan a una capa de moléculas que conforman la atmósfera, las cuales ocasionan que parte de los rayos del Sol sean absorbidos, otros se dispersen y algunos otros la atraviesen. A su vez los rayos que atravesaron la atmósfera pueden ser absorbidos o reflejados por objetos que se encuentran a nivel del suelo.

Los rayos que son absorbidos en la atmósfera provocan que el espectro solar se modifique. La Figura 2.2 muestra el espectro solar que se obtiene al cruzar la atmósfera (en 1 AM) y antes de cruzarla (0 AM). Se puede observar como algunas longitudes de onda son absorbidas y como disminuye en general la densidad de energía.

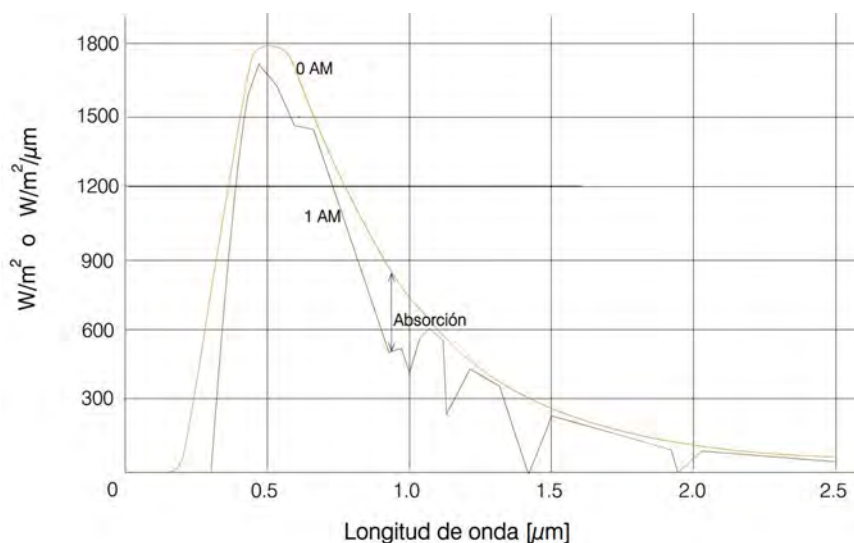


Figura 2.2: Efectos de absorción en la atmósfera.

La atmósfera está compuesta por una mezcla de gases, donde predominan el nitrógeno (N_2) y el oxígeno (O_2). Los gases que se encargan de modificar el espectro solar son el vapor de agua, dióxido de carbono (CO_2) y ozono (O_3) ya que cada uno absorbe una longitud de onda diferente:

-
- O₃ absorbe radiación ultravioleta.
 - CO₂ y O₂ absorben parte de la radiación visible e infrarrojo.

2.0.4. Radiación solar

Los rayos que no son absorbidos por los gases en la atmósfera chocan contra ella y algunos de estos la atraviesan.

Debido a este efecto, los rayos del Sol dividen en 3 componentes:

Radiación directa. Rayos que llegan de forma perpendicular a la superficie de la Tierra sin sufrir dispersión.

Radiación reflejada (albedo). Rayos que llegan a la superficie de la Tierra y se reflejan.

Radiación difusa. Rayos que se dispersan al pasar por la atmósfera.

La suma de estas tres componentes se denomina radiación global. Cada tipo de radiación se mide con un dispositivo específico debido a las características particulares que presenta, más adelante se describirá con detalle.

La trayectoria que realicen los rayos del Sol por la atmósfera determinará la cantidad de radiación difusa que se genera y la cantidad de radiación que se absorba. A la longitud de trayectoria de atmósfera que recorren los rayos se le denomina masa de aire (*air mass* por sus siglas en inglés). La longitud que recorren los rayos de forma perpendicular se le denomina 1 AM y se toma como referencia. Las cantidades más comunes de AM que se usan son las siguientes:

- 0 AM: En la superficie de la atmósfera.
 - 1 AM: La trayectoria tiene una incidencia perpendicular.
 - 2 AM: La trayectoria tiene una incidencia de 60°.
 - 1.5 AM: La trayectoria tiene una incidencia de 40°.

Entonces se recorre más AM cuando el ángulo de incidencia no es perpendicular. Este

2. FENÓMENO SOLAR

ángulo se denomina ángulo cenit (θ_Z), ya que determina el ángulo de incidencia de la radiación directa respecto al cenit o vertical.

La intensidad de la radiación es una función de la AM que tiene que recorrer los rayos, se determina con la siguiente expresión:

$$I = 1367(0.7)^{AM^{0.678}} \quad (2.2)$$

En la superficie de la atmósfera se tiene una radiación de 1376 kW/m^2 , la cual se reduce aproximadamente 70% al recorrer 1 AM.

La cantidad de calor que se absorbe en la superficie terrestre y en los océanos por el día, se irradia al espacio por la noche. Este proceso natural mantiene el balance de la temperatura en la Tierra. Sin embargo, por el aumento de los gases de efecto invernadero (vapor de agua, CO_2 , O_3), se altera el balance natural del control de temperatura en la Tierra, provocando así el calentamiento global.

Para cuantificar la potencia y energía que proporciona el Sol, se utilizan las siguientes magnitudes:

Irradiancia. Cuantifica la densidad de potencia de los rayos del Sol se mide en W/m^2 .

Irradiación. Cuantifica la energía que generan los rayos del Sol se mide en $\text{W}\cdot\text{h/m}^2$.

La irradiancia es un parámetro que se utiliza para calibrar los módulos. Se hacen pruebas al módulo con 1000 W/m^2 , a 1.5 AM y con una temperatura de 25° , para obtener parámetros como la corriente y voltaje.

Por otro lado la irradiación se obtiene a partir de integrar la irradiancia, generalmente se integra considerando las horas del día en las que el Sol es visible, de esa integración se obtiene el número de horas durante el día en las que se obtiene un nivel de irradiancia de 1000 W/m^2 y se denominan horas solares pico (psh, *peak sun hours* por sus siglas en inglés). En la Figura 2.3 se puede observar cómo se integra la irradiancia y la expresión de la irradiación como área bajo la curva.

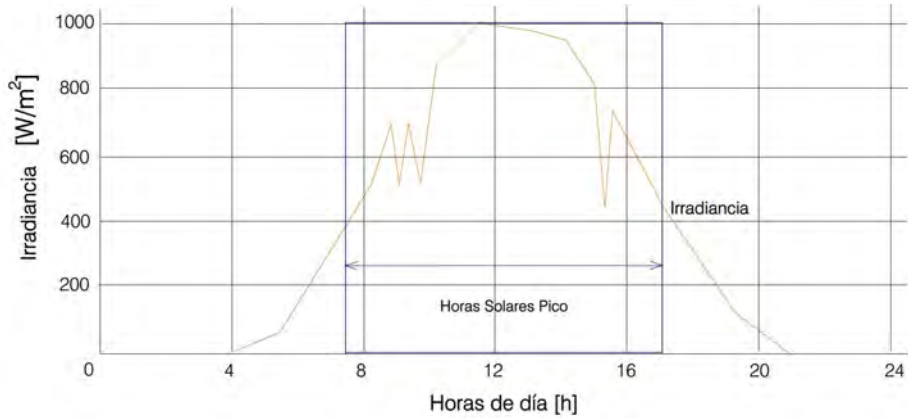


Figura 2.3: Irradiancia e irradiación.

2.0.5. Posición del Sol

El Sol es el elemento central del Sistema Solar. La Tierra describe una trayectoria elíptica alrededor del Sol por lo que la distancia d , entre el Sol y la Tierra es diferente cada día del año, varía según la siguiente expresión:

$$d = 1.5 \times 10^{11} \left(1 + 0.017 \sin\left(\frac{360(n - 93)}{365}\right) \right) \quad (2.3)$$

Donde:

- El día del año: n

La Tierra además rota sobre el eje polar, el cual se encuentra inclinado 23.45° respecto a un eje perpendicular al plano de la órbita sobre la que gira. En la Figura 2.4 se pueden apreciar mejor las características de estos dos movimientos, denominados traslación y rotación.

El movimiento de traslación provoca que la posición del Sol, respecto a la Tierra, sea diferente durante todo el año. Para cuantificar esta desviación se toma como referencia la posición del Sol cuando los rayos llegan perpendicularmente sobre el ecuador, esto solamente sucede durante el primer día de primavera y el primer día de otoño. Este ángulo se denomina declinación solar y se define como δ . Se puede obtener la declinación de los rayos durante todo el año mediante la siguiente expresión:

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(\frac{360(n - 80)}{365}\right) \quad (2.4)$$

Donde:

2. FENÓMENO SOLAR

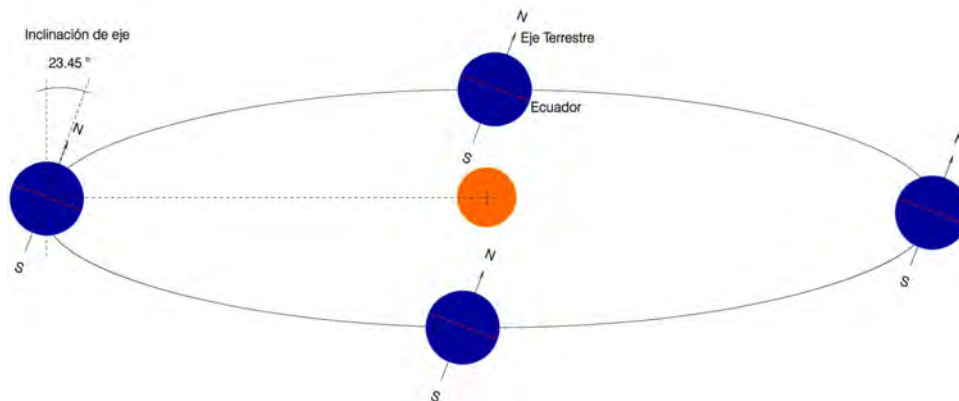


Figura 2.4: Movimiento de rotación y traslación.

- Declinación solar: δ
- El día del año: n

Como se puede observar en la expresión, la declinación tiene un rango de desviación de $\pm 23.45^\circ$. En la Figura 2.5 se puede apreciar mejor el cambio de la posición del Sol respecto a la Tierra y como se mide δ .

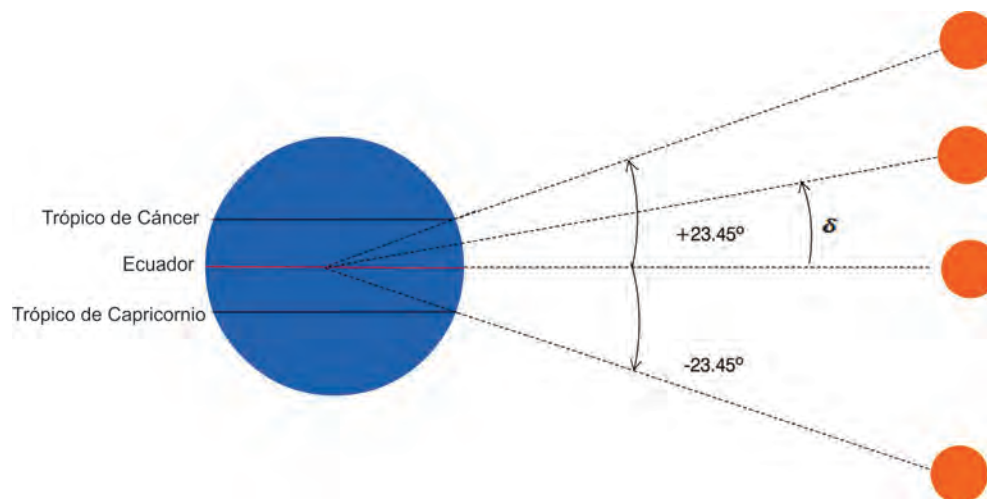


Figura 2.5: Declinación solar δ .

Para poder definir la posición del Sol respecto de la Tierra basta con definir dos coordenadas, si se considera una distancia constante entre la Tierra y el Sol. Básicamente se definen 2 ángulos con las siguientes características, mostradas en la Tabla 2.1.



Nombre	Definición	Referencia	Ejemplo
Acimutal	β	Es el ángulo de incidencia respecto a un plano horizontal.	
Acimutal	φ	Es el ángulo de la posición del Sol respecto al Sur.	

Tabla 2.1: Ángulos principales para definir posición del Sol

Otro ángulo que aporta información importante es el ángulo que describe la diferencia en grados del desplazamiento de la posición del Sol, tomando como referencia su posición en el cenit (posición del Sol al mediodía local). Se denomina ángulo horario (H) y se determina considerando que la Tierra gira 360° en 24 horas. Mediante la ecuación(2.5) se puede determinar su valor.

$$H = 360^\circ \left(\frac{12 - T}{24} \right) = 15^\circ(12 - T) \quad (2.5)$$

Donde:

- Ángulo horario: H
- Las horas antes o después del cenit: T

T puede tomar valores entre 0 y 24. H puede tomar valores positivos o negativos entre $\pm 180^\circ$, estos valores indican en qué posición se encuentra el Sol y se identifica mediante la siguiente relación.

$$H \geq 0 ; \text{grados antes del mediodía.}$$

$$H < 0 ; \text{grados después del mediodía.}$$

También es importante considerar la altitud del lugar que se define como L. Para definir el valor de β y φ , los ángulos principales, se aplican dos relaciones trigonométricas y se obtienen los valores en función de las variables que se describieron anteriormente. Las ecuaciones(2.6) y (2.7) se utilizan para definir estos ángulos.

$$\text{sen}(\beta) = \cos(L) \cos(\delta) \cos(H) + \sin(L) \sin(\delta) \quad (2.6)$$

2. FENÓMENO SOLAR

$$\sin(\varphi) = \frac{\sin(\delta) \cos(H)}{\cos(L)} \quad (2.7)$$

Para obtener una mejor visualización de la relación entre los ángulos principales conviene realizar una gráfica de β en función de φ . Tomando en cuenta la simetría del movimiento del Sol respecto al sur, se tiene que realizar la siguiente consideración para evitar la ambigüedad:

$$\cos(H) \geq \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)}; |\varphi| \leq 90^\circ$$

$$\cos(H) < \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)}; |\varphi| > 90^\circ$$

La Figura 2.6 muestra un ejemplo de la relación de estos valores considerando una altitud de 29° . Se puede observar la posición del Sol en cada hora. El movimiento que presenta el Sol varía en función del día del año.

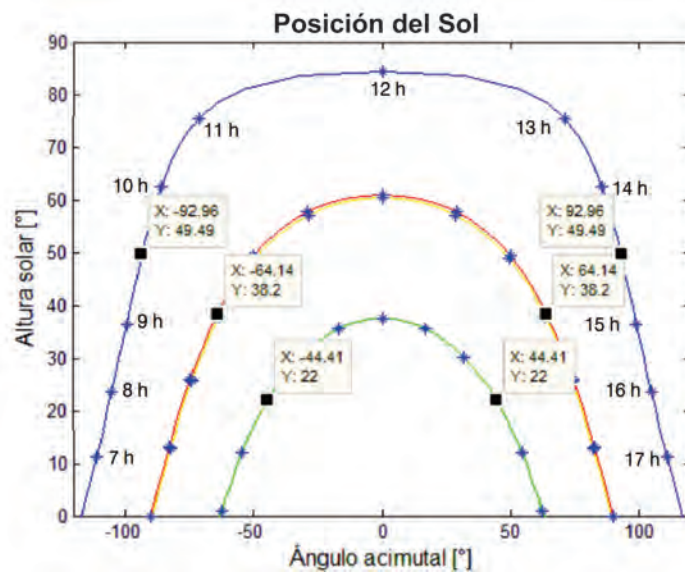


Figura 2.6: Gráfica β en función de φ

Conociendo la posición del Sol se pueden determinar las fechas en las que se presenta una mayor exposición, los ángulos y la altura máxima y mínima que puede presentar. Con base en la información anterior, sencillo determinar las fechas con mayor generación de energía y las horas durante el día en las que se consigue mayor radiación.

Por otro lado el ángulo y la altura que puede presentar el Sol determina la longitud de las sombras que provoca esta estrella, esta información es importante ya que se puede determinar la fecha en la que el Sol presenta una altura mínima ya que genera más sombras, este ángulo se presenta durante el solsticio de invierno.

2.0.6. Captación máxima

La cantidad de radiación directa que incide sobre el colector, es decir la componente de la radiación directa, es proporcional al coseno del ángulo entre la incidencia de la radiación y la normal del plano del colector, como se puede observar en la 2.7.

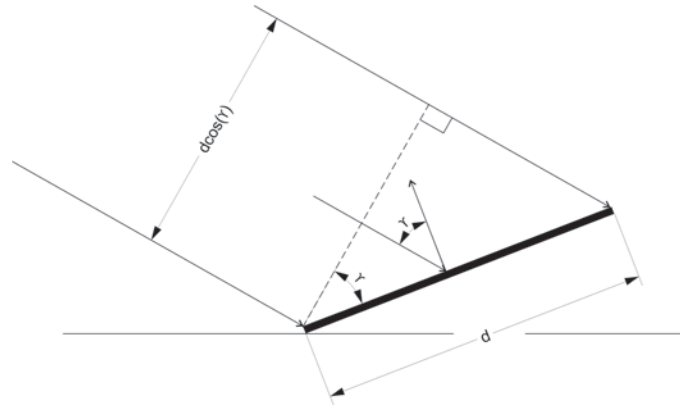


Figura 2.7: Plano colector.

Considerando que el Sol cambia su posición a lo largo del día, y por lo tanto cambia su ángulo de incidencia sobre el colector, la fracción de radiación sobre el colector oscila entre $\cos \gamma$ y 1.

Por otro lado la captación de radiación difusa no depende del factor que afecta a la radiación directa, por lo tanto cuando en el ambiente predomina la radiación difusa la orientación del colector no repercutirá de manera significativa a la cantidad de radiación que se capte. En general el objetivo de orientar el colector es disminuir la MA que tienen que atravesar los rayos del Sol y obtener un ángulo de incidencia que ofrezca una fracción de radiación directa cercana a 1, es decir que los rayos del Sol incidan perpendicularmente sobre el colector y atraviesen la menor cantidad de MA.

2. FENÓMENO SOLAR

Como se mencionó anteriormente, el Sol se mueve 15° cada hora. Considerando que el colector mantiene una misma posición, los rayos recorrerán una MA mínima durante 2 horas al día. Conforme el Sol vaya cambiando su posición la MA será mayor, por lo tanto la intensidad de los rayos del Sol disminuirán.

Con base en lo anterior aproximadamente antes de las 10:00 am y después de las 2:00 pm la energía captada disminuye rápidamente, por lo que las horas de mayor captación se presentan entre las 10:00 am y 2:00 pm. Este rango de tiempo depende de la estación y de la ubicación del colector, pues como ya se vio anteriormente el movimiento que describe el Sol depende de varios factores.

La orientación del colector se puede definir considerando un mayor rendimiento para:

Determinada época del año.

La orientación del colector se ajusta de modo que se obtenga una mayor captación durante determinada estación. Este ajuste dependerá del ángulo δ (declinación solar) y la altitud del lugar (φ), el ángulo de inclinación será igual a $\varphi - \delta$.

Todo el año.

Considerando que δ varía su valor a lo largo del año, se obtiene un valor promedio. Por ejemplo durante el verano en el hemisferio δ varía sinusoidalmente de 0° en marzo 21 a 23.45° en junio 21 y regresa a 0° en septiembre 21. Esta variación de δ se puede representar como la función de media onda senoidal por lo tanto su valor promedio se obtiene como:

$$\delta_{Promedio} = \frac{2A}{\pi}$$

Donde:

- La amplitud es $A=23.45^\circ$

Entonces se obtiene un valor de $\delta_{Promedio}$:

$$\delta_{Promedio} = \frac{2}{\pi} \times 23.45^\circ \pi$$

$$\delta_{Promedio} = 14.93^\circ$$

Del mismo modo se obtiene el $\delta_{Promedio}$ para la época entre marzo 21 y septiembre 21, $\delta_{Promedio} = -14.93^\circ$. Entonces la mejor posición para el verano es $\varphi - 15^\circ$ y para el invierno $\varphi + 15^\circ$

En la Figura 2.8 se puede observar cuál es el ángulo que se debe modificar para conseguir la captación de energía que se requiera.

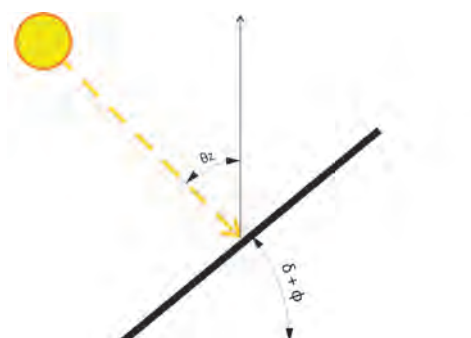


Figura 2.8: Ángulo de inclinación del colector.

Considerar cualquiera de las opciones para la orientación del colector también dependerá de la cantidad y tipo de radiación que se presenten en el lugar. Esta información se puede obtener a través de tablas de radiación.

Por otro lado si el colector se monta sobre un soporte móvil (seguidor) que cambie su posición y ajuste al movimiento del Sol, se puede captar aproximadamente más del 50% de energía que montando el colector sobre un soporte fijo. La Figura 2.9 muestra la irradiancia acumulada durante el día por cada uno de los soportes.

2.0.7. Sombra

Un aspecto muy importante para la elección del lugar donde se colocarán los colectores (parque) es evitar las sombras. La posición del parque se debe determinar con base en la posición del Sol de modo que se puedan determinar las sombras que se pueden presentar sobre el parque. En la Figura 2.6 se describen las curvas del movimiento del Sol, con estas curvas se pueden determinar las sombras de objetos cercanos al parque y los colectores mismos. Entonces la posición del parque se determina en función de las

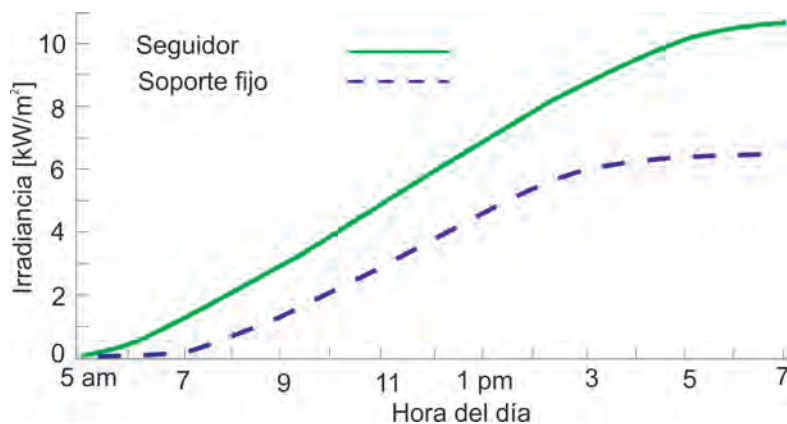


Figura 2.9: Diferencia entre estructura fija y seguidor.

horas en las que se quiera mantener a los colectores sin sombreados, un valor razonable puede ser de 9:00 am a 3:00 pm.

2.0.8. Medición de la radiación

Con los modelos matemáticos, descritos anteriormente, se puede determinar la posición del Sol y la radiación que presenta sobre la Tierra, sin embargo no ofrecen resultados reales. Para tener información confiable de las características de la radiación en determinado lugar generalmente se usan bases de datos de mediciones de radiación que se han realizado durante un largo periodo de tiempo, ya que factores como el clima del lugar, pueden modificar la radiación. Es por eso que se emplean diferentes instrumentos para medir la radiación.

Como ya se mencionó, los rayos del Sol se conforman por tres componentes. Estas se pueden medir mediante piranómetros y pirheliómetros.

El piranómetro mide radiación global y difusa. Responde a todas las longitudes de onda. Presenta un campo de medición de 180° , generalmente se coloca sobre el plano horizontal para medir la radiación sobre la superficie pero también se coloca sobre el plano del panel fotovoltaico con el propósito de medir la radiación que incide sobre la superficie del panel. Se ilustra en la Figura 2.10.

El pirheliómetro mide radiación directa. Tiene un alcance de 5 a 6 grados de apertura. Generalmente el sensor está dotado de un visor en el que un pequeño punto luminoso



Figura 2.10: Piranómetro.

coincide con una marca situada en el centro del mismo, cuando la superficie receptora se halla en posición exactamente perpendicular al haz solar directo. Por esto se requiere que todos los pirheliómetros vayan montados sobre un mecanismo que les permita un seguimiento muy preciso del Sol. También se puede colocar sobre el plano horizontal o montado sobre el panel fotovoltaico. Se ilustra en la Figura 2.11.



Figura 2.11: Pirheliómetro.

El espectro radiómetro está diseñado para medir la radiación espectral desde el rango visible hasta cerca del infrarrojo. Se ilustra en la Figura 2.12.

2. FENÓMENO SOLAR

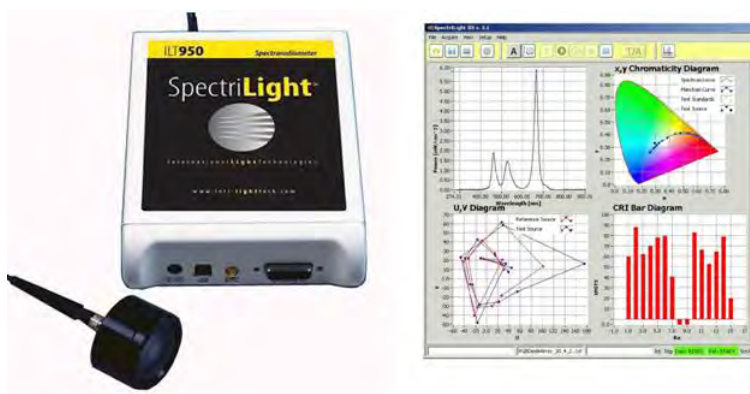


Figura 2.12: Radio espectrómetro.

Capítulo 3

Sistemas solares fotovoltaicos

3.1. Introducción

Los sistemas solares fotovoltaicos son un conjunto de elementos que tienen como finalidad transformar la radiación solar en energía eléctrica. Están formados de una serie de elementos que se interconectan entre sí para generar una cantidad de energía deseada para su utilización, ya sea conectándose a una red eléctrica o alimentando directamente algún establecimiento u hogar.

La base de un sistema fotovoltaico es la celda fotovoltaica (Figura 3.1). Debido a que éstas producen menos de 5 W a aproximadamente 0.5 V, las celdas fotovoltaicas deben conectarse en serie y en paralelo para obtener más potencia. A esta configuración de las celdas se les llama módulos fotovoltaicos (Figura 3.2). A su vez los módulos se conectan en serie para formar paneles, cadenas o “strings” y así obtener mayor potencia (Figura 3.3). Finalmente los paneles se pueden conectar en serie o en paralelo para formar arreglos y así obtener la energía requerida. En la Figura 3.4 se muestra un arreglo fotovoltaico.

Además de los módulos fotovoltaicos, un sistema fotovoltaico se conforma en algunos casos por baterías, encargadas de almacenar aquella energía de sobra. Si el sistema usa baterías de almacenamiento, requiere entonces de un controlador de carga.

Si las cargas que satisfará el sistema fotovoltaico son de corriente alterna (la mayoría de los casos), el sistema fotovoltaico requerirá además un inversor, encargado de transformar la corriente directa en corriente alterna.

3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS



Figura 3.1: Celda fotovoltaica.



Figura 3.2: Módulo fotovoltaico, conformado por celdas fotovoltaicas.



Figura 3.3: Panel fotovoltaico, conformado por módulos fotovoltaicos .

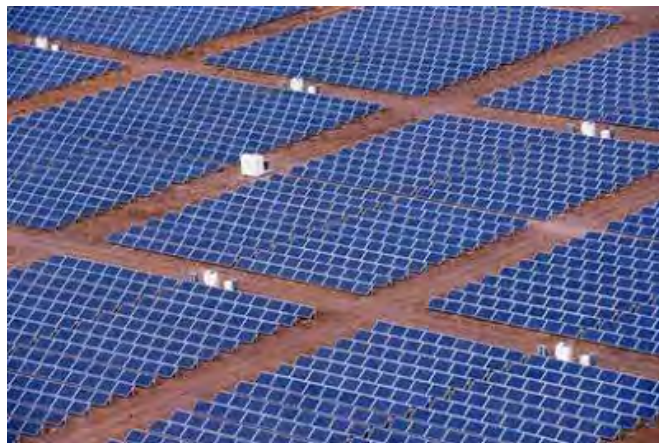


Figura 3.4: Arreglo fotovoltaico, conformado por paneles fotovoltaicos.

3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Para unir las grandes cantidades de paneles, un sistema fotovoltaico requiere de cajas combinadoras y en algunos casos incluso cajas recombinadoras.

Finalmente un sistema fotovoltaico puede contener seguidores solares en vez de soportes, los cuales logran una mejor captación de la luz solar.

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden ser de tres tipos: aislados, interconectados a la red o híbridos.

3.2. La celda fotovoltaica

Una celda fotovoltaica es un dispositivo que convierte la energía lumínica en energía eléctrica, a esto se le llama efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se componen de un ánodo y un cátodo recubierto de material fotosensible. La luz que incide sobre el cátodo libera electrones que son atraídos hacia el ánodo, de carga positiva, originando un flujo de corriente proporcional a la intensidad de la radiación. De este modo, por medio de la absorción de fotones se emiten electrones en la celda.

En la Figura 3.5 se explica el funcionamiento de una celda.

En la actualidad las celdas se fabrican con distintos materiales semiconductores, hasta ahora el más común sigue siendo el silicio (silicio policristalino, silicio monocristalino, silicio amorfo hidrogenado) pero también existen de otros materiales como el diseleniuro de cobre e indio (CIS), diseleniuro de cobre, galio e indio (CIGS), telurio de cadmio (CdTe) y, las más avanzadas en la actualidad y que siguen en investigación, las celdas de concentración fotovoltaica. En la Figura 3.6 se muestra un diagrama de los tipos de celdas fotovoltaicas según sus materiales de fabricación.

A continuación se describen brevemente los principales tipos de celdas fotovoltaicas que existen.

3.2.1. Silicio cristalino

- Monocristalino.

Su nombre hace referencia a la estructura homogénea que tiene el cristal de silicio. Este tipo de celda es la más utilizada comercialmente.

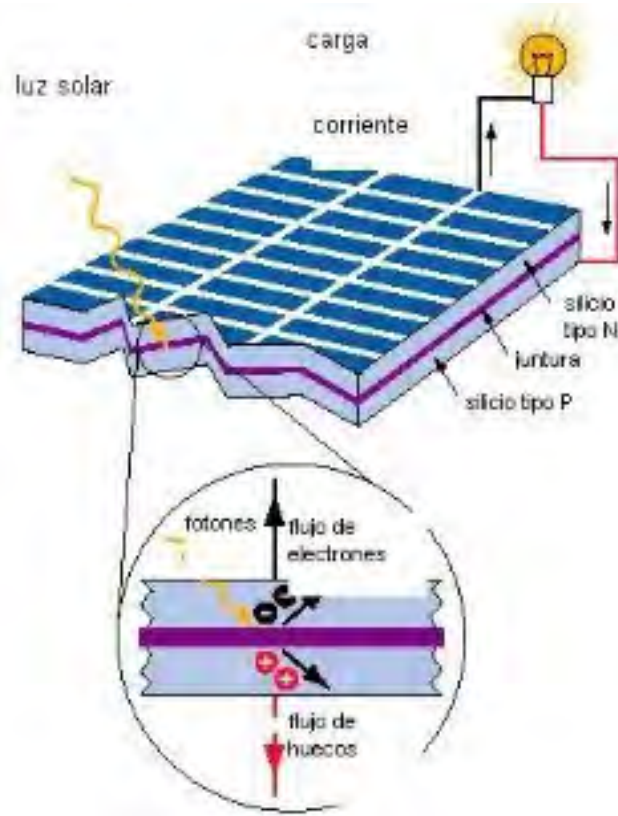


Figura 3.5: Funcionamiento de la celda fotovoltaica.

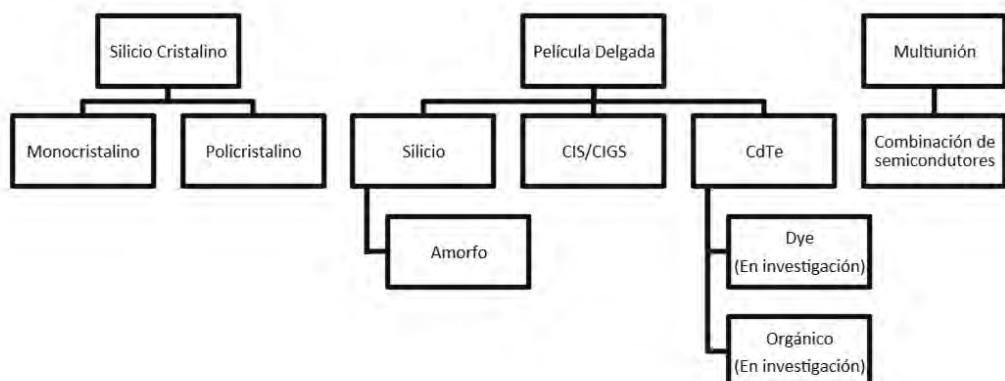


Figura 3.6: Materiales semiconductores utilizados para la fabricación de celdas solares.

3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

El silicio se extrae primero de la arena y es llamado silicio metalúrgico, ya que tiene un gran número de impurezas. Como primer paso de purificación, con este silicio se fabrica triclorosilano (SiHCl_3) debido a que es un compuesto líquido, lo cual lo hace más fácil de purificar que si estuviera en fase sólida.

Una vez purificado este compuesto, se recupera la forma sólida del silicio. Esto se logra mezclando y calentando el SiHCl_3 con H_2 . De aquí se obtiene polisilicio, en fase sólida, el cual es procesado para obtener un monocristal, que es lo suficientemente puro para hacer las celdas solares. Al proceso con el cual se logra lo anterior se le llama Czochralski. Al final del proceso se obtiene una barra circular de silicio, de la cual a su vez se obtienen, mediante cortes, las obleas para hacer las celdas solares de silicio monocristalino.

- Policristalino.

Las celdas de silicio policristalino tienen un costo menor que las de silicio monocristalino ya que el proceso de la obtención de las obleas para la fabricación de las celdas es más barato, debido a que no se tiene una estructura homogénea como la del silicio cristalino. Sin embargo, por esto mismo, la eficiencia de estas celdas también es menor que la de las celdas de silicio monocristalino. El silicio policristalino es silicio constituido por granos de silicio cristalino. Al no ser una sola capa como el monocristal, se tienen bordes que hacen menor la eficiencia de la celda.

3.2.2. Película delgada

- Silicio amorfo (silicio amorfo hidrogenado).

El silicio amorfo, tal como su nombre lo indica, no tiene ordenamiento de sus átomos de silicio en forma de red cristalina. Debido a esto, no tiene propiedad semiconductor alguna a menos que se agregue al material una cierta cantidad de hidrógeno. Es por ello que cuando se habla de celdas de película delgada de silicio amorfo, se habla de silicio amorfo hidrogenado, designado por Si:H.

Estas celdas tienen una eficiencia menor comparada con las celdas cristalinas (y un costo menor), sin embargo también tienen un uso bastante extendido, por ejemplo en relojes y calculadoras.

Estas celdas se fabrican depositando el silicio directamente sobre un sustrato más barato (como vidrio o plástico) siendo posible que se pueda depositar en grandes superficies, del orden de metros cuadrados.

- Cobre-indio-selenio (CIS).

Estas celdas no son fáciles de fabricar a nivel industrial, pero debido a su buena apariencia y buena eficiencia, son celdas atractivas para diversas aplicaciones, por ejemplo en edificios, sin embargo también presentan problemas debido a la toxicidad de los elementos y su poca abundancia.

Las celdas solares CuInSe_2 o simplemente CIS tienen poco tiempo de haber salido al mercado, son fabricadas con una disposición donde el diseleniuro de cobre e indio, CIS, es depositado sobre vidrio o alúmina recubierto de una capa metálica de molibdeno.

Para que estas celdas puedan competir frente a otras tecnologías fotovoltaicas, se requiere optimizar aún más su proceso de fabricación.

- Cobre-indio-galio-selenio (CIGS).

Estas celdas solares de diseleniuro de cobre, galio e indio (Cu(InGa)Se_2 , o simplemente CIGS) son bastante parecidas a las CIS, su fabricación es a base de delgadas capas de material (en este caso cobre, indio, galio y selenio) depositadas directamente en el sustrato (vidrio, cerámica, plástico, etc.).

- Telurio de cadmio (CdTe).

Esta celda tiene bajos costos de producción a gran escala en comparación con las celdas de silicio, lo cual las vuelve atractivas, además de que poseen mayor eficiencia en la conversión de la energía solar en eléctrica que las películas delgadas de silicio amorfo (las celdas CdTe tienen una eficiencia del orden de las CIGS o CIS). Sin embargo, la disponibilidad de este compuesto químico usado como materia prima es muy inferior a la del silicio. Otro problema de esta tecnología es la toxicidad del cadmio que, como el mercurio, puede acumularse en la cadena de alimentos.

3.2.3. Celdas multiunión

Estas celdas son las más costosas y las más eficientes de todas. Tienen su principal uso en aplicaciones espaciales, sin embargo, se sigue trabajando en ellas para lograr que

sea una tecnología accesible y asequible para aplicaciones comerciales.

Su construcción es llevada a cabo haciendo varias capas, cada una de diferente material (como InGaP/GaAs, InGaP/InP, InP/Si). Cada capa es capaz de captar hasta cierta longitud de onda, fuera de este rango, no es capaz de convertir los fotones en energía eléctrica. Para lograr una alta eficiencia, las capas tienen un rango de longitudes de onda muy cercanas entre sí, de modo que entre todas se capta la mayor cantidad de energía del espectro electromagnético.

3.3. Componentes electrónicos asociados

Los componentes electrónicos básicos de un sistema fotovoltaico son los controladores de carga y los inversores (que contienen un MPPT). A continuación se describe brevemente cada uno de estos componentes y su funcionamiento.

3.3.1. Controladores de carga

Los controladores de carga son dispositivos electrónicos que se encargan de administrar tanto la energía que se inyecta a las baterías como la que se extrae de ellas. Se encargan de protegerlas de sobrecargas y sobredescargas y así prolongar la vida útil de las baterías. En la Figura 3.7 se muestra un controlador de carga.

Los controladores de carga son esenciales en los sistemas fotovoltaicos con baterías.

El cargador permite que la energía de los módulos llegue a la batería hasta el momento en que ésta está totalmente cargada. Cuando esto ocurre, el controlador desconecta los módulos de la batería evitando que se sobrecarguen.

Cuando la energía de la batería es requerida, es decir, cuando está en proceso de descarga, el controlador lo permite hasta el momento en que la batería se queda con un margen mínimo de carga, dada por el fabricante (no se descarga totalmente pues se dañaría). Cuando se llega a este nivel, el controlador desconecta las baterías del inversor.

La interconexión de este dispositivo se muestra en el Capítulo Sistemas Fotovoltaicos Aislados, en la Figura 4.1.



Figura 3.7: Controlador de carga.

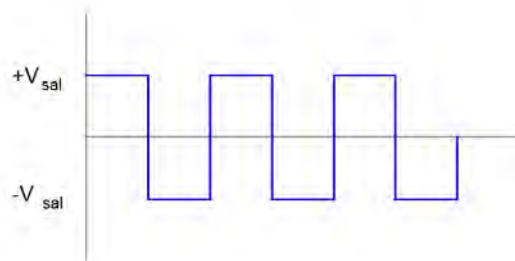


Figura 3.8: Onda de salida del inversor tipo puente monofásico.

3.3.2. Inversores

El inversor se encarga de convertir la corriente directa que llega, ya sea de los módulos fotovoltaicos o de las baterías, a corriente alterna.

Un inversor es un componente electrónico esencial en los sistemas fotovoltaicos, ya que en casi todos los casos, las cargas, o la mayoría de las cargas, son de corriente alterna y no de corriente directa.

De igual forma tiene una función indispensable para los sistemas interconectados a la red, pues a ésta debe llegar una onda sinusoidal.

El principio básico del funcionamiento del inversor monofásico, se muestra en el circuito de la Figura 3.9. En este esquema se pueden observar transistores que funcionan en modo de corte y saturación (como interruptores que se abren y cierran). Los transistores reciben señales de entrada que hacen que se comporten como interruptores cerrados o abiertos en una determinada secuencia para poder formar a la salida una onda de corriente alterna (el inversor más sencillo y común es el de onda cuadrada). En la Ta-

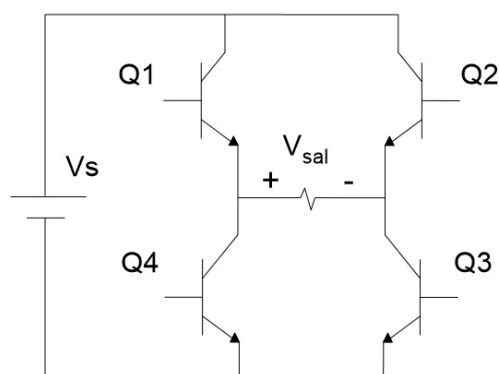


Figura 3.9: Inversor tipo puente monofásico.

En la Figura 3.1 se muestra la tensión de salida de acuerdo con el estado de los transistores, mientras que en la Figura 3.8 se muestra la salida.

Interruptores cerrados	Tensión de salida V_{sal}
Q1 y Q3	$+V_{sal}$
Q2 y Q4	$-V_{sal}$
Q1 y Q2	0
Q3 y Q4	0

Tabla 3.1: Tensión de salida de acuerdo al estado de los interruptores (transistores). - De acuerdo al estado de los interruptores (que en realidad son transistores) se tiene una tensión de salida, que forma una onda cuadrada.

El funcionamiento de un inversor trifásico es muy similar, el circuito básico de uno de éstos se muestra en la Figura 3.10.

De igual manera, los transistores funcionan como interruptores, que, siguiendo una secuencia, forman tres ondas de corriente alterna a la salida (V_{an}, V_{bn}, V_{cn}). El circuito está compuesto de dos partes, los transistores Q y los transistores Q'. Éstos funcionan por parejas, cuando un transistor Q está activado significa que también el transistor Q' correspondiente lo está. La secuencia de los interruptores (transistores) se muestra en la Tabla 3.2, y en la Figuras 3.11- 3.13 se muestran los voltajes de fase a neutro de salida.

En muchos inversores se tiene además un MPPT (Maximum Power Point Tracker),

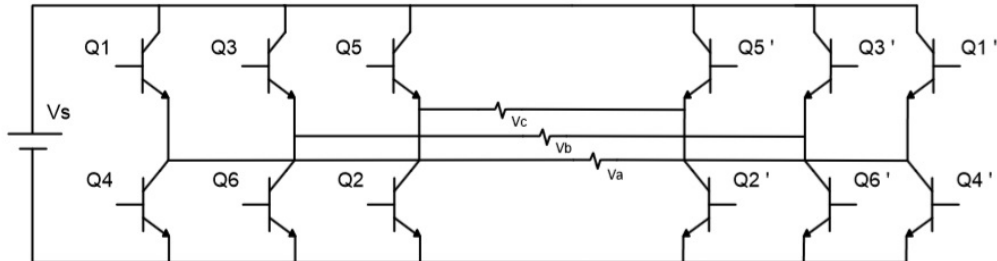


Figura 3.10: Inversor tipo puente trifásico.

Interruptores cerrados	Tensión de salida de fase a neutro
Q1, Q5 y Q6	$V_{an} = +\frac{V_s}{3}, V_{bn} = -\frac{2V_s}{3}$ y $V_{cn} = +\frac{V_s}{3}$
Q1, Q2 y Q6	$V_{an} = -\frac{V_s}{3}, V_{bn} = -\frac{V_s}{3}$ y $V_{cn} = +\frac{2V_s}{3}$
Q1, Q2 y Q3	$V_{an} = -\frac{2V_s}{3}, V_{bn} = +\frac{V_s}{3}$ y $V_{cn} = +\frac{V_s}{3}$
Q2, Q3 y Q4	$V_{an} = -\frac{V_s}{3}, V_{bn} = -\frac{2V_s}{3}$ y $V_{cn} = -\frac{V_s}{3}$
Q3, Q4 y Q5	$V_{an} = +\frac{V_s}{3}, V_{bn} = +\frac{V_s}{3}$ y $V_{cn} = -\frac{2V_s}{3}$
Q4, Q5 y Q6	$V_{an} = +\frac{2V_s}{3}, V_{bn} = -\frac{V_s}{3}$ y $V_{cn} = -\frac{V_s}{3}$

Tabla 3.2: Tensión de salida de cada fase de acuerdo al estado de los interruptores(transistores). - De acuerdo al estado de los interruptores (que en realidad son transistores) se tiene una tensión de salida por fase.

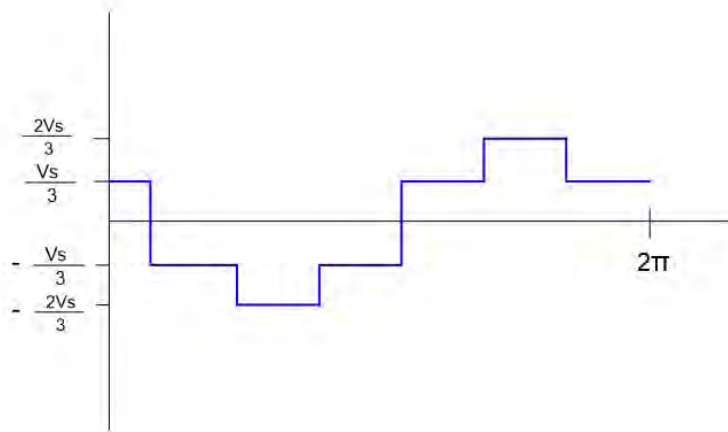


Figura 3.11: Voltaje de salida de la fase a al neutro, V_{an} .

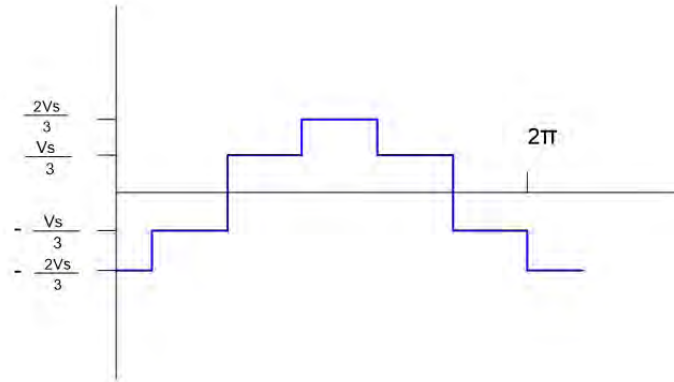


Figura 3.12: Voltaje de salida de la fase b al neutro, V_{bn} .

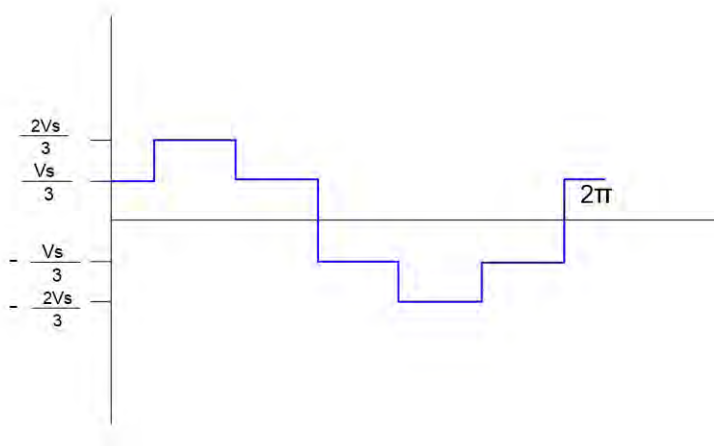


Figura 3.13: Voltaje de salida de la fase c al neutro, V_{cn} .

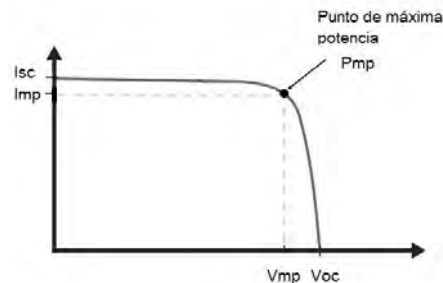


Figura 3.14: Gráfica que muestra el punto de máxima potencia de un módulo solar.

un seguidor del punto de máxima potencia que sirve para no perder tanta energía cuando las condiciones climáticas varían.

Los módulos solares tienen un voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y una corriente de corto circuito (I_{sc}) en condiciones estándar. Estos dos factores dan una potencia máxima bajo estas condiciones. Sin embargo, cuando la temperatura varía, la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto también cambian, disminuyendo así la potencia que se puede obtener de los módulos solares. El punto de máxima potencia se puede observar en la Figura 3.14.

Si la temperatura aumenta, el voltaje de circuito abierto disminuye, mientras que la corriente de corto circuito aumenta ligeramente. Si la temperatura disminuye, sucede lo contrario.

El MPPT, que es una adaptación de un convertidor de dc-dc, por medio de modulación por ancho de pulsos (generalmente) cambia un voltaje de entrada a un voltaje de salida a otro nivel de tensión. De este modo el MPPT trata de mantener el nivel de potencia lo más cercano al punto máximo, logrando aprovechar mejor los módulos solares.

3.4. Almacenamiento de la energía eléctrica

Tanto los sistemas fotovoltaicos aislados como los mixtos, requieren de un sistema de almacenamiento de la energía para poder utilizarla cuando no haya radiación solar

que suministre energía al sistema. La manera más común de almacenar la energía es en baterías. Existen varios tipos de éstas y se darán a conocer más adelante. Además de las baterías, se puede almacenar energía produciendo hidrógeno, bombeando agua cuesta arriba, girando un volante o cargando un gran capacitor.

En seguida se explican brevemente las principales formas de almacenamiento de la energía.

3.4.1. Baterías

Una batería está formada de uno o varios elementos electroquímicos con la propiedad de convertir la energía química en energía eléctrica.

Las baterías pueden ser primarias o secundarias, siendo las primarias las que no son posible recargar, es decir, aquellas cuyo proceso de convertir la energía química en energía eléctrica es irreversible. Las baterías secundarias en cambio, se pueden recargar, siendo el proceso de conversión de la energía química en eléctrica un proceso reversible.

A continuación se describen brevemente los parámetros característicos de las baterías, con base en los cuales se pueden elegir correctamente (la elección de los equipos se muestra en el Capítulo 6):

- Capacidad.

La capacidad nominal es la cantidad de electricidad (carga eléctrica) que puede obtenerse mediante la descarga total de una batería inicialmente cargada al máximo. Se mide en ampere-hora (Ah). Sin embargo, la capacidad nominal y la capacidad real de una batería son distintas, pues esta última depende de otros factores que se explicarán en seguida.

Asociado a la capacidad nominal, está el concepto del régimen de descarga, el cual se refiere al número de horas que la batería puede dar a una cierta corriente hasta que se descarga completamente. Este es un concepto muy importante, ya que de manera real, la capacidad de la batería varía de acuerdo con el régimen de descarga; la capacidad aumenta si la descarga es más lenta y disminuye cuando es más rápida.

La temperatura también afecta la capacidad, pues al aumentar la temperatura (hasta cierto punto) se aumenta la capacidad de la batería, mientras que a bajas tempera-

turas, la capacidad disminuye.

- Tensión.

Las baterías para aplicaciones fotovoltaicas suelen tener una tensión nominal de 2, 6, 12 o 24 V. Esta tensión varía durante los procesos de operación y puede presentar algunos volts por encima o por debajo de dicho valor.

- Autodescarga.

Es la pérdida de la energía de una batería cargada cuando ésta se encuentra en circuito abierto. La autodescarga es distinta para cada tipo de batería y debe considerarse como un consumo adicional, ya que demanda cierto porcentaje de energía almacenada.

- Profundidad de descarga.

Es el valor en porcentaje de la energía que se ha extraído de una batería totalmente cargada en una descarga.

La profundidad de descarga máxima es el valor en porcentaje de la energía máxima que se puede extraer sin dañar la batería.

- Densidad del electrolito.

La densidad del electrolito varía según la carga de la batería (en las baterías de plomo ácido, no así en las de níquel cadmio). En las baterías de plomo ácido, cuando la batería se encuentra descargada, la cantidad de ácido en la solución (electrolito), disminuye, mientras que si la batería está cargada, aumenta. Este parámetro es muy útil para conocer el estado de la descarga o carga de la batería. Se mide con un densímetro y sus unidades por lo general son g/cm^3 .

A continuación se muestran los tipos de baterías más comunes para sistemas solares fotovoltaicos con sus respectivas características.

- Batería de plomo ácido.

La batería consiste de un cátodo de plomo (Pb) y un ánodo de óxido de plomo (PbO₂). Ambos se encuentran inmersos en una solución de ácido sulfúrico (H₂SO₄). El

3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

proceso químico de esta batería libera hidrógeno y oxígeno, por lo que ésta necesita tener ventilación y así evitar un derrame del electrolito (ácido sulfúrico).

Este tipo de baterías tiene bastantes inconvenientes:

- Corrosión debida al ácido sulfúrico.
 - Autodescarga apreciable.
 - A bajas temperaturas su funcionamiento no es bueno.
 - Su capacidad depende bastante del régimen de descarga.

Con el fin de mejorar estas baterías y evitar los inconvenientes mencionados, se crearon baterías de plomo antimonio y plomo calcio.

La batería de plomo antimonio admite descargas moderadamente altas, sin embargo sigue existiendo corrosión en las terminales de la batería y existen pérdidas en la capacidad de almacenamiento.

La batería de plomo calcio permite que las baterías sean herméticas y que no requieran mantenimiento. Además tienen una baja autodescarga, aunque no admite gran número de ciclos por debajo del 15 % de su capacidad y no soporta profundidades de descarga superiores a 40 %. Su estructura es compacta y su precio es relativamente bajo. Estas baterías son usadas en instalaciones pequeñas.

- Batería de níquel cadmio.

El ánodo está compuesto de hidróxido de níquel (2Ni(OH)), el cátodo de cadmio (Cd) y el electrolito es de hidróxido de potasio (KOH).

Estas baterías son mas robustas que las de plomo ácido. Pueden soportar congelamientos y altas temperaturas, no se ven tan afectadas por una sobrecarga y pueden ser descargadas en su totalidad.

Tienen una profundidad de descarga de casi 100 % y su autodescarga si bien en un principio es elevada, con el tiempo disminuye, permitiendo retener una gran parte de la carga inicial por largos periodos de almacenamiento.

Incluso en algunas aplicaciones, estas baterías pueden funcionar sin un controlador de carga (ya que no se dañan por sobrecargas o sobredescargas). Estas baterías tienen

un costo 6 a 8 veces mayor que una batería de plomo ácido. Por todas sus características, tienen aplicaciones militares y espaciales.

Sin embargo esta batería tiene una desventaja: no se puede conocer el estado de carga de la batería por medio de la densidad del electrolito, ya que el hidróxido de potasio nunca varía su densidad. Además, a diferencia de la batería de plomo ácido, la de níquel cadmio mantiene una tensión de salida constante, que sólo cae, de forma vertiginosa, cuando la batería está prácticamente descargada, de modo que no se tiene un previo aviso de la falta de energía.

- **Batería de gel (VRLA)**

La batería Pb-ácido regulada por válvula (VRLA por sus siglas en inglés), no tiene un electrolito líquido, sino en gel. Al ser así, esta batería no requiere ventilación al exterior y es hermética. Es ideal para evitar derrames del electrolito y no necesita mantenimiento. La válvula que posee es un dispositivo de seguridad en caso de corto circuito o de sobrecarga. Generalmente son empleadas en aplicaciones de sistemas fotovoltaicos portátiles o en el mar.

Esta batería se puede emplear a bajas temperaturas con un resultado mejor que el que daría una batería de plomo ácido.

El costo de una batería de gel es aproximadamente 3 veces mayor que la de plomo ácido con electrolito líquido.

3.4.2. Almacenamiento de hidrógeno

Además de las baterías, también se puede usar el hidrógeno como medio de almacenamiento. El hidrógeno se obtiene entre otras maneras, por medio de la electrólisis del agua, y convenientemente, la salida de un sistema solar fotovoltaico es la apropiada para llevar a cabo una electrólisis eficiente.

Instalando un electrolizador (dispositivo que se encarga de separar el hidrógeno y el oxígeno del agua al aplicarle una diferencia de potencial) en el sistema solar fotovoltaico, se puede producir hidrógeno con la energía sobrante de los módulos fotovoltaicos.

3. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

La gran ventaja del hidrógeno es que puede ser almacenado, de tal forma que puede ser llevado a otros sitios para emplearse en distintas aplicaciones, como en los vehículos, por ejemplo.

Del hidrógeno obtenido se pueden seguir dos caminos: el primero, quemar el hidrógeno y usarlo de esta forma como combustible, con la ventaja de que no produce elementos contaminantes como la combustión de hidrocarburos, como el CO_2 entre otros, y con la desventaja de que almacenarlo ocupa demasiado espacio o incluso mucha energía para licuarlo y lograr que ocupe menos. El segundo camino es usar una celda de combustible para emplear el hidrógeno en la generación de energía eléctrica, teniendo como residuo únicamente vapor de agua.

La celda de combustible es una especie de pila que convierte en energía eléctrica la energía química de un combustible que recibe del exterior y es capaz de suministrar energía eléctrica mientras se mantenga el aporte de combustible.

Uno de los reactivos de la pila es el oxígeno, que actúa como oxidante en el cátodo y que, dada su disponibilidad en el aire, generalmente no es necesario almacenar. El combustible propiamente dicho es el hidrógeno, que alimenta la pila.

Una celda de combustible consta de dos electrodos, ánodo (-) y cátodo (+), ambos con cierto contenido de platino y separados por un electrolito sólido o líquido. En el ánodo se produce la reacción del hidrógeno, que se disocia en 2 protones y 2 electrones. Los protones de hidrógeno circulan a través del electrolito hasta el cátodo, mientras los electrones, que no pueden atravesar el electrolito, se escapan por un circuito eléctrico que conecta los dos electrodos. Este flujo de electrones es la corriente eléctrica que alimentará la carga. Una vez atravesado el circuito, los electrones entran en el cátodo, donde se combinan con los protones y el oxígeno del aire para formar agua. En la Figura 3.15 se muestra el funcionamiento de una celda de este tipo.

Usar el hidrógeno para generar energía eléctrica es mucho más eficiente que usarlo como combustible (quemarlo).

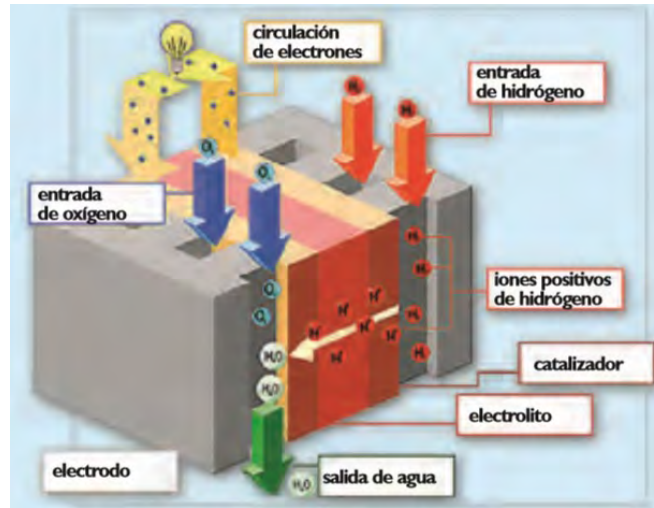


Figura 3.15: Funcionamiento de una celda de combustible de hidrógeno.

3.5. Cargas del sistema fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos deben estar dimensionados de acuerdo con las cargas, de este modo se sabe la potencia que deben cubrir.

Las cargas que puede tener un sistema solar fotovoltaico son tanto de corriente directa como de corriente alterna. Si se tienen cargas de corriente alterna, es forzoso que el sistema fotovoltaico cuente con un inversor como ya se ha mencionado.

Conocer las cargas que debe alimentar el sistema solar fotovoltaico no sólo es necesario para poder diseñar lo que a los módulos solares se refiere, sino que también para poder definir el tamaño y el modelo del sistema de almacenamiento (si es que tendrá uno) que mejor convenga.

Debido a que las cargas no son capaces de ajustar su capacidad a la disponibilidad de la potencia del sistema fotovoltaico en cada momento, es importante contar con un MPPT, del cual ya se ha hablado anteriormente.

3.6. Normas, códigos y reglamentos aplicables

En México, la norma principal de aplicación en este campo es la NOM-001-SEDE-2012, en su artículo 690.

Capítulo 4

Sistemas fotovoltaicos aislados

4.0.1. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos aislados son plantas de generación de energía eléctrica cuya misión es garantizar un abastecimiento autónomo, independiente del suministro de la red eléctrica. Un sistema fotovoltaico de este tipo necesita un sistema de almacenamiento de la energía, como los mencionados en el Capítulo 3. Cuando se dispone de energía solar, el sistema genera electricidad que es consumida, mientras que el excedente se almacena de modo que cuando no se dispone de la energía del sol, el sistema de almacenamiento proporcione la energía, logrando así un suministro de energía sin interrupción y sin dependencia de la red eléctrica.

Este tipo de sistemas fotovoltaicos se utilizan principalmente cuando no se tiene acceso a la red eléctrica, ya que ésta no llega a muchos sitios que son inaccesibles o están alejados de ella. Esto complica la construcción de la red y el proyecto no resulta rentable.

Considerando lo anterior, implementar sistemas fotovoltaicos aislados resulta una opción viable y rentable para abastecer de energía a lugares inaccesibles.

4.0.2. Aplicaciones

Entre los principales campos de aplicación de estos sistemas se mencionan los siguientes:

- Electrificación de viviendas (alejadas).
- Navegación (espacial y marítima).

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

- Aplicaciones agropecuarias.
- Bombeo y tratamiento de agua.
- Alumbrado público.
- Señalizaciones y comunicaciones.

Para algunas de estas aplicaciones, los sistemas fotovoltaicos aislados se han vuelto indispensables, como en el caso de la navegación, donde se debe abastecer energía a los equipos localizados en alta mar o en el espacio. Dado que algunas aplicaciones que requieren de estos sistemas se encuentran en lugares inaccesibles, los sistemas fotovoltaicos aislados no solo deben cubrir las necesidades energéticas de las cargas, sino también deben funcionar bajo condiciones ambientales extremas.

4.0.3. Características

El diseño y complejidad de un sistema fotovoltaico aislado depende de las características y requerimientos de energía que se tengan que suministrar. La naturaleza de las cargas determinará las características del sistema. La Tabla 4.1 muestra las configuraciones más comunes de implementación de este tipo de sistemas fotovoltaicos.

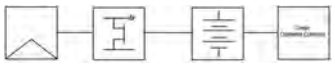
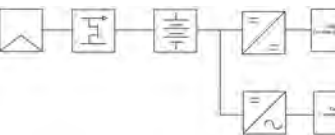
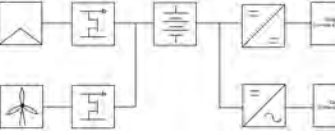
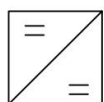
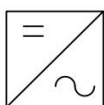
Configuración	Características
	<p>Para cargas de corriente continua. La recarga de la batería se garantiza con el controlador de carga.</p>
	<p>Se agrega un inversor (Convertidor CC/CA) para alimentar carga de corriente alterna. El convertido CC/CC regula la energía hacia la carga de corriente continua, se agrega sólo si la carga de corriente continua necesita un control más estricto de voltaje o corriente.</p>
	<p>Sistema híbrido. Se agrega una fuente de energía diferente a la fotovoltaica. Se adecúa con un controlador de carga extra. También se pueden alimentar cargas de corriente directa y alterna.</p>

Tabla 4.1: Tipos de sistemas fotovoltaicos aislados. - Se muestran diferentes configuraciones posibles de los sistemas fotovoltaicos aislados dependiendo de la aplicación que se requiera.

La aplicación que se necesite implementar va a definir el diseño y las características que tenga el sistema. Los elementos que se implementan cumplen una función particular, como se describe a continuación:



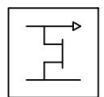
Convertidor CC/CC, garantiza la obtención de MMPT del módulo fotovoltaico.



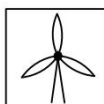
Convertidor CC/CA, se encarga de convertir la señal directa en señal alterna, esto dependerá de la naturaleza de la carga.



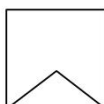
Batería, ofrece una continuidad del suministro de energía por su capacidad de almacenar energía.



Controlador de carga, administra la energía que llega a las baterías lo cual les garantiza una vida de uso mayor.



Generador eólico.



Módulo fotovoltaico.

De manera general un sistema fotovoltaico aislado se muestra en la Figura 4.1.

Es importante remarcar que los sistemas fotovoltaicos aislados también deben de cumplir con las normas y reglamentos a los que se hizo referencia en el Capítulo 3. Del mismo modo deben de contar con sus respectivas protecciones, sistemas de control y monitores.

La capacidad de un sistema fotovoltaico aislado debe considerar los criterios y lineamientos que establezca la Secretaría de Energía, ya que esta dependencia se encarga de otorgar el permiso para llevar a cabo la generación. Para autoabastecimiento se puede tener una carga instalada menor a 1 MW de acuerdo con la Ley del Servicio Público

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

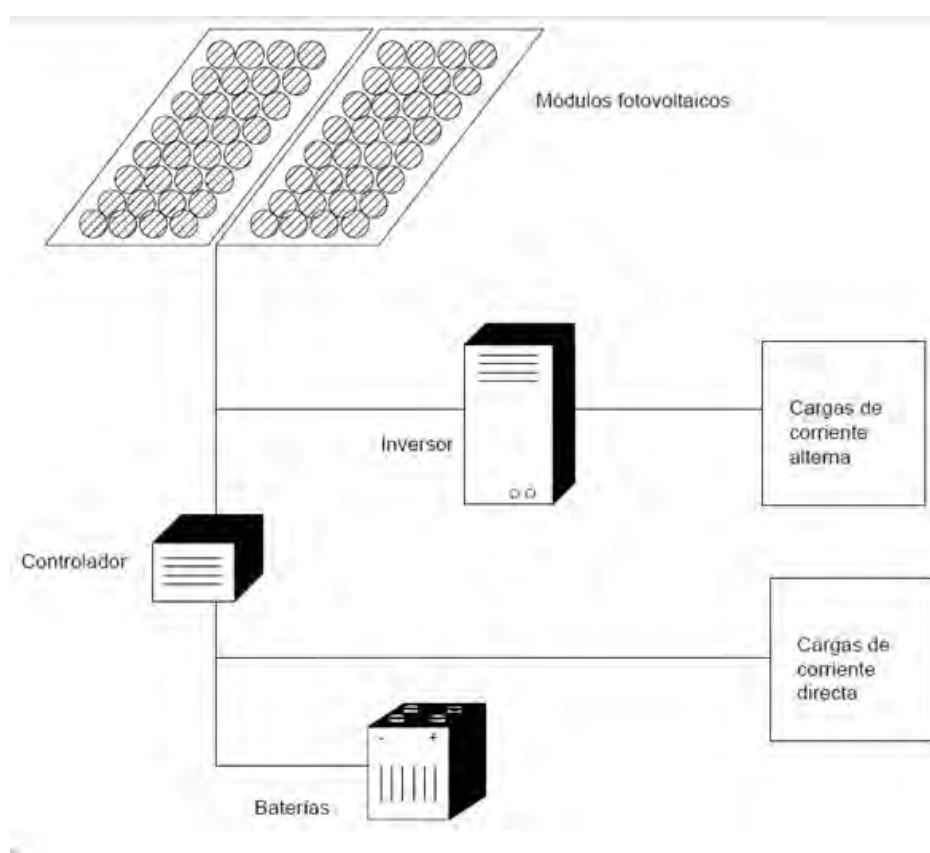


Figura 4.1: Esquema general de un sistema fotovoltaico aislado.

de Energía Eléctrica, (2012).

El dimensionamiento del sistema se realiza en base a la demanda de energía que se tenga y considerando las peores condiciones de radiación de solar, en particular usando el valor medio mensual de menor radiación global. De este modo se garantiza cubrir la demanda de energía bajo las condiciones más desfavorables.

Por otro lado el sistema estará sobredimensionado cuando las condiciones de radiación solar sean máximas ya que el excedente de energía no puede ser aprovechado.

Las principales ventajas que este sistema presenta son:

- No están conectados a la red.
- Son muy versátiles.
- Son de construcción modular.
- Funcionales ante condiciones ambientales extremas.

Por otro lado también presentan desventajas:

- Necesidad de un sistema de almacenamiento.
- Se tiene que sobredimensionar el sistema, para tener energía en las peores condiciones.
- Su implementación tiene un costo mayor que otro tipo de fuentes de energía.
- Se presentan pérdidas por acumulación de energía.

El precio de la energía fotovoltaica aún aun es elevado respecto al de otros medios de generación, sin embargo en aplicaciones aisladas de este tipo un sistema fotovoltaico resulta sumamente rentable.

4.0.4. Sistemas híbridos

Considerando que la disponibilidad de la energía solar es variable y que el almacenamiento de energía eléctrica no es económico, se puede implementar una fuente de energía eléctrica auxiliar al sistema fotovoltaico con la que se pueda garantizar la autonomía y suministro continuo de electricidad.

Este tipo de fuente auxiliar de energía debe complementar al sistema fotovoltaico, de modo que cuando uno no suministre energía suficiente el otro sea capaz de satisfacer esa demanda de energía.

4. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

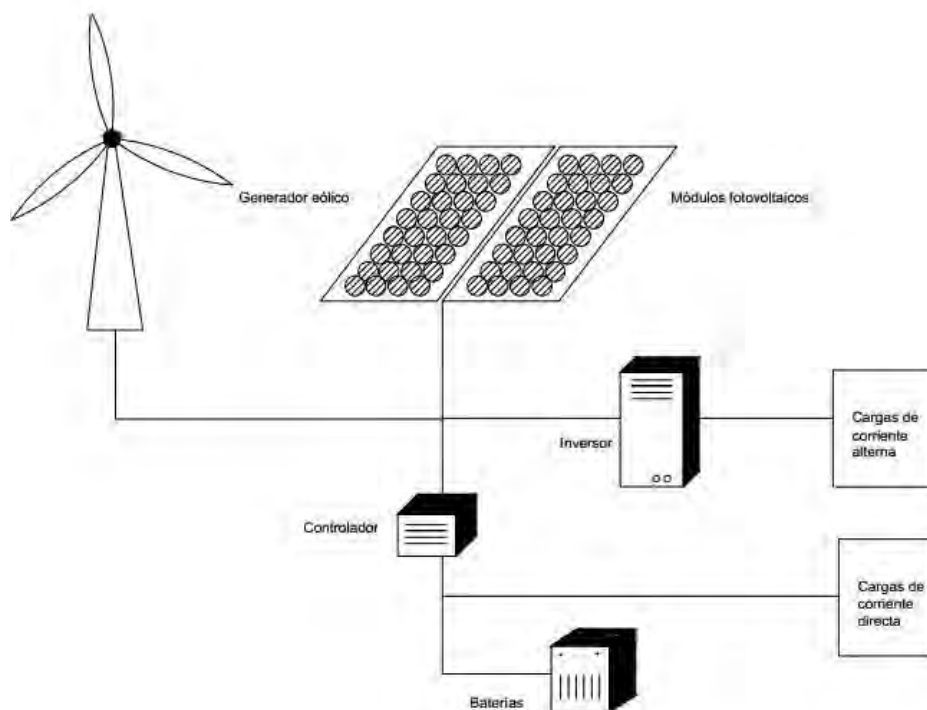


Figura 4.2: Esquema general de un sistema híbrido.

A este tipo de sistemas se les denomina sistemas híbridos. Estos sistemas combinan fuentes de energía eléctrica de naturaleza diferente como:

- Solar-Eólico.
- Solar-Hidráulico.
- Solar-Generador de combustión.

El último apartado de la Tabla 4.1 muestra su esquema de implementación con el ejemplo de un sistema Solar-Eólico, en donde se aprovecha la radiación solar durante el día, y durante la noche se aprovecha el viento, de este modo se tiene energía disponible para generar electricidad el mayor tiempo posible, reduciendo así el número de baterías necesarias en el sistema. En la Figura 5.2 se muestra el esquema general de un sistema híbrido.

Capítulo 5

Sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica

5.0.5. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos no sólo son aplicables a lugares aislados, lejanos a la red eléctrica, pues debido a la preocupación por el ambiente, eficiencia y disminución de costos de los módulos fotovoltaicos, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son también importantes y útiles.

Estos sistemas funcionan de manera similar a un sistema aislado, con la diferencia de que no se requieren baterías, pues la red eléctrica lleva a cabo la función de “almacenaje”. Así, cuando no hay sol y no se tiene la energía necesaria en el lugar, ésta es proporcionada por la red eléctrica; y cuando el sistema fotovoltaico está generando más energía eléctrica de la que se está usando, la energía sobrante es absorbida por la red eléctrica, siendo aprovechada por algún otro usuario de la red. De esta forma la energía generada por el sistema fotovoltaico no se pierde. En la Figura 5.1 se muestra un esquema de la conexión de un sistema interconectado a la red eléctrica.

5.0.6. Características

Para tener un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica se requieren los módulos fotovoltaicos, un inversor y dos contadores, uno de entrada y otro de salida (o un contador reversible), los cuales se encargan de llevar el control de la energía de la red eléctrica que se consume y que se cede por el sistema fotovoltaico. Así, puede

5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

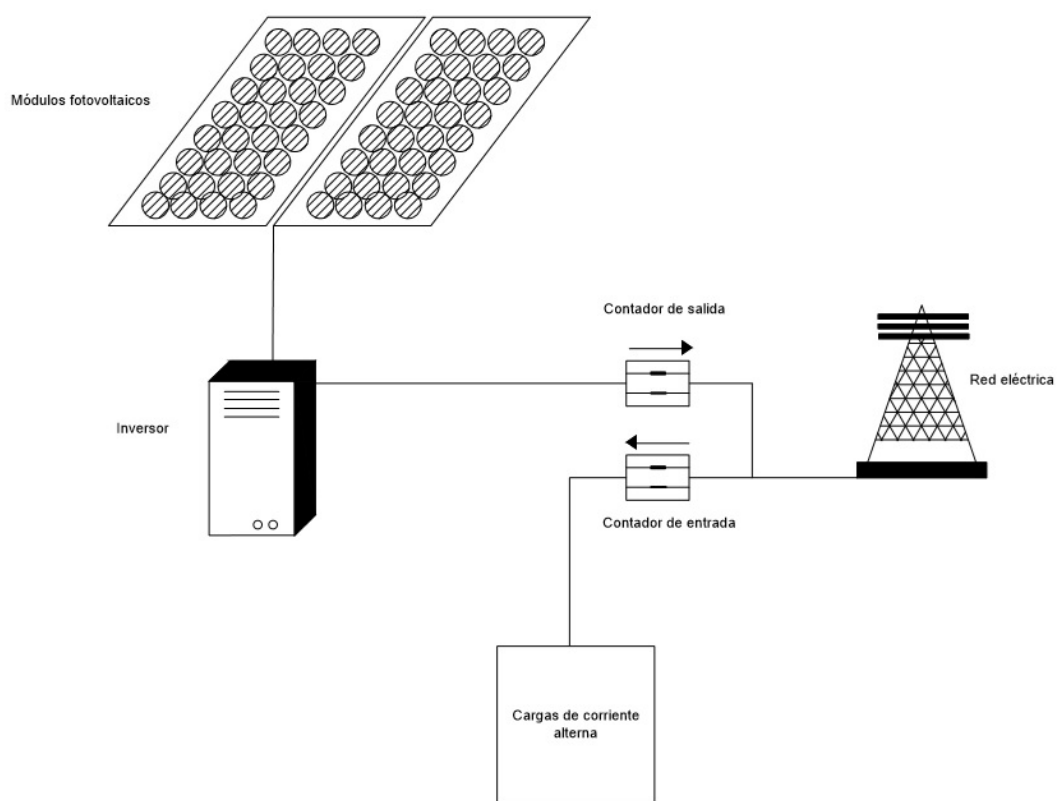


Figura 5.1: Esquema de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica.

existir una bonificación en el consumo de energía de la red eléctrica para el propietario de la instalación fotovoltaica debido a la energía otorgada por éste a la red.

Los sistemas fotovoltaicos aislados, como ya se explicó en el capítulo anterior, son muy útiles en lugares donde no se cuente con la red eléctrica, sin embargo, conviene más un sistema interconectado a la red (en el caso de tener disponible la red eléctrica, por ejemplo en una ciudad) por las siguientes razones:

- Mayor radiación anual.

Debido a que en un sistema interconectado se busca la inclinación óptima para el máximo de energía anual mientras que uno aislado busca la máxima producción en invierno (para que nunca falte energía).

- No hay pérdidas por acumulación.

Debido a que la energía no debe almacenarse en baterías.

- Mejor rendimiento.

Un sistema interconectado trabaja la mayor parte del tiempo a una potencia óptima, mientras que uno aislado trabaja la mayor parte del tiempo a muy baja potencia (ya que este sistema está sobredimensionado para la mayor parte del año con el fin de cubrir siempre la energía necesaria en las peores condiciones).

- Menor pérdida de captación anual.

Un sistema aislado está sobredimensionado, y por tanto, una parte del tiempo produce excedentes que no se pueden almacenar en las baterías. Esta energía se pierde. En cambio en un sistema aislado, la energía sobrante se va hacia la red eléctrica, reduciendo así las pérdidas de energía.

- Menor costo.

Un sistema interconectado a la red tiene un costo menor que uno aislado, debido a que no se requieren las baterías.

Además de todas las ventajas mencionadas, existen beneficios para las compañías eléctricas también:

5. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

- Refuerzo de las líneas eléctricas.

Durante el día la energía que sobra se va a la red eléctrica, “aligerando” su carga, ayudando a mantener un nivel de voltaje deseado. Este tipo de instalaciones son muy útiles en donde la red eléctrica está sobrecargada.

- Incremento de la vida del transformador.

Al conectarse un sistema de estos a una red de baja tensión, la demanda de la línea principal baja, haciendo que el transformador que la abastece no esté saturado y dure más.

- Reducción de las pérdidas de transporte.

No se requiere transportar esta energía sobrante de la instalación a una gran distancia, por lo que estas pérdidas se reducen.

5.0.7. Sistemas mixtos (interconectados y aislados)

Estos sistemas fotovoltaicos son llamados así porque combinan las características de un sistema interconectado a la red y de uno aislado. En la Figura 5.2 se puede observar un esquema de este tipo de sistema.

Este tipo de sistemas son los más confiables para asegurar energía siempre que se requiera, pero también son los más costosos.

Los sistemas mixtos están conectados a la red, pero también tienen su banco de baterías. Cuando la instalación fotovoltaica tenga excedentes, éstos van a las baterías para su almacenamiento. Una vez completas las baterías, el resto de la energía sobrante se va a la red eléctrica de la misma forma que en un sistema interconectado. De esta manera, al tener una falla la red eléctrica, se cuenta con la energía almacenada en las baterías, evitando así que el lugar con este tipo de instalación dependa del buen funcionamiento de la red eléctrica.

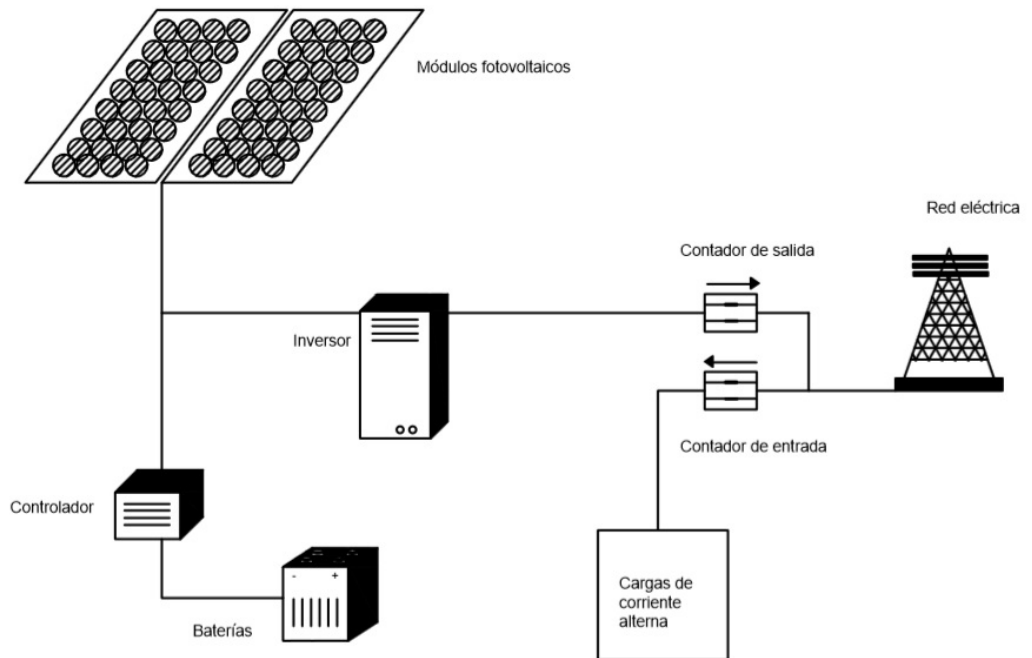


Figura 5.2: Esquema de un sistema fotovoltaico híbrido.

Capítulo 6

Especificación y selección de equipos eléctricos

6.1. Módulos fotovoltaicos

Para elegir los módulos fotovoltaicos que se utilizarán en una instalación fotovoltaica, primero se debe elegir la tecnología que se quiera utilizar, de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 3. En seguida debe escogerse un módulo de una potencia adecuada a la aplicación, es decir, si se trata de una instalación fotovoltaica pequeña (como una casa), se elegirá una potencia chica, con la ventaja de que la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto, serán de un valor relativamente pequeño. En cambio, si la aplicación es grande, como un parque solar, se buscará que los módulos sean de una potencia mayor, para poder utilizar una menor cantidad en el proyecto.

Junto con la elección de los módulos fotovoltaicos está también la elección de los soportes de éstos.

Los soportes pueden fijos o pueden ser seguidores, ya sea de un eje o dos.

Los soportes fijos deben tener el tamaño adecuado para soportar a cada módulo o a un grupo de módulos, tomando en cuenta el peso de éstos. Además, los soportes deben tener a inclinación adecuada de acuerdo al lugar donde serán colocados para un mejor aprovechamiento del sol.

Los seguidores pueden ser:

De dos ejes, la superficie se mantiene siempre perpendicular al sol.

De un eje polar, la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

De un eje 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.

De un eje horizontal, la superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

Si bien el uso de seguidores solares incrementa mucho el costo de la instalación, también permite una mejor captación solar.

6.2. Cajas combinadoras

Las cajas combinadoras pueden ser inteligentes, con monitoreo de datos, o no. Para elegir una caja combinadora se debe tomar en cuenta el tipo de protección o sello ante el ambiente, según la NEMA que se requiera (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos, por sus siglas en inglés).

A cada entrada de cada caja combinadora llegarán portadores de una cadena o panel de módulos solares. Se debe tomar en cuenta el número de entradas que podrían necesitarse con el fin de poder hacer un acomodo óptimo de las cadenas. Si se trata de muchas cadenas, el número de entradas debe ser grande, para agrupar más cadenas en menos cajas.

En seguida se procede a calcular la corriente que llegará a cada bus. Con esto se podrá elegir el tipo de caja con su número de entradas e intervalo de corriente que soporta, así como la capacidad de los fusibles que cada entrada requiere.

Debe verificarse que el calibre que se tendrá a la salida de cada caja combinadora no exceda o no esté por debajo del intervalo de calibres que maneja la caja combinadora de acuerdo a sus especificaciones.

Si la instalación fotovoltaica es muy grande, se necesitarán cajas recombinadoras, cuyo

proceso de selección es el mismo, con la reserva de que las corrientes y calibres que se manejan son mayores.

6.3. Inversores

El inversor se selecciona por su capacidad, ya sea en kW o en MW. En instalaciones fotovoltaicas muy grandes conviene un inversor de gran potencia, para poder recibir un mayor número de cadenas y no tener tantos inversores en la instalación.

A partir de las características del inversor, voltaje, potencia y corriente, se hacen los acomodos de las cadenas y arreglos.

El inversor puede o no incluir el transformador encargado de elevar la corriente alterna de salida a un nivel adecuado a la aplicación.

6.4. Controladores de carga

Un controlador de carga debe estar especificado por su voltaje (en CD), el cual debe ser el mismo voltaje de los módulos (o paneles) y del banco de baterías para el caso de un controlador de carga estándar.

También debe especificarse la corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico y la corriente máxima de consumo.

6.5. Bancos de baterías

Para seleccionar y especificar las baterías que se usarán en la instalación fotovoltaica, el primer paso es calcular la carga que se desea alimentar en w/h por día.

El sistema tendrá pérdidas debidas a las eficiencias del inversor y del controlador de carga, las cuales deben considerarse. De igual forma, deben incluirse los factores apropiados por temperatura, un cierto margen de diseño y la profundidad de descarga (DOD). Éste último se recomienda que sea poco profunda (máximo un 20%) siempre, a menos que se trate de un día nublado, en el cual se puede usar una profundidad de descarga más profunda (máximo 80%).

La capacidad de la batería que debe emplearse puede ser una que se aproxime a las horas de autonomía actuales para la carga del sistema.

Finalmente hay que seleccionar la capacidad por unidad más alta de las baterías para reducir el número de filas de baterías en paralelo para un mejor balance de la carga. El número máximo recomendado en paralelo es 6.

6.6. Hidrolizadores

Electrólisis es el proceso donde se emplea una determinada cantidad de energía eléctrica haciéndola pasar a través de una sustancia en solución o fundida ocasionando en ella cambios químicos. La electrólisis se lleva a cabo en un dispositivo conocido como celda electrolítica o electrolizador.

Un electrolizador contiene al menos, un par de electrodos de material conductor, sumergidos en un medio líquido, conocido como electrolito, se aplica una diferencia de potencial que genera una corriente eléctrica la cual provoca una reacción electroquímica por la cual el electrolito se descompone en varios productos. En este caso separa agua en hidrógeno y oxígeno.

En la Figura 6.1 se muestra el esquema de un electrolizador. El electrolito, el agua, se hace circular de forma continua, el O_2 y el H_2 que se genera de la reacción electroquímica se contienen en cada salida del electrolizador.

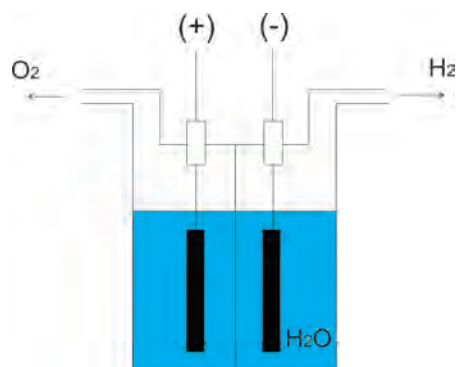


Figura 6.1: Esquema de un electrolizador.

6.7. Celdas de combustible

La celda de hidrógeno o pila de combustible convierte el hidrógeno y el oxígeno en agua y durante la reacción libera energía, energía eléctrica. En la celda el hidrógeno se contiene en la parte del ánodo y el oxígeno en el cátodo. El hidrógeno se separa en protones y electrones, los protones se trasladan por la membrana del cátodo los electrones en cambio se desplazan hacia un circuito externo, en cambio los electrones se trasladan por un circuito externo. A este tipo de celdas se les conoce como celdas de membrana de intercambio de protones.

Las celdas de hidrógeno se pueden agrupar en serie y paralelo para obtener una fuente de energía suficiente. La Figura 6.2 muestra una celda de hidrógeno.



Figura 6.2: Celda de hidrógeno.

Capítulo 7

Instalaciones eléctricas para sistemas solares fotovoltaicos

Lo expuesto en este capítulo se basa en el artículo 690 de la Norma oficial mexicana (NOM-001-SEDE-2012), que es la base para la instalación de los sistemas fotovoltaicos en México.

7.1. Generalidades

El Artículo 690 de la NOM-001-SEDE-2012 se aplica a sistemas eléctricos de energía solar fotovoltaica (FV), incluidos los arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos cubiertos por el Artículo 690 pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica o autónomos, con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como baterías. Estos sistemas pueden tener salidas de utilización de corriente alterna o de corriente continua.

Si se da el caso de que el artículo 690 de la NOM-001-SEDE-2012 y cualquier otro de la misma difieran, se debe dar prioridad al Artículo 690.

Si el sistema funciona en paralelo con una fuente primaria de energía eléctrica, se deben aplicar los requisitos de 705-14, 705-16, 705-32 y 705-143 de dicha norma.

Si los sistemas solares fotovoltaicos, los equipos o el alambrado están instalados en un lugar peligroso (clasificado) también deben cumplir con las partes aplicables de los Artículos 500 hasta 516 de esta norma.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Instalación

Se permite que un sistema solar fotovoltaico suministre energía eléctrica a una edificación u otra estructura, en adición a cualquier otro sistema de suministro de energía eléctrica.

Los circuitos de las fuentes fotovoltaicas y los circuitos fotovoltaicos de salida no deben instalarse en las mismas canalizaciones, charolas portacables, cables, cajas de salida o de empalme o accesorios similares, como conductores, alimentadores o circuitos derivados de otros sistemas no fotovoltaicos, a menos que los conductores de los distintos sistemas estén separados por una división.

Los conductores de los sistemas fotovoltaicos deben estar identificados y agrupados por los medios permitidos que entre otros pueden ser por código de colores, cinta marcadora o etiquetado, a menos que la identificación de los conductores sea evidente por su espaciamiento o arreglo.

Las conexiones a un módulo o panel deben estar organizadas de modo que si se deja fuera un módulo o panel del circuito de un suministro fotovoltaico, no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra a cualquier otro circuito de fuente fotovoltaica.

Todo el equipo destinado para usarse en sistemas de energía fotovoltaica debe estar aprobado e identificado para esa aplicación.

Las fuentes fotovoltaicas y los conductores de salida dentro y fuera de un tubo conduit, y dentro de un edificio o estructura, deben tener una trayectoria a lo largo de miembros estructurales del edificio, tales como vigas, travesaños y columnas, cuando la localización de esos miembros estructurales pueda ser determinada por simple observación.

Cuando los circuitos estén ocultos en el edificio, laminado o materiales de la membrana del techo, en áreas de techo no cubiertas por módulos fotovoltaicos y equipo asociado, la ubicación de los circuitos debe estar marcada claramente.

Cuando la suma de las tensiones de sistemas fotovoltaicos de los dos subarreglos monopolares (sin considerar la polaridad) excede la capacidad nominal de los conductores

y del equipo conectado, los subarreglos monopulares en un sistema fotovoltaico bipolar deben estar físicamente separados, y los circuitos eléctricos de salida de cada subarreglo monopolar deben estar instalados en canalización separada hasta la conexión con el inversor. Los medios de desconexión y los dispositivos de protección por sobre corriente de cada salida de subarreglo monopolar, deben estar en envolventes separadas. Todos los conductores de cada subarreglo deben estar alojados en la misma canalización.

Cuando los inversores estén localizados remotamente uno del otro, se debe colocar un directorio, de acuerdo con el Artículo 705-10, en el medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico, en cada medio de desconexión de corriente alterna y en el medio de desconexión de la acometida principal, mostrando la ubicación de todos los medios de desconexión de corriente alterna y de corriente continua del sistema fotovoltaico dentro del edificio, a menos que los inversores y los medios de desconexión de corriente continua fotovoltaica estén agrupados con los medios de desconexión de la acometida principal.

Protección contra fallas a tierra.

Los arreglos fotovoltaicos de corriente continua puestos a tierra deben tener protección contra fallas a tierra de corriente continua, que cumpla con los siguientes tres requisitos para reducir los peligros de incendio.

- 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 suministrar una indicación de dicha falla.
- Los circuitos con falla se deben aislar mediante uno de los siguientes métodos:
 - Los conductores de fase del circuito con falla se deben desconectar automáticamente.
 - El inversor o el controlador de carga alimentado por el circuito con falla debe suspender automáticamente la alimentación a los circuitos de salida.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

- Debe aparecer una etiqueta de advertencia en el inversor interactivo con el suministrador o debe colocarse cerca del indicador de falla a tierra en una ubicación visible.

Los arreglos fotovoltaicos de corriente continua no puestos a tierra deben cumplir lo establecido en 690-35.

Módulos de corriente alterna.

Para los módulos de corriente alterna, no se deben aplicar los requisitos del Artículo 690 relacionados con los circuitos de una fuente fotovoltaica. El circuito de una fuente fotovoltaica, los conductores y los inversores, deben considerarse como alambreado interno de un módulo de corriente alterna. Así mismo, la salida de un módulo de corriente alterna debe considerarse como circuito de salida del inversor.

Se permitirá un solo medio de desconexión para la salida de corriente alterna combinada de uno o más módulos de corriente alterna. Adicionalmente, cada módulo de corriente alterna, en un sistema con varios módulos de corriente alterna, debe ser provisto con un medio de desconexión del tipo terminal, atornillado o con conector.

Los sistemas de módulos de corriente alterna pueden usar un solo dispositivo de detección para detectar solamente fallas a tierra de corriente alterna y para deshabilitar el arreglo interrumpiendo la alimentación de corriente alterna a los módulos de corriente alterna. En cuanto a la protección de sobrecorriente, se permite que los circuitos de salida de los módulos de corriente alterna tengan protección contra sobrecorriente y que el dimensionamiento de los conductores se haga de acuerdo con la sección 240-5(b)(2).

7.2. Requerimientos de los circuitos

Los requerimientos de los circuitos se describen a continuación de manera general.

Tensión máxima.

En un circuito de fuente fotovoltaica de corriente continua o un circuito de salida, la tensión máxima del sistema fotovoltaico para ese circuito se debe calcular como la

suma de la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, corregido para la más baja temperatura ambiente esperada. Este valor de tensión se corrige con los datos que otorga el fabricante. Esta tensión se debe usar para determinar la tensión nominal de cables, desconectores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otros equipos.

Dimensionamiento y corriente de los circuitos.

La corriente máxima para un circuito específico se debe calcular de acuerdo con los siguientes cuatro puntos.

- La corriente máxima debe ser la suma de la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125 por ciento.
- La corriente máxima debe ser la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo, como se calcula en el punto anterior.
- La corriente máxima debe ser la corriente permanente de salida del inversor.
- La corriente máxima debe ser la corriente permanente de entrada del inversor autónomo, cuando el inversor esté produciendo su potencia nominal a la tensión más baja de entrada.

Las corrientes de los sistemas fotovoltaicos se consideran constantes.

Los dispositivos de sobrecorriente deben ser dimensionados con no menos del 125 % de la corriente máxima (como se especificó que debe ser calculada). Además los límites de temperatura en las terminales deben estar de acuerdo con los Artículos de la NOM-001-SEDE-2012 110-3 (b) y 110-14 (c).

En cuanto a los conductores, éstos deben ser seleccionados para conducir cuando menos, la mayor corriente determinada conforme a los siguientes dos puntos.

- 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas de acuerdo con el Artículo 690-8 (a) sin ningún factor adicional de corrección por las condiciones de uso.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTVOLTAICOS

- Las máximas corrientes calculadas en 690-8 (a) después que las condiciones de uso han sido aplicadas.

Para una fuente fotovoltaica de potencia, que tiene circuitos de múltiples tensiones de salida y que usa un conductor común de retorno, la ampacidad de dicho conductor no debe ser menor a la suma de las corrientes nominales de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.

Cuando un dispositivo de sobrecorriente es utilizado para proteger un conjunto de dos o más circuitos de módulos conectados en paralelo, la ampacidad de cada uno de los conductores de interconexión del módulo no deberán ser menor a la suma del valor nominal de los fusibles individuales, más el 125 por ciento de la corriente de cortocircuito de los otros módulos conectados en paralelo.

Protección contra sobrecorriente.

El circuito de una fuente fotovoltaica, el circuito fotovoltaico de salida, el circuito de salida del inversor y los conductores del circuito de la batería de acumuladores y los equipos, deben estar protegidos según establece el Artículo 240. Los circuitos conectados a más de una fuente de suministro eléctrico deben tener dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados de modo que brinden esa protección desde todas las fuentes.

En el caso de los módulos fotovoltaicos o conductores del circuito de fuentes fotovoltaicas seleccionados de acuerdo con 690-8(b), no será necesario un dispositivo de sobrecorriente si se cumple alguna de las dos condiciones siguientes:

- No existen fuentes externas tales como circuitos de una fuente conectados en paralelo, baterías o retroalimentación desde inversores.
- Las corrientes de corto circuito de todas las fuentes no exceden la ampacidad de los conductores, o el máximo tamaño del dispositivo de protección contra sobrecorriente especificado en la placa de datos del módulo fotovoltaico.

Un transformador con una o varias fuentes conectadas en cada lado, se debe proteger contra sobrecorriente de acuerdo con lo establecido en 450-3, considerando primero

uno de los lados del transformador como el primario y después el otro lado, a menos que éste tenga una corriente nominal en el lado que está conectado a la salida del inversor interactivo con el suministrador, no menor que la corriente de salida nominal continua del inversor, se permite sin protección de sobrecorriente del inversor.

Se permitirá que los dispositivos contra sobrecorriente de los circuitos derivados o de los dispositivos contra sobrecorriente tipo complementario, proporcionen protección contra sobrecorriente en los circuitos de la fuente fotovoltaica.

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos) que se utilicen en cualquier parte de corriente continua de un sistema fotovoltaico de potencia, deben estar etiquetados para su uso en circuitos de corriente continua y deben tener los valores nominales adecuados de tensión, corriente y capacidad interruptiva.

Es válido colocar un solo dispositivo de protección por sobrecorriente para proteger los módulos fotovoltaicos y los conductores interconexión.

Sistemas autónomos.

Se permitirá que la salida de corriente alterna de un inversor autónomo suministre alimentación de corriente alterna al medio de desconexión del edificio o estructura a niveles de corriente menores a la carga calculada para ese desconectador. El valor nominal de salida del inversor o el de una fuente de energía alterna debe ser igual o mayor a la carga requerida por el equipo de utilización individual más grande conectado al sistema. Las cargas calculadas de alumbrado general no se deben considerar con una carga individual.

Los conductores del circuito entre la salida del inversor y el medio de desconexión del edificio o estructura deben estar dimensionados con base en el valor nominal de salida del inversor. Estos conductores deben protegerse de sobrecorrientes de acuerdo con el Artículo 240. Dicha protección debe ubicarse en la salida del inversor.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

La salida del inversor de un sistema solar fotovoltaico autónomo puede suministrar 120 V a un equipo de acometida monofásico, de 3 hilos, de 120 V/240 V, o tableros de distribución cuando no hay salidas de 240 V y cuando no existan circuitos derivados multifilares.

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.

El almacenamiento de energía no es un requisito, como tampoco lo es la alimentación de respaldo.

Los interruptores automáticos para retroalimentación del tipo enchufable, conectados a la salida de un inversor autónomo, en sistemas autónomos o sistemas interactivos con el suministrador, deben estar sujetos de acuerdo con el Artículo 408-36(d). Los interruptores automáticos que estén marcados “línea” y “carga”, no deben ser empleados cuando exista retroalimentación.

Protección de falla por arco.

Los sistemas fotovoltaicos con circuitos de fuentes de corriente continua, circuitos de salida de corriente continua o ambos, encima o penetrando a un edificio, operando con tensión máxima de sistema fotovoltaico de 80 V o mayor, deben estar protegidos por un interruptor (corriente continua) de falla por arco, aprobado, tipo fotovoltaico u otros componentes del sistema que provean una protección equivalente.

7.3. Medios de desconexión

Se debe proporcionar un medio que desconecte todos los conductores portadores de corriente continua de un sistema fotovoltaico de todos los demás conductores en un edificio u otra estructura. No se debe instalar un interruptor, un interruptor automático, ni otro dispositivo, en un conductor puesto a tierra, si el funcionamiento de ese interruptor, interruptor automático u otro dispositivo deja al conductor marcado como puesto a tierra, en un estado energizado y no puesto a tierra.

Los medios de desconexión para las fuentes de energía fotovoltaicas deben cumplir con la sección 690-17. Se permite instalar equipos tales como interruptores de aislamiento de fuentes fotovoltaicas, dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo, en el lado fotovoltaico del medio de desconexión.

Debe existir un medio que desconecte todos los conductores de un edificio u otra estructura de los conductores del sistema fotovoltaico. El medio de desconexión de cada sistema fotovoltaico debe estar marcado permanentemente para identificarlo como desconectador del sistema fotovoltaico.

El medio de desconexión del sistema fotovoltaico debe tener no más de seis interruptores o seis interruptores automáticos montados en una sola envolvente, en un grupo de envolventes separados o dentro o sobre un tablero de distribución. Los medios de desconexión del sistema fotovoltaico se deben agrupar con otros medios de desconexión.

Los inversores interactivos con el suministrador pueden estar montados en techos u otras áreas exteriores que no sean fácilmente accesibles siempre y cuando se cumplan ciertos requisitos de los medios de desconexión dados por la NOM-001-SEDE-2012 en su Artículo 690-14.d).

Deben proveerse medios para desconectar equipos tales como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores de fase de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una fuente, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.

Puede existir un solo medio de desconexión (690-17) para la salida de corriente alterna combinada de uno o más inversores o módulos de corriente alterna en un sistema interactivo.

Se deben instalar medios de desconexión para desconectar un fusible de todas fuentes de suministro si el fusible está energizado desde ambas direcciones.

Se deben instalar medios de desconexión en los circuitos fotovoltaicos de salida cuando a los fusibles se les debe suministrar servicio y no pueden ser aislados de circuitos energizados. Los medios de desconexión deben estar a la vista de, y accesibles a, la ubicación de los fusibles o ser integral al portafusibles y debe de cumplir con 690-17.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Cuando los medios de desconexión estén localizados a más de 1.80 m del dispositivo de sobrecorriente, se debe instalar en la ubicación del dispositivo de sobrecorriente, un directorio mostrando la ubicación de cada desconectador.

El medio de desconexión para los conductores de fase debe consistir en uno o varios interruptores o interruptores automáticos operados manualmente desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes vivas. Debe estar ubicado en un lugar de fácil acceso, tener una capacidad de interrupción suficiente para la tensión del circuito y para la corriente disponible en los terminales de línea de los equipos, además, debe estar claramente marcado para indicar cuándo está en la posición de abierto o cerrado.

Debe emplearse un medio de apertura o de puesta en corto circuito o un recubrimiento opaco, que permita desactivar un arreglo fotovoltaico o partes de un arreglo fotovoltaico para instalación y mantenimiento.

7.4. Métodos de alambrado

Métodos permitidos.

Se permitirá utilizar todos los métodos de alambrado con canalizaciones y cables incluidos en la NOM-001-SEDE-2012, y otros sistemas de alambrado y accesorios proyectados específicamente e identificados para uso en arreglos fotovoltaicos. Cuando se utilicen dispositivos alambrados con envoltentes integrales, se debe suministrar una longitud suficiente del cable para que se puedan reemplazar fácilmente.

Cuando se instalan en lugares fácilmente accesibles, los circuitos de fuente y de salida fotovoltaicos, funcionando a tensiones máximas del sistema mayores a 30 V, se deben instalar en una canalización.

Se permite usar cables de un solo conductor tipo USE-2 y cables de un solo conductor aprobados como alambre fotovoltaico, en lugares exteriores expuestos, en circuitos de fuente fotovoltaica para las interconexiones de los módulos fotovoltaicos dentro del arreglo fotovoltaico.

Los cables y cordones flexibles usados para conectar las partes móviles de orientación de los módulos fotovoltaicos, deben cumplir lo establecido en el Artículo 400 y deben ser de un tipo identificado como cordones de uso pesado o como cables portátiles de alimentación; deben ser adecuados para uso extra rudo, estar aprobados para uso en exteriores y ser resistentes al agua y a la luz del sol. La ampacidad permisible debe cumplir lo establecido en la sección 400-5y ésta debe ser corregida cuando la temperatura ambiente supere 30 °C.

Son permitidos los cables monoconductores de tamaño nominal de 1.31 mm² (16 AWG) y 0.824 mm² (18 AWG) aprobados para uso en intemperie y que sean resistentes a la luz del sol y al agua, para conexiones de módulos siempre que dichos cables cumplan los requisitos de ampacidad.

Cuando los circuitos de una fuente fotovoltaica de corriente continua o de salida de un sistema fotovoltaico integrado al edificio u otro sistema fotovoltaico tienen trayectorias dentro de un edificio o estructura, deberán estar contenidos en una canalización metálica, o ser de cable con armadura metálica Tipo MC.

Los cables flexibles con trenzado de hilos finos deben ser terminados únicamente con terminales, zapatas, dispositivos o conectores que estén de acuerdo con el Artículo 110-14(a).

Conexión de componentes.

Para la interconexión en el sitio, de módulos u otros componentes del arreglo, se permitirá usar accesorios y conectores proyectados para quedar ocultos en el momento del ensamble en el sitio, si están aprobados para ese uso. Deben ser iguales al método de alambrado empleado en: el aislamiento, aumento de temperatura y resistencia a las corrientes de falla y deben ser capaces de resistir las condiciones ambientales en las cuales se vayan a usar.

Las clavijas que se permiten deben ser polarizadas y tener una configuración que no sea intercambiable con contactos de otros sistemas eléctricos del edificio, deben proteger a las personas del contacto inadvertido con partes vivas y ser de tipo de enganche o de seguridad.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTVOLTAICOS

El elemento de puesta a tierra de la clavija debe ser el primero en hacer contacto y el último en romperlo.

Las cajas de empalme, de paso y de salida ubicadas detrás de los módulos o tableros se deben instalar de modo que el alambrado que contengan sea accesible directamente o desplazando un módulo o panel que estén asegurados con sujetadores desmontables y conectados mediante un sistema de alambrado flexible.

Sistemas de fuentes fotovoltaicas no puestos a tierra.

Se permitirá que los sistemas de fuentes fotovoltaicas funcionen con circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida no puestos a tierra, cuando:

- Todos los conductores de los circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida deben tener desconectores.
- Todos los conductores de los circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida deben tener protección contra sobrecorriente .
- Todos los circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida deben tener un dispositivo o sistema de protección contra fallas a tierra.
- Los conductores de la fuente fotovoltaica deben consistir ya sea en cables multi-conductores con cubierta no metálica o conductores instalados en canalizaciones o conductores etiquetados e identificados como alambre fotovoltaico, de un solo conductor y para instalarse visiblemente.
- El sistema de baterías no esté conectado a tierra pero cumpla con lo especificado en 690-71(g).
- La fuente de alimentación fotovoltaica debe estar etiquetada con una advertencia de descarga eléctrica en cada caja de empalme, caja combinadora, desconector y dispositivo cuando los circuitos energizados, no puestos a tierra, puedan estar visibles durante el servicio.
- Los inversores o los controladores de carga usados en sistemas con circuitos de fuentes fotovoltaicas y de salida no puestos a tierra deben ser adecuados para ese propósito.

7.5. Sistemas de puesta a tierra

Para una fuente de potencia fotovoltaica, un conductor de un sistema de 2 hilos con una tensión del sistema fotovoltaico de más de 50 volts y el conductor de referencia (derivación central) de un sistema bipolar, debe estar sólidamente puesto a tierra o debe cumplir con una protección equivalente del sistema de acuerdo con 250-4(a), que menciona los requisitos generales para una puesta a tierra. Lo anterior debe cumplirse a menos que los sistemas cumplan con los requisitos de 690-35, que da otras alternativas de protección para los sistemas sin estar puestos a tierra.

La conexión de puesta a tierra del circuito de corriente continua se debe hacer en un solo punto del circuito de salida fotovoltaico. Entre más cerca de la fuente fotovoltaica se encuentre el punto de conexión de puesta a tierra, el sistema queda mejor protegido contra las sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas.

Sin importar la tensión, todas las partes metálicas expuestas, no portadoras de corriente, así como todo el equipo eléctrico y los envolventes de conductores deben ser puestos a tierra como lo indican 250-134 o 250-136(a). Además, las estructuras metálicas de montaje, que no sean del edificio, utilizados para fines de puesta a tierra serán identificadas como conductores de puesta a tierra de equipos y estarán unidos al sistema de puesta a tierra.

Los conductores de puesta a tierra de equipos deben estar entre un arreglo fotovoltaico y otro equipo.

Todos los conductores de puesta a tierra del equipo para el arreglo fotovoltaico y la estructura fotovoltaica, deben estar contenidos dentro de la misma canalización o cable o estar tendidos de otra manera junto con los conductores del circuito del arreglo fotovoltaico, cuando tales conductores del circuito salgan cerca del arreglo fotovoltaico.

Existen dos maneras de dimensionarse los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de fuentes fotovoltaicas y circuitos de salida fotovoltaica, la primera de ellas es por medio de la Tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE 2012, sin la exigencia de un aumento del conductor por caída de tensión y siendo el calibre mínimo a usar el de 2.08 mm^2 (14 AWG).

La segunda forma de dimensionar estos conductores es para los casos en los que no se tiene protección contra fallas a tierra, y especifica que cada conductor de puesta a

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

tierra de equipos debe tener una ampacidad de por lo menos dos veces la ampacidad corregida por ocupación del tubo conduit y por temperatura del conductor del circuito.

Los conductores de puesta a tierra de equipos con tamaño inferior a 13.3 mm^2 (6 AWG) para módulos fotovoltaicos que se encuentren separados del resto de los conductores del circuito, deben de protegerse del daño físico como lo indica 250-120(c).

Si se instala un sistema de corriente alterna, se debe proveer un sistema de electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en 250-50 hasta 250-60, donde se describen los tipos de electrodos que pueden usarse y los que no. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con 250-64.

Si se instala un sistema de corriente continua, se debe proveer un sistema de electrodo de puesta a tierra de acuerdo con 250-166 para sistemas puestos a tierra, o con 250-169 para sistemas no puestos a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra se debe instalar de acuerdo con 250-64. Se permite que un conductor común del electrodo de puesta a tierra sirva a varios inversores. El tamaño del electrodo común de puesta a tierra y los conductores derivados deben ser de acuerdo con 250-166.

Los sistemas fotovoltaicos que tengan circuitos de corriente continua y circuitos de corriente alterna, que no tienen conexión directa entre el conductor puesto a tierra de corriente continua y el conductor puesto a tierra de corriente alterna, deberán tener un sistema de puesta a tierra de corriente continua.

Existen tres métodos para unir el sistema de puesta a tierra de corriente continua con el de corriente alterna:

- Sistema separado de electrodo de puesta a tierra de corriente continua unido al sistema del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna.
- Electrodo común de puesta a tierra de corriente continua y de corriente alterna.
- Combinación de conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua y conductor del electrodo de puesta a tierra del equipo de corriente alterna.

Cuando el retiro de un equipo desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y las superficies conductoras expuestas en el equipo del circuito de salida o del suministro fotovoltaico, se debe instalar un puente de unión mientras el equipo esté removido, al igual que cuando al retirar el inversor interactivo con el

suministrador u otro equipo, se desconecta la unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesto a tierra del circuito fotovoltaico de salida y/o el de la fuente fotovoltaica.

Dichos puentes deben cumplir con 250-120(c).

7.6. Marcado e identificación

Existen seis cosas que se deben marcar en un sistema fotovoltaico. A continuación se enuncian éstas con los respectivos puntos del marcado que deben cumplir.

Módulos.

Los módulos deben estar marcados en las puntas o terminales con la polaridad, la corriente nominal máxima del dispositivo de protección contra sobrecorriente del módulo y los siguientes valores:

- Tensión de circuito abierto.
- Tensión de operación.
- Tensión máxima permisible del sistema.
- Corriente de operación.
- Corriente de cortocircuito.
- Potencia máxima.

Módulos fotovoltaicos de corriente alterna.

Deben estar marcados con la identificación de las puntas o terminales y los siguientes valores:

- Tensión nominal de operación de corriente alterna.
- Frecuencia nominal de operación de corriente alterna.
- Potencia máxima de corriente alterna.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

- Corriente máxima de corriente alterna.
- Valor nominal máximo del dispositivo de sobrecorriente para la protección del módulo de corriente alterna.

Fuente de potencia fotovoltaica de corriente continua.

Se debe instalar en el medio de desconexión fotovoltaico una etiqueta permanente para la fuente de potencia fotovoltaica de corriente continua, indicando lo siguiente:

- Corriente nominal en el punto de máxima potencia.
- Tensión nominal en el punto de máxima potencia.
- Tensión máxima del sistema.
- Corriente de cortocircuito.
- Corriente nominal máxima de salida del controlador de carga (si está instalado).

Puntos de interconexión de sistemas interactivos.

Todos los puntos de interconexión de sistemas interactivos con otras fuentes, deben estar marcados en un lugar accesible en el medio de desconexión, como una fuente de energía, y con la corriente nominal de salida de corriente alterna y la tensión nominal de operación de corriente alterna.

Sistemas de potencia fotovoltaica que emplean almacenamiento de energía.

Estos sistemas se deben marcar con la tensión máxima de operación, incluyendo cualquier tensión de ecualización y la polaridad del conductor del circuito puesto a tierra.

Identificación de las fuentes de energía.

Si se trata de instalaciones con sistemas autónomos, se debe tener una placa o un directorio permanente instalado en el exterior del edificio o la estructura, en un lugar fácilmente visible. La placa o el directorio deben indicar la ubicación del medio de

desconexión del sistema, y que la estructura contiene un sistema autónomo de energía eléctrica.

Si se trata de instalaciones con sistemas fotovoltaicos y acometida de la red pública, los edificios o estructuras con sistemas tanto fotovoltaicos como de la red pública, deben tener una placa o un directorio permanente que indique la ubicación del medio de desconexión de la acometida y del medio de desconexión del sistema fotovoltaico, si no están ubicados en el mismo lugar.

7.7. Conexión a otras fuentes

Un desconectador de carga que tenga múltiples fuentes de energía debe desconectar todas las alimentaciones, cuando está en posición de desconectado (abierto). En sistemas interactivos sólo se permitirán inversores y módulos de corriente alterna identificados como interactivos.

Un inversor o un módulo de corriente alterna de un sistema fotovoltaico solar interactivo debe desenergizar automáticamente su salida a la red de generación y distribución de energía eléctrica a la cual está conectada, cuando haya una pérdida de tensión en dicho sistema y debe permanecer en tal estado hasta que se restablezca la tensión de la red de generación y distribución de energía eléctrica. Se permitirá que un sistema solar fotovoltaico normalmente interactivo, opere como un sistema autónomo para alimentar cargas que han sido desconectadas de la red de generación y distribución energía eléctrica.

7.8. Baterías de almacenamiento

Las baterías de acumuladores en los sistemas solares fotovoltaicos se deben instalar de acuerdo con las disposiciones el Artículo 480. Tensión de funcionamiento. En el caso de las unidades de vivienda, las baterías deben tener sus celdas conectadas de modo que funcionen a menos de 50 volts nominales, si estas son de plomo ácido, no deben tener más de veinticuatro celdas, de 2 volts cada una, conectadas en serie (48 volts nominales). Se permite una excepción para esta tensión establecida si las partes vivas no estén accesibles durante las rutinas de mantenimiento de las baterías.

7. INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Independientemente del tipo de batería que se esté empleando, las partes vivas deben de estar resguardadas de tal modo que no tengan contacto accidental con personas u objetos.

En el caso en el que la corriente de corto circuito de un banco de baterías o de una batería exceda los valores nominales de capacidad interruptiva, se debe instalar un limitador de corriente.

Las baterías de plomo ácido ventiladas y con más de 48 V nominales no deben tener ni estar instaladas en cajas conductoras.

Se permitirán bastidores conductores para soportar las cajas no conductoras de las baterías, cuando ningún material del bastidor esté a una distancia menor a 15 centímetros de las partes superiores de las cajas no conductoras. Para el caso de las baterías de plomo ácido con válvula de regulación (VRLA) o cualquier otro tipo de baterías selladas, no se deben usar bastidores conductores y se deben usar cajas de acero.

Cuando se da mantenimiento por personas calificadas a los circuitos de baterías, en caso de estar conectadas en serie más de veinticuatro celdas de 2 volts (48 volts nominales), debe haber medios que desconecten grupos en segmentos de 24 celdas o menos, para el mantenimiento. No se permiten desconectores enchufables, de desconexión sin carga, además las instalaciones de baterías donde hay más de veinticuatro celdas de 2 volts conectadas en serie (48 volts nominales), deben tener un medio de desconexión, accesible sólo a personas calificadas, que desconecte el conductor o conductores del circuito puestos a tierra en el sistema eléctrico de la batería. Este medio de desconexión no debe desconectar el conductor o conductores del circuito puestos a tierra para el resto del sistema eléctrico fotovoltaico. Se permitirá usar como medio de desconexión un desconector de apertura sin carga.

En los sistemas fotovoltaicos donde el sistema de baterías consta de más de 48 volts nominales, se permitirá que el sistema de baterías opere con conductores de fase, siempre que:

los circuitos de salida y de fuente del arreglo fotovoltaico cumplan con 690-41, los circuitos de carga de corriente continua y de corriente alterna estén puestos a tierra sólidamente, todos los conductores del circuito principal de entrada/salida no puestos a tierra de la batería estén provistos de un interruptor desconector y protección contra sobrecorriente y que se instale un detector y un indicador de fallas a tierra (para

monitorear éstas en el banco de baterías).

Deben instalarse equipos que controlen el proceso de carga de las baterías, a menos que el diseño del circuito de la fuente fotovoltaica corresponda con los requisitos de corriente de carga y tensión nominal de las celdas de baterías y la corriente máxima de carga sea como lo recomiende el fabricante de la batería. El ajuste de este control debe ser únicamente accesible a personas calificadas.

Si para este fin se tiene únicamente un controlador de carga por desviación, debe existir un segundo medio independiente para prevenir la sobrecarga de las baterías.

Si para controlar el estado de carga de la batería se usan inversores interactivos, desviando el exceso de potencia en el sistema del suministrador, se debe cumplir con 690-8, y se debe tener un segundo medio independiente para el control del proceso de carga de la batería para utilizarlo cuando el suministro público se interrumpa o cuando el controlador primario de carga falle o esté inhabilitado.

Si como controladores de carga se encuentran convertidores de energía de corriente continua que aumente o disminuya la corriente de salida o la tensión de salida, con respecto a la corriente entrada o tensión de entrada, la ampacidad de los conductores en los circuitos de salida debe estar basada en la corriente nominal máxima continua de salida del controlador de carga o convertidor, para el rango de tensión seleccionado. Además, la tensión nominal de los circuitos de salida debe estar basado en la salida de tensión máxima del controlador de carga o convertidor, para el rango de tensión de salida seleccionado.

Para la interconexión de las baterías dentro de los cuartos, se permite instalar cables flexibles de tamaño 67.4 mm^2 (2/0 AWG) o mayores. Se permiten conectar con estos cables las terminales de las baterías hasta las cajas de empalmes cercanas, así como entre baterías y celdas dentro del cuarto de baterías. Estos cables deben estar aprobados para uso pesado y ser resistentes a la humedad. Deben terminar con terminales, zapatas, dispositivos o conectores según 110-14 (a).

7.9. Sistemas mayores de 600V

La información sobre los sistemas mayores de 600 V se encuentra en la sección I. Sistemas con tensión superior a 600 V, del artículo 690 de la NOM-001-SEDE 2012.

Los sistemas solares fotovoltaicos con una tensión máxima del sistema superior a 600 volts de corriente continua deben cumplir con lo establecido en el Artículo 490. Las tensiones empleadas para determinar las capacidades nominales de cables y equipos deben ser:

Circuitos de baterías. La tensión más alta experimentada bajo condiciones de carga o de ecualización.

Circuitos fotovoltaicos. La tensión máxima del sistema en los circuitos de corriente continua de fuentes fotovoltaicas y en los circuitos fotovoltaicos de salida.

7.10. Sistemas de Celdas de combustible

El sistema de la celda de combustible es el conjunto completo de equipos utilizados para convertir combustible químico en electricidad. Este sistema consiste en un reformador, un arreglo de unidades aisladoras, un inversor de potencia y equipo auxiliar.

Los requerimientos para la instalación de este equipo se especifican dentro del Artículo 692 de la NOM-001-SEDE-2012.

7.10.1. Dimensión del circuito y corriente

La ampacidad de los conductores del sistema de celdas de combustible (circuito alimentador) hasta el alambrado del inmueble, no debe ser menor que el mayor de:

- La corriente nominal del circuito según su placa de datos.
- El valor nominal de los dispositivos de protección contra sobre corriente del sistema de celdas.

Cuando la salida del sistema de celdas, 1 fase y 2 hilos, se conecta al conductor neutro

de un sistema de 3 fases y 4 hilos en estrella, la ampacidad del conductor neutro es igual a la corriente de carga máxima desbalanceada del neutro más la corriente nominal de la salida del sistema de celdas.

El sistema de celdas debe contar con dispositivos de protección contra sobrecorriente de modo que se proteja a los conductores del circuito. El equipo y los conductores conectados a más de una fuente eléctrica también deben estar protegidos. Los dispositivos de deben ser de fácil acceso.

7.10.2. Medios de desconexión

En general todos los conductores portadores de corriente provenientes del sistema de celdas deben contar con un desconectador de modo que se desconecte de los demás conductores el cual debe ser de fácil acceso. Los conductores de fase deberán tener un desconectador de accionamiento manual o automático cuando éste no sea de fácil acceso.

Si alguna terminal del medio de desconexión queda energizada se debe colocar un letrero de advertencia.

7.10.3. Método de alambrado

El sistema de alambrado de cable y canalización, permite implementar los métodos establecidos en el Capítulo 3 de la NOM-001-SEDE-2012.

7.10.4. Puesta a tierra

Para los sistemas autónomos, la puesta a tierra de corriente alterna se debe realizar conforme a las secciones 250-20 y 250-30 y para los sistemas de corriente directa conforme a 250-260. Si el sistema presenta ambos sistemas de puesta a tierra estos se deben unir, el conductor de unión se debe dimensionar de acuerdo con 692 – 45. Para ambos sistemas se puede utilizar un solo electrodo de puesta a tierra y una barra conductora de puesta a tierra el conductor del electrodo debe cumplir con 250 – 66 y 250 – 166.

Se debe instalar un conductor separado de puesta a tierra de equipos. El tamaño de este conductor debe cumplir con 250-122. Si se requiere algún electrodo de puesta a tierra adicional se debe considerar lo especificado en 250-118.

7.10.5. Marcado

Se debe de proporcionar marcado en los siguientes casos:

- En el desconector de la fuente de alimentación de celda de combustible, especificando la tensión de salida, el valor nominal de la potencia de salida y el valor de la corriente nominal permanente de salida.
- Cierre del combustible, especificando la ubicación de la válvula manual de cierre del combustible. Este marcado se debe colocar en el medio primario de desconexión de los circuitos alimentadores.
- En los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. Este marcado se debe ubicar en el medio de desconexión de la acometida del inmueble.

7.10.6. Conexión a otros circuitos

Se requerirá un interruptor de transferencia en los sistemas interconectados con la red pública y que utilizan esta red como respaldo. El interruptor de transferencia deberá mantener el aislamiento entre la red de generación y distribución de energía eléctrica y el sistema de celdas de combustible. Se permitirá que el interruptor de transferencia se ubique externa o internamente a la unidad del sistema de celdas. Cuando los conductores de la acometida están conectados al interruptor de transferencia, el interruptor debe cumplir con el Artículo 230.

El sistema de celdas debe equiparse con un medio para detectar cuando la red de generación y distribución de energía eléctrica se ha desenergizado y no alimentará el lado de la red de generación y distribución en el punto común de acoplamiento durante esta condición. El sistema de celdas debe permanecer en dicho estado hasta que se haya restablecido la tensión de la red de generación y distribución de energía eléctrica.

Se permitirá que un sistema de celdas normalmente interconectado con la red opere

con un sistema autónomo para alimentar cargas que han sido desconectadas de las fuentes de la red de generación y distribución de energía eléctrica.

Los sistemas de celdas que operen a una tensión máxima de salida mayor a 600 V de corriente alterna, deberán cumplir con los requisitos de ese tipo de instalaciones según lo establece la NOM-001-SEDE-2012.

7.11. Celdas electrolíticas

La NOM-001-SEDE-2012 en su artículo 668, especifica la instalación de los componentes eléctricos y accesorios de las celdas electrolíticas, sin embargo, la disposición de este artículo no incluye a las celdas utilizadas como fuente de energía, ni para procesos de producción de hidrógeno.

Capítulo 8

Consideraciones mecánicas y ambientales

Los módulos fotovoltaicos están diseñados para cumplir un tiempo de vida de 20 años. Por lo tanto es importante que los demás componentes del sistema también cumplan un plazo de vida equivalente al de los módulos. Uno de los factores más importantes son las consideraciones mecánicas, de modo que se determinen las adecuadas para que cumplan con los requerimientos del sistema.

Por otro lado, también se tienen que considerar los aspectos ambientales en los que la instalación de un sistema fotovoltaico puede afectar.

8.1. Mecánicas

Las propiedades mecánicas más importantes del sistema fotovoltaico están asociadas con los elementos estructurales, incluyendo a los propios módulos, y se presentan por la acción de fuerzas dinámicas y estáticas. Algunas de las consideraciones más importantes se describen a continuación.

8.1.1. Las fuerzas mecánicas sobre el sistema

La estructura de los soportes para los módulos fotovoltaicos sufre diferentes tipos de esfuerzo mecánico, tanto estáticos como dinámicos, por lo que la estructura puede deformarse. El esfuerzo estático principal que se presenta sobre el soporte es el peso de los módulos que sostiene. En climas fríos, hielo o nieve. A pesar de que se pueden presentar grandes acumulaciones de hielo o nieve, estos esfuerzos normalmente no superan los límites de esfuerzo mecánico al que está diseñada la estructura.

Por otro lado, los esfuerzos dinámicos, que en su mayoría se generan por el viento, generan esfuerzo mecánico por compresión y por expansión durante periodos alternados de tiempo. Al estar expuestas a estos periodos de expansión y compresión, las estructuras también se ven afectadas por el proceso de fatiga mecánica. Las estructuras también se ven sometidas a esfuerzos normales y cortantes, así como tensiones que generalmente se presentan sobre algún elemento de la estructura.

8.1.2. Condiciones ambientales

La mayoría de los equipos se instalan en el exterior, de modo que están expuestos a las diferentes condiciones climatológicas que se presenten en el lugar. Por lo tanto, se debe de seleccionar el tipo de material adecuado para funcionar en la intemperie.

El material estará expuesto, irremediablemente, a radiación solar, la cual provocará un aumento de temperatura, por lo tanto se debe de considerar la constante de dilatación del material.

Por otro lado, la exposición a la radiación solar también provoca corrosión en el material. Ésta se genera principalmente por la radiación ultravioleta, aunque también se puede generar por el nivel de contaminación en el ambiente.

8.1.3. Materiales

Por sus características, el acero, es uno de los materiales comúnmente usados para aplicaciones fotovoltaicas. Existen diferentes grados de acero y cada uno presenta propiedades físicas y químicas.

El acero bajo en carbono es de los materiales más utilizados en los postes de los módulos fotovoltaicos. Para mejorar su resistencia mecánica se agregan pequeñas cantidades de manganeso y para evitar la corrosión fósforo y azufre. Presenta gran resistencia a la tensión y compresión.

El aluminio es el segundo material más utilizado en los sistemas fotovoltaicos, ya que es ligero y tiene una densidad tres veces menor que el acero. Es resistente a la corrosión bajo diferentes tipos de ambiente, y además tiene una alta resistencia mecánica en proporción con su peso.

El costo del acero es relativamente menor al del aluminio. Sin embargo, se debe considerar la protección adicional que el acero necesita para evitar la corrosión. El material que se emplee para las estructuras de los módulos fotovoltaicos dependerá de las condiciones climatológicas a las que se va a enfrentar y de la inversión que se pueda realizar.

8.1.4. Diseño del arreglo

Para que el diseño o elección de la estructura presente un funcionamiento eficiente y para que se eviten problemas durante su periodo de vida se deben considerar aspectos como:

El tipo de arreglo que presenta la estructura.

La cantidad de piezas que lo componen.

La complejidad de su instalación de la estructura.

La estructura debe presentar un arreglo sencillo, con el menor número de piezas posible para que su instalación sea sencilla y rápida. Si el sistema es sencillo, el mantenimiento a futuro no será complejo ni costoso, del mismo modo, al reducir el tiempo de instalación, el costo para realizar esta actividad se reduce de manera considerable.

8.2. Ambientales

Los sistemas solares fotovoltaicos transforman la energía solar en energía eléctrica, siendo el Sol, una fuente casi infinita de energía, el principal recurso para estos sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos son parte de las llamadas energías limpias, ya

8. CONSIDERACIONES MECÁNICAS Y AMBIENTALES

que para generar la energía no se hace uso de combustibles fósiles y por lo tanto se evita emisión de CO₂ al ambiente.

Para implementar un sistema de este tipo se necesita contar con un buen nivel de radiación solar y una extensión de terreno para instalar los módulos. La superficie necesaria depende de la potencia que se necesite generar.

Una ventaja que ofrece este tipo de sistema es que es modular, por lo tanto la distribución de los módulos es más versátil y se pueden realizar diferentes acomodos dependiendo de la superficie que se disponga. También se pueden aprovechar los espacios ocupados sobre edificios colocando los módulos sobre ellos.

La operación de los módulos fotovoltaicos es benéfica para el medio ambiente ya que no genera emisiones de CO₂ o ruido al ambiente. Sin embargo, la manufactura de los módulos fotovoltaicos, elemento principal de este tipo de sistemas, involucra químicos nocivos y uso de energía.

Por otro lado, la energía necesaria para la elaboración del módulo se compensa con la energía que el módulo puede generar durante su tiempo de vida, alrededor de 20 años.

La implementación de plantas de solares fotovoltaicas se ha incrementado durante los últimos años por la disminución del costo de los equipos, principalmente de los módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, es probable que el costo siga disminuyendo y se desarrollen nuevos y más eficientes métodos para la elaboración de módulos fotovoltaicos.

Capítulo 9

Centrales de generación solar fotovoltaica

9.1. Introducción

Las centrales de generación solar fotovoltaica son sistemas solares fotovoltaicos a grande escala. Su función no es la de alimentar una casa o un lugar o carga determinada, su función es la de generar energía que se inyectará al sistema eléctrico.

Los componentes de una central de generación fotovoltaica son los mismos que para un sistema solar fotovoltaico, lo que cambia únicamente es la capacidad, pues los inversores, por ejemplo, son de mega watts en vez de kilo watts. Por su gran tamaño, algunas veces no es suficiente con tener cajas combinadoras y se requieren cajas recombinadoras. De igual forma pueden tener por soporte uno fijo o un seguidor solar.

En cuanto al sistema de almacenamiento, es más difícil encontrar baterías en las centrales de generación, ya que elevaría el costo de un parque solar extremadamente. Sin embargo existen parques solares que combinan dos tipos de generación de energía, como la generación de hidrógeno.

La producción de hidrógeno puede ser utilizada como almacenamiento o como material en alguna otra área (como combustible por ejemplo).

En el siguiente capítulo se expondrá el diseño de tres centrales de generación solar fotovoltaica, cada una con diferente potencia y ubicada en distinto lugar. El parque más grande tendrá cierta potencia destinada a la producción de hidrógeno (cuya fun-

9. CENTRALES DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

ción estará repartida entre almacenamiento y destino a otra área).

Las partes que conforman una central de generación solar fotovoltaica son las siguientes:

- Arreglos fotovoltaicos.
- Redes de distribución en CD.
- Inversores de potencia.
- Transformadores de distribución.
- Tableros de distribución en media tensión.
- Redes de distribución en media tensión.
- Subestaciones eléctricas de potencia.
- Líneas de transmisión.
- Conexión a la red eléctrica de suministro.

Éstas serán descritas a continuación.

9.2. Arreglos fotovoltaicos

Como ya se dijo en el Capítulo 3, un arreglo es una agrupación de paneles en serie o en paralelo.

Para formarlos, primero se elige el tipo de celda fotovoltaica a usar y en seguida un módulo solar adecuado. Al hablar de plantas de energía solar, se habla de que los arreglos pueden tener miles de módulos solares en ellos. Se requieren de varias consideraciones respecto con los arreglos para el correcto funcionamiento del parque.

Las sombras. Se deben calcular las distancias mínimas debidas a las sombras, al igual que en un sistema solar fotovoltaico. En un parque solar, normalmente las sombras son debidas no a edificios, sino a los soportes que llevan a los módulos solares, a los bastidores que sostienen las cajas combinadoras o recombinadoras y a las casetas que contienen a los inversores.

Cantidad de módulos y paneles en el arreglo. Los arreglos fotovoltaicos no se forman arbitrariamente, su formación depende del inversor que se utilizará en el parque solar.

Con el voltaje del inversor se obtiene el número de módulos en serie que se pueden tener como máximo y como mínimo para cada panel.

Con la corriente se determina el número de cadenas o paneles máximo que se puede tener por cada inversor.

Finalmente con la potencia del inversor, se obtiene el número de módulos totales máximos que se pueden tener por inversor.

9.3. Redes de distribución en CD

La red de distribución de CD consta de dos partes: de los módulos a las cajas combinadoras (o a las recombinadoras si es que hay) y de las cajas al inversor.

Se requieren de conductores especiales para esta parte del parque solar. Requieren tener un aislamiento especial para evitar su deterioro con la luz ultravioleta. De acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012, en su artículo 690-31, los cables que se utilizan deben ser para 90°C y deben ser tipo USE-2. Se permite un calibre mínimo de 18 AWG, que sin embargo, no es recomendable por resistencia mecánica.

Las canalizaciones son requeridas forzosamente cuando el sistema fotovoltaico está en un lugar fácilmente accesible. En el caso de las plantas de energía solar, no se trata de lugares de fácil acceso, sin embargo, se emplean tuberías para darle una protección adicional a los conductores. Las tuberías que se emplean son de PVC.

La red de distribución de CD no es subterránea.

9.4. Inversores de potencia

Los inversores de potencia serán los encargados de convertir la corriente directa en alterna. Como anteriormente se mencionó, de los inversores se parte para saber cómo quedará formado cada arreglo, ya que se debe cumplir que siempre se encuentre el

sistema dentro del rango MPPT, que no se rebase la corriente de entrada y que no quede sobrecargado el inversor.

El número de las cajas combinadoras (o recombinadoras de ser necesarias), también depende del inversor, de su número de entradas y la corriente por entrada que pueda soportar el inversor.

El inversor, para su funcionamiento, requiere consumir energía eléctrica, misma que deberá entregarse por medio de los sistemas auxiliares.

9.5. Transformadores de distribución

A la salida del inversor se tiene corriente alterna, pero en un voltaje muy bajo (alrededor de 400 V), por lo que se requiere elevar dicho voltaje a través del transformador de distribución y así tener menos pérdidas en el camino del inversor a la subestación.

En el caso de algunos inversores, ya viene integrado este transformador (tipo pedestal), que eleva el voltaje a un nivel de 13.8 kV aproximadamente (a media tensión). En el caso de que no sea así, se debe elegir un transformador adecuado para esta tarea.

9.6. Tableros de distribución en media tensión

Este tablero es requerido cuando el inversor no incluye el transformador de distribución tipo pedestal, pues en ese caso el fabricante entrega una caseta con el inversor, el transformador y las protecciones que éste requiere.

En caso de requerirse el tablero, éste debe contar con las protecciones que el transformador requiere: 87, 50/51 y 50N/51N y debe tener una entrada y una salida con un fusible o un interruptor, de manera que permita conectar el circuito como se muestra en la Figura 9.1.

Será requerido un tablero de media tensión por cada inversor que se tenga.

9.7. Redes de distribución en media tensión

Esta red de corriente alterna va desde la salida de los tableros o transformadores de distribución hasta la subestación. Es una red que debe ir instalada en ductos subterráneos.

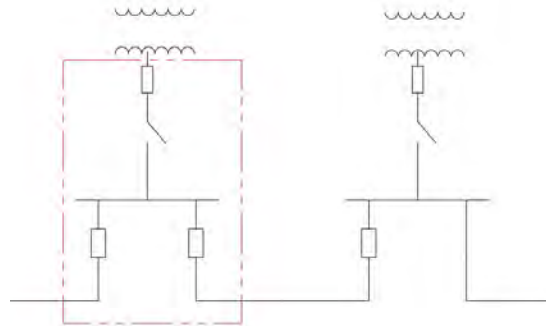


Figura 9.1: La línea roja marca lo que abarcaría cada tablero de media tensión.

El calibre de los conductores se calcula de acuerdo con el artículo 310-60 inciso b) de la NOM-001-SEDE-2012.

Los conductores deben ser EPR o XLP con una clase de aislamiento de 15 kV y un nivel de aislamiento de 100 %.

Los conductores pueden instalarse directamente enterrados o se pueden alojar en ductos subterráneos formados por tubos de PVC, lo cual, aumenta su vida útil ya que le brinda mayor protección.

9.8. Subestaciones eléctricas de potencia

La subestación se encargará de elevar el voltaje a un nivel de tensión adecuado de acuerdo con la capacidad de la planta solar y se obtendrá la salida que deberá ser conectada al sistema eléctrico nacional.

Una subestación está compuesta de las partes que serán descritas en seguida.

Tablero de media tensión. Este tablero recibirá a todos los circuitos provenientes del parque solar para unificarlos en las salidas requeridas hacia los transformadores (dependiendo del tipo de arreglo que se elija para la subestación). El tablero tendrá interruptores para cada bus de llegada y cada bus de salida, así como puede ser que tenga uno o más interruptores de enlace también.

El tablero cuenta con TP's, TC's y las protecciones necesarias para los buses (50, 51, y 50N y 51N), además del equipo de medición.

Transformador. Este transformador es el encargado de elevar el voltaje que se tiene en el tablero (o sea en el parque solar en corriente alterna) al voltaje requerido para poder ser conectado a la línea del sistema eléctrico.

Interruptores de potencia. Estos interruptores son dimensionados de acuerdo con la norma internacional IEC 62271-1. Se encuentra uno después de cada transformador (en el lado de alta tensión) y uno más a la salida de la subestación hacia la línea del sistema eléctrico.

Cuchillas desconectoras. Las cuchillas desconectoras son dimensionadas de acuerdo con la especificación CFE V4200-12, que a su vez hace referencia a la misma norma del IEC para interruptores de potencia. Las cuchillas se colocarán de acuerdo al tipo de arreglo elegido para la subestación.

Barras. Las barras de la subestación deben ser dimensionadas de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE Std 605.

Aisladores. Los aisladores deben estar diseñados en conjunto con las barras de la subestación, ya que ciertos parámetros para su elección, son obtenidos de las características de diseño de las barras.

Apartarrayos. Debe haber un apartarrayos que proteja a la subestación de las sobretensiones debidas a las condiciones atmosféricas. Éste será elegido con ayuda del estándar IEEE Std C62.22.

Protecciones. Se requieren protecciones para los transformadores de la subestación y para las líneas de transmisión. Las protecciones necesarias son 50, 51, 50 N, 51 N y 87.

Red de tierras. La red de tierras (o sistema de tierra), tiene como función proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla. Así mismo es un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos. Provee una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que lo requieran y es un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.

En algunos casos bastará con diseñar un anillo, sin embargo, cuando la corriente de falla sí pase por el terreno, se debe diseñar una malla de tierra.

Las mallas de tierras se diseñarán de acuerdo con la norma IEEE Std 80-2000.

9.9. Líneas de transmisión

La salida de la subestación es la línea que se conectará a la red eléctrica de suministro. El nivel de tensión que tendrá será de media tensión, que se elegirá de acuerdo con la capacidad de la planta.

9.10. Conexión a la red eléctrica de suministro

El paso final es la inserción de la energía producida por el parque solar al sistema eléctrico, paso que no puede ser realizado sin un previo análisis de sincronización y estabilidad. El presente trabajo no abarca la conexión a la red eléctrica, finalizando su diseño en las líneas que salen de la subestación.

Capítulo 10

Ejemplos de aplicación

Los siguientes ejemplos de aplicación no se encuentran en la realidad, son aplicaciones meramente teóricas.

10.1. Parque solar en Durango

Se realizará un parque solar en Durango con una capacidad de 10 MW. Se utilizarán seguidores solares en vez de soportes fijos.

10.1.1. Características del lugar

La ubicación geográfica del parque será en Durango, Durango:

- Latitud: 24.02°
- Longitud: -104.64°
- Altitud: 1885 msnm
- Zona horaria: -7
- Temperatura máxima: 39.5°C
- Temperatura mínima: -12°C
- Velocidad del viento: 75 km/h

10.1.2. Corrección de datos del módulo por temperatura

El módulo solar elegido utiliza celdas solares de película delgada CIGS.

La hoja de especificaciones del módulo elegido da un cierto valor de corriente de corto circuito, de voltaje de circuito abierto y de potencia máxima. Sin embargo, estos valores están dados para ciertas condiciones (condiciones estándar STC), condiciones que difícilmente se cumplen, pues no siempre se tiene la misma irradiación solar o la misma temperatura. Por eso, los datos deben corregirse, para que estén adecuados a las condiciones del parque.

En la Tabla 10.1 se muestran las características eléctricas necesarias para la corrección de datos por temperatura.

	P_{max}	V_{oc}	I_{cc}
Valor a STC	300 W	108.0 V	4.2 A
Coef. de Temp.	-0.48 %/°C	-0.36 %/°C	0.03 %/°C

Tabla 10.1: Características de los módulos solares para la corrección por temperatura.

Temperatura de la celda.

La temperatura de la celda está dada por la ecuación (10.1)

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{0.8} \right) G \quad (10.1)$$

Donde:

- Temperatura de la celda: T_c
 - Temperatura ambiente: T_a
 - Temperatura de operación nominal de la celda (NOCT por sus siglas en inglés): $NOCT = 48^\circ C$, de la hoja de datos.
 - Irradiancia a la cual se desea el cálculo de la temperatura de la celda: G
-
- Con temperatura máxima del lugar.

Donde:

$$T_a = 39.5^\circ C$$

$G = 1 \text{ kW/m}^2$, ya que es el valor máximo de irradiancia solar que se puede obtener.

$$T_{cmax} = 39.5 + \left(\frac{48 - 20}{0.8} \right) 1 = 74.5^\circ C$$

- Con temperatura mínima del lugar.

Donde:

$$T_a = -12^\circ C$$

$G = 0 \text{ kW/m}^2$, ya que es el valor mínimo de irradiancia solar que se puede obtener.

$$T_{cmin} = -12 + \left(\frac{48 - 20}{0.8} \right) 0 = -12^\circ C$$

Corrección del voltaje de circuito abierto.

La corrección del voltaje de circuito abierto se obtiene de la ecuación (10.2)

$$V_{OC(TC)} = V_{OC(25)} [1 + (T_C - 25)(Coef. \% / ^\circ C)] \quad (10.2)$$

Donde:

- Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar: $V_{OC(25)} = 108 \text{ V}$
- Coeficiente del módulo: $Coef. \% / ^\circ C = -0.0036$, obtenido de las hojas del fabricante.

- Voltaje mínimo de la celda.

$$V_{OC(74.5)} = 108 [1 + (74.5 - 25)(-0.0036)] = 88.7544 \text{ V}$$

- Voltaje máximo de la celda.

$$V_{OC(-12)} = 108[1 + (-12 - 25)(-0.0036)] = 122.3856V$$

Corrección de la corriente de corto circuito.

La corrección de la corriente de corto circuito se obtiene de la ecuación (10.3)

$$I_{SC(TC)} = I_{SC(25)}[1 + (T_C - 25)(Coeef. \%/^{\circ}C)] \quad (10.3)$$

Donde:

- Corriente de corto circuito en condiciones estándar: $I_{SC(25)} = 4.2 \text{ A}$
- Coeficiente del módulo: $Coeef. \%/^{\circ}C = 0.0003$, obtenido de las hojas del fabricante.
- Corriente máxima de la celda.

$$I_{SC(74.5)} = 4.2[1 + (74.5 - 25)(0.0003)] = 4.2623A$$

- Corriente mínima de la celda.

$$I_{SC(-12)} = 4.2[1 + (-12 - 25)(0.0003)] = 4.1533A$$

Corrección de la potencia máxima.

Para corregir la potencia máxima, además de las temperaturas de la celda, se debe tomar en cuenta un porcentaje de variaciones de dicha potencia a las condiciones estándar STC, dadas por el fabricante, que son del $-3 \%/ + 5 \%$ Wp.

La potencia máxima corregida se obtiene de la ecuación (10.4).

$$P_{max(TC)} = P_{max(25)} \%variacion[1 + (T_C - 25)(Coeef. \%/^{\circ}C)] \quad (10.4)$$

Donde:

- Potencia máxima en condiciones estándar: $P_{max(25)} = 300 \text{ W}$
- Coeficiente del módulo: $Coeff. \% / ^\circ C = -0.0048$, obtenido de las hojas del fabricante.

- Potencia mínima de la celda.

$$P_{max(74.5)} = 300(0.97)[1 + (74.5 - 25)(-0.0048)] = 221.8584W$$

- Potencia máxima de la celda.

$$P_{max(-12)} = 300(1.05)[1 + (-12 - 25)(-0.0048)] = 370.944W$$

10.1.3. Consideraciones respecto al sol

10.1.3.1. Trayectoria solar

Uno de los datos esenciales para la construcción del parque solar es la ubicación del sol a lo largo del día. Para conocer esto, se obtuvieron las curvas de la trayectoria del Sol en Durango, Durango con sus datos geográficos. La Figura 10.27 muestra estas curvas.

10.1.3.2. Análisis de sombras

El análisis de sombras es una parte muy importante del diseño de un parque solar, pues si los módulos tienen sombra en algún momento, se pierde potencia.

Las sombras a las que está expuesto este parque solar son las de las nubes (con ello no se puede hacer nada) y las que le puedan dar construcciones (los inversores, las cajas) y los mismos seguidores.

Este análisis permite conocer las distancias mínimas a las cuales se tiene que encontrar un seguidor de otro, así como un inversor de los seguidores. El caso crítico, es decir, donde las sombras cubren más terreno, es en diciembre 21, a las 9:00 am.

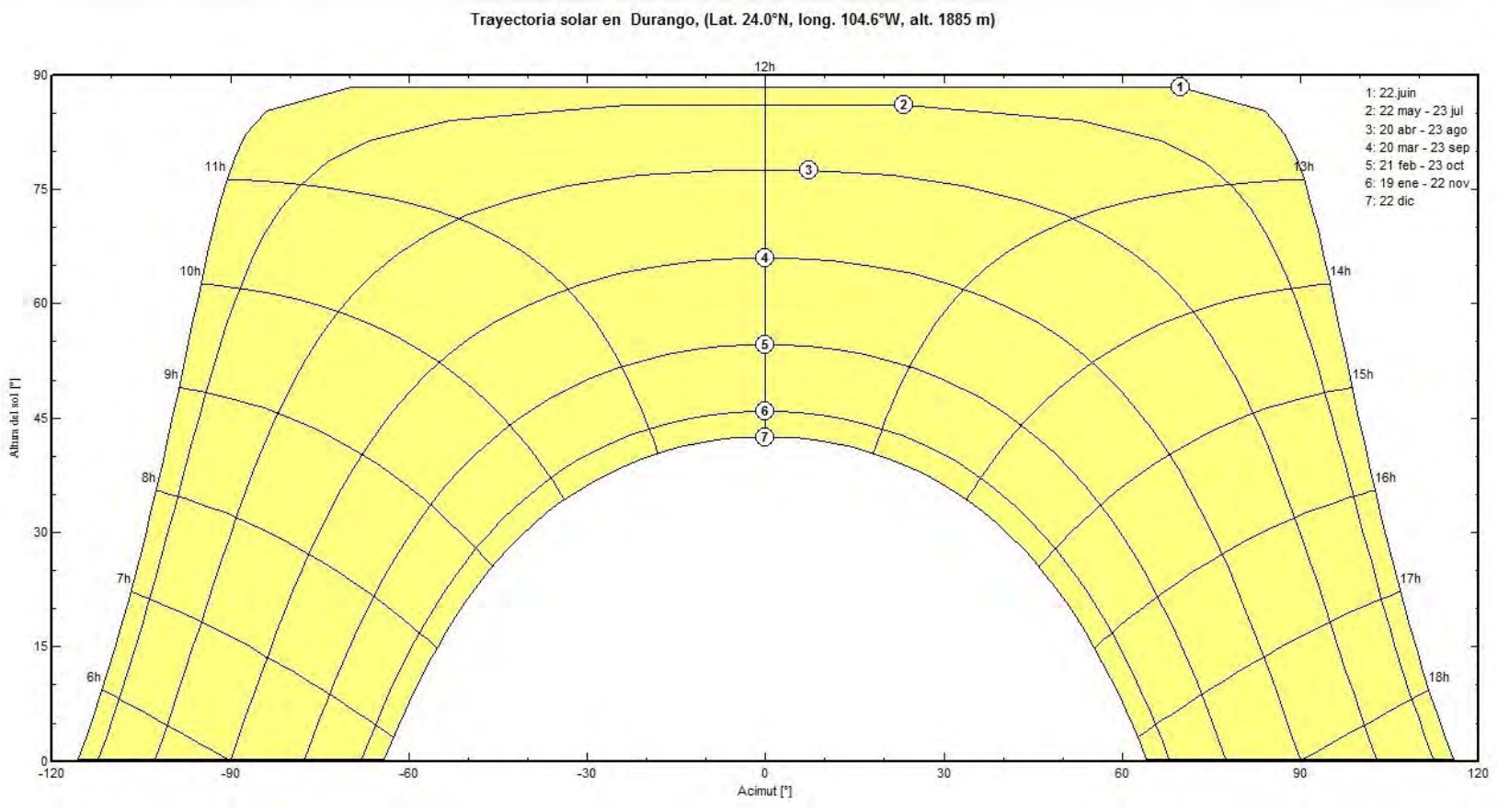


Figura 10.1: Trayectoria solar en Durango.

Para el cálculo de las distancias mínimas se requiere saber la posición del sol, es decir, su ángulo de acimut (posición del sol respecto al sur) y su ángulo de altitud. Estos valores se pueden obtener de dos maneras distintas: con las curvas generadas anteriormente mostradas en la Figura 10.27 o de forma analítica. Aquí se muestran los datos de las dos formas.

Datos de las curvas del sol.

El caso crítico es el 22 de diciembre a las 9:00 am.

$$\beta=26^\circ$$

$$\phi_s=45^\circ$$

Datos analíticos.

Para obtener β :

$$\text{sen}\beta = (\cos L)(\cos\delta)(\cos H) + (\text{sen}L)(\text{sen}\delta) \quad (10.5)$$

Y para obtener ϕ_s :

$$\sin \phi_s = \left[\frac{\cos \delta \sin H}{\cos \beta} \right] \quad (10.6)$$

Donde:

- Ángulo de altitud: β
- Latitud del lugar: $L=24.02^\circ$
- Declinación solar: δ

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365}(n - 81) \right] \quad (10.7)$$

Donde:

Número correspondiente al 21 de diciembre: $n=355$

Por tanto de la ecuación (10.7):

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365}(355 - 81) \right] = -23.44^\circ$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- Ángulo horario: H

$$H = \left[\frac{15^\circ}{\text{hora}} \right] (12 - 9) = 45^\circ \quad (10.8)$$

Y finalmente se obtiene β de la ecuación (10.5):

$$\sin \beta = (\cos 24.02)(\cos -23.44)(\cos 45) + (\sin 24.02)(\sin -23.44) = 0.4306$$

$$\beta = 25.50^\circ$$

Ahora de la ecuación (10.6) se obtiene:

$$\sin \phi_s = \left[\frac{\cos -23.44 \sin 45}{\cos 25.5} \right] = 0.7187$$

$$\phi_s = 45.95^\circ$$

Se puede observar que no hay mucha diferencia entre los valores analíticos y los valores obtenidos de las curvas. Sin embargo, para mayor precisión, se utilizarán los valores obtenidos analíticamente.

Cálculo de las sombras debidas a los seguidores.

De acuerdo con la hoja de datos del seguidor, en su inclinación máxima (60°), se tiene una altura de 6.7 m. Ésta será la posición del seguidor el 22 de diciembre.

Primero se calcula la distancia mínima que debe existir entre soportes sin tomar en cuenta el ángulo de acimut, solamente se considera el ángulo de altitud.

Esto se hace con la siguiente ecuación:

$$d_{sh} = \frac{h}{\tan \alpha} \quad (10.9)$$

Donde:

- Diferencia de alturas entre la parte superior de una fila y la parte inferior de la siguiente fila: h, ver Figura 10.2

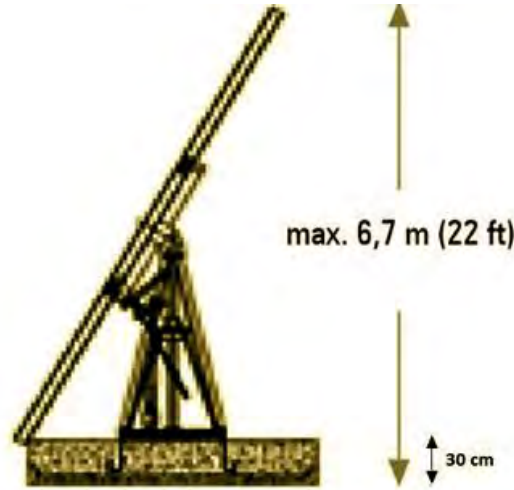


Figura 10.2: Cálculo de h .

$$h = 6.7m - 0.3m = 6.4m$$

- Ángulo de la altitud solar: $\alpha = \beta = 25.50$

Entonces:

$$d_{sh} = \frac{6.4}{\tan 25.50} = 13.41m$$

A continuación debe corregirse la distancia tomando en cuenta el ángulo de acimut:

$$d_{min} = d_{sh} \cos \phi \quad (10.10)$$

que con los datos obtenidos:

$$d_{min} = 13.41 \cos 45.95 = 9.32m$$

La distancia mínima entre las bases de los seguidores será: $d_{min} = 9.5 \text{ m}$.

Debido a que los bastidores de las cajas combinadoras y a que la altura de las casetas de los inversores no superan los 6.7 m de altura del seguidor, no se requiere otro cálculo de sombras.

10.1.4. Módulos a utilizar

Como para el diseño del parque de este proyecto no se especifica en qué punto se requiere tener 10 MW de generación (en las mejores condiciones, en las peores o en un valor intermedio), el proyecto se realiza calculando el parque para otorgar 10 MW bajo las condiciones más desfavorables, de modo que en cualquier situación se garanticen al menos 10 MW.

Habiendo decidido esto, se procede a conocer el número de módulos estimado que será requerido en el parque, cuando éstos dan 221.8584 W (a la temperatura máxima de la celda, el caso más desfavorable):

$$No. = \frac{10 \times 10^6}{221.85} = 45,075.50$$

De manera aproximada se usarán 45,076 módulos.

10.1.4.1. Protección de los módulos

Protección por sobrecorriente.

De acuerdo con la sección 690.9 de la NOM-001-SEDE-2012, los módulos deben estar protegidos contra sobrecorriente tal como establece el artículo 240 de esa misma norma. La sección 240.6(a) permite usar fusibles estandarizados o no estandarizados. Para el caso de los módulos solares a emplear, el fabricante dice en sus hojas de datos que los módulos ya traen un fusible de 7 A.

Este fusible cumple con las especificaciones pedidas en 690.8(b)(1)(a), que pide que se conduzca no menos del 125 por ciento de la corriente máxima calculada como se indica en 690.8(a)(1):

$$I_{max} = 1.25(I_{modulo}) = 1.25(4.26) = 5.32A$$

Por tanto:

$$I_{protec} = 5.32(1.25) = 6.65A$$

El fusible de 7 A cumple con esto, ya que es el valor inmediato superior a los 6.65 A.

Protección de fallas a tierra.

La sección 690.5 de la NOM-001-SEDE-2012 dice que los arreglos fotovoltaicos de corriente continua puestos a tierra deben tener protección contra fallas a tierra de corriente continua. En el caso del proyecto, los arreglos fotovoltaicos sí están puestos a tierra. Para evitar las protecciones contra fallas a tierra se sigue la Excepción 2 de ese mismo artículo que permite que por estar la instalación en un lugar que no es de viviendas, en lugar de tener un dispositivo de protección contra fallas a tierra, se tenga el conductor de puesta a tierra diseñado de acuerdo a 690.45, opción por la cual se opta para este proyecto como se tratará más adelante.

10.1.5. Formación de paneles y arreglos

Para acomodar el número de módulos requeridos en el parque se debe tomar en cuenta el inversor, pues es lo que limita el número de módulos conectados en serie y en paralelo según sus especificaciones. Los datos del inversor elegido pueden consultarse en la Tabla 10.2. Además, su hoja de especificaciones se encuentra en los Anexos.

Voltaje MPPT	500V-820V
Voltaje máximo de entrada	1000 V
Potencia nominal de entrada	2000 W
Corriente máxima de entrada	4000 A
No. de entradas de DC	48

Tabla 10.2: Características del inversor elegido.

Para el inversor deben considerarse:

- La corriente máxima que soporta.
- El voltaje máximo que soporta y el rango del MPPT.
- La potencia máxima que soporta.

Corriente.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Con el análisis de la corriente se obtendrá el número de paneles en paralelo permisibles por cada inversor (strings o cadenas).

$$No.paralelo = \frac{I_{maxInversor}}{I_{maxModulo}} = \frac{4000}{4.26} = 938.96cadenasostrings \quad (10.11)$$

No se permiten más de 938 paneles en paralelo.

Voltaje.

Con este análisis se obtendrá el número de módulos máximo en serie que se puede tener para cada cadena sin dañar el inversor.

La tensión que soporta el inversor es de 1000 V y el rango del MPPT es de 500 V - 820 V.

Para que el MPPT pueda funcionar adecuadamente, el número de módulos en serie debe ser el adecuado para que siempre, en las dos condiciones extremas (de máximo y mínimo voltaje), el voltaje esté dentro del rango del MPPT. Acotando este análisis al rango del MPPT se asegura también que no se rebasan los 1000 V de entrada del inversor.

$$No.serie = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{maxModulo}} = \frac{820}{122.38} = 6.7modulos \quad (10.12)$$

Para no exceder el rango del MPPT, se requieren máximo 6 módulos en serie.

$$No.serie = \frac{V_{minMPPT}}{V_{minModulo}} = \frac{500}{88.75} = 5.6modulos \quad (10.13)$$

Para no estar por debajo del MPPT, se requieren mínimo 6 módulos en serie.

Las cadenas deben de ser obligadamente de 6 módulos en serie.

Potencia.

Con este análisis se determina el número máximo de módulos totales por cada inversor, se utiliza la potencia del inversor, que es de 2 MW y la potencia máxima del módulo calculada.

$$No.total = \frac{P_{maxInv}}{P_{maxModulo}} = \frac{2 \times 10^6}{370.94} = 5,391.70modulos \quad (10.14)$$

Se permiten 5,391 módulos por cada inversor máximo.

Acomodo.

Con todos estos valores obtenidos, se harán “x” cadenas de 6 módulos en serie cada una:

$$x = \frac{5,391}{6} = 898.5 \text{cadenas}$$

Cumpliendo con las condiciones de voltaje, de corriente y de potencia máxima, el arreglo será de:

898 cadenas de 6 módulos en serie cada una.

10.1.6. Inversores necesarios

Se requieren:

$$\frac{45,076 \text{modulosTotales}}{5,388 \text{modulos/Inversor}} = 8.36 \text{inversores}$$

Es decir que se necesitan 8 inversores de 2 MW con los arreglos descritos anteriormente. Con esto faltará la siguiente cantidad de módulos por acomodar en un inversor:

$$8(5,388) = 43,104 \text{módulos asignados a los inversores.}$$

$$45,076 - 43,104 = 1,972 \text{módulos por asignar a un inversor.}$$

Con esa cantidad de módulos restante se tiene una potencia máxima restante (tomando la potencia máxima más alta que puede tener el módulo) de:

$$(1,972)(370.94W) = 731.49kW$$

Usar un inversor de 2 MW para esta potencia tan pequeña no sería tan adecuado, por lo tanto, se usa un inversor de 1.2 MW, del mismo fabricante, con casi las mismas características físicas, a excepción de que éste mide de ancho 60 cm menos. Sus especificaciones se encuentran en la misma hoja de datos del inversor de 2 MW y las más relevantes en la Tabla 10.3.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Voltaje MPPT	520V-820V
Voltaje máximo de entrada	1000 V
Potencia nominal de entrada	1200 W
Corriente máxima de entrada	2000 A
No. de entradas de DC	24

Tabla 10.3: Características del inversor elegido.

Debido a que las características eléctricas sí son distintas, se irá haciendo un análisis similar al del inversor de 2 MW para poder determinar el acomodo de los módulos restantes.

El rango del MPPT es de 520 V – 820 V.

Como los módulos por asignar tienen las mismas características que los ya asignados, se intentarán acomodar de manera igual a los anteriores, es decir, 6 módulos en serie. A continuación se comprueba que cumplen con el rango establecido del MPPT.

Se tiene que, en la condición de voltaje máximo:

$$V = 6(122.38) = 734.28V$$

Valor que se encuentra dentro del rango del MPPT.

En la condición de voltaje mínimo:

$$V = 6(88.75) = 532.5V$$

Valor que se encuentra dentro del rango del MPPT, por lo tanto:

Las cadenas serán de 6 módulos en serie.

La corriente máxima que soporta este inversor es de 2000 A, lo que da una cantidad de cadenas permisibles de:

$$\frac{2000}{4.26} = 469.48 \text{cadenas}$$

No se permiten más de 469 en paralelo.

En cuanto a la potencia, el inversor es de 1.2 MW, por lo que el número de módulos totales que soporta es de:

$$\frac{1.2}{370.94} = 3,235.02 \text{módulos}$$

El número de módulos máximo que soporta el inversor es de 3,235 módulos.

Los módulos que se van asignar a este inversor sólo son 1,972, en “x” cadenas:

$$x = \frac{1,972}{6} = 328.66 \text{cadenas}$$

Es decir, que se harán 328 cadenas de 6 módulos en serie, lo que da una cantidad de módulos de: $(328)(6)=1,968$ módulos, faltando 4 módulos más para llegar a los 1,972 módulos que se requieren acomodar.

Pero si se dejan cuatro módulos en serie en una cadena, no se alcanza el rango del MPPT, pues:

$$4(88.75) = 355V$$

Por esta razón, se decide agregar dos módulos más, para que todas las cadenas tengan 6 módulos en serie y siempre se alcance el rango del MPPT.

Para este inversor de 1.2 MW, el arreglo queda:

329 cadenas de 6 módulos en serie.

En conclusión:

Se usarán 45,078 módulos solares, de los cuales 43,104 estarán repartidos en 8 inversores de 2 MW, y 1,974 módulos solares en 1 inversor de 1.2 MW.

Con esta cantidad de módulos solares, en las peores condiciones, el parque generará:

$$45,078 \text{módulos} \times 221.8584W = 10.0009MW$$

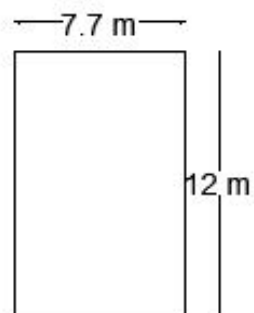


Figura 10.3: Superficie para montaje de módulos de un seguidor.

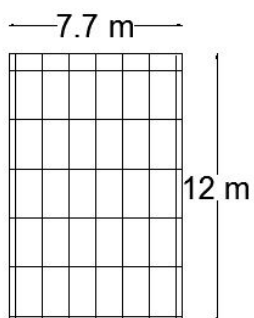


Figura 10.4: Propuesta de distribución de módulos solares en un seguidor.

10.1.7. Seguidores solares

Para poder usar este seguidor, se especifica en su hoja de datos, que el viento del lugar no sea de más de 140 km/h. El viento en Durango se ha registrado de máximo 75 km/h, por lo que sí se cumple esta primera condición.

Para saber cuántos módulos solares se pueden montar en cada seguidor, se debe conocer la superficie de los seguidores y también el peso que pueden soportar.

En la Figura 10.3 se muestra la superficie disponible para el montaje de los módulos en un seguidor.

Las medidas del módulo solar son 1.146 m x 2.197 m, de acuerdo con los datos del fabricante. Las medidas se redondearán a 1.2m x 2.2m.

Si se colocan 6x5 módulos, es decir, 30 en cada soporte, se tendría la distribución mostrada en la Figura 10.4:

Las hojas de especificaciones piden que el área ocupada por los módulos sea máximo de 92 m².

La superficie ocupada por los 30 módulos es:

$$(2.2)(1.2)(30) = 79.2m^2$$

Finalmente el seguidor tiene como límite de peso 1,250 kg.

Los módulos, de acuerdo a la hoja de datos, pesan 6.1 kg cada uno, por lo cual, con los 30 módulos propuestos por seguidor, se tendría:

$$(6.1)(30) = 183kg$$

Al cumplirse todos los requisitos:

Se pondrán máximo 30 módulos solares en cada seguidor.

10.1.7.1. Seguidores necesarios en el parque solar

Se decidió acomodar a los módulos solares en 8 grupos de 5,388 módulos, es decir, los módulos correspondientes a cada inversor de 2 MW, y un grupo de 1,974 módulos, es decir, los correspondientes al inversor de 1.2 MW.

Se calculará el número de seguidores a usar no con base en la cantidad de módulos totales de todo el parque, sino en la cantidad de módulos de cada uno de los grupos mencionados antes.

Para los primeros 8 grupos (correspondientes a los inversores de 2 MW), se requieren:

$$\frac{5,388}{30} = 179.6seguidores$$

Lo cual implica que para los primeros 8 grupos, se usarán 180 seguidores en total por cada uno, 179 seguidores con 30 módulos y un seguidor con 18 módulos en vez de 30.

Para el noveno grupo, que es el correspondiente al inversor de 1.2 MW, se requieren:

$$\frac{1,974}{30} = 65.8seguidores$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Entonces para este grupo, se requieren 66 seguidores, 65 de ellos con 30 módulos cada uno y uno de ellos tendrá 24 módulos en vez de 30.

La cantidad total de seguidores solares será:

$$180(8) + 66 = 1,506 \text{ seguidores}$$

10.1.8. Cajas combinadoras

Para llegar de los módulos al inversor, se requieren cajas combinadoras, para agrupar la corriente del número de cadenas que entrarán a cada una de las entradas del inversor.

Para dimensionar las cajas combinadoras, se analizará el caso de los dos tipos de inversores.

Inversor de 2 MW.

Este inversor consta de dos bloques, cada uno de los cuales tiene 24 entradas, lo que hace que el inversor tenga 48 entradas totales (esto se puede observar en la hoja de datos del fabricante).

Cada una de estas entradas cuenta con un fusible de 400 A.

Ahora bien, si cada inversor tiene 48 entradas, y cada inversor se encarga de 898 cadenas, a cada entrada le corresponden:

$$\frac{898}{48} = 18.7 \text{ cadenas}$$

Lo cual significa que serían 47 entradas con 19 cadenas y una entrada con 5 cadenas.

Bajo el criterio de utilizar las 48 entradas, como se ha dicho, cada entrada tendría una corriente de:

$$19(4.26) = 80.94A$$

Valor que no sobrepasa los 400 A del fusible.

Bajo estas condiciones, se requerirían 48 cajas combinadoras, cuyo bus sería dimensionado como el producto de la corriente máxima (1.25 de la corriente más alta por cadena) y el número de cadenas por cada entrada.

$$1.25(4.26)(19) = 101.17A$$

Como la corriente que se maneja por entrada es relativamente baja, se propone no usar las 48 entradas, sino agrupar más de 19 cadenas en cada entrada. Al hacer esto se cuidará que no se sobrepasen las condiciones del inversor, y el resultado será disminuir el número de cajas combinadoras.

Al distribuir así las cadenas, no se afecta la potencia que soporta el inversor, pues no se están añadiendo más módulos o cadenas.

Cada uno de los bloques del inversor soporta 1 MW y 2000 A, el voltaje no se tomará en cuenta porque no se ve afectado al no variar el número de módulos puestos en serie.

Se analiza por bloque; se vio que por cada inversor, se tenían 898 cadenas, por lo que, para cada bloque se tienen:

$$\frac{898}{2} = 449 \text{cadenas}$$

Se usarán cajas de Tealsolar, cuyos modelos y especificaciones se muestran en las hojas de datos en los Anexos. Se tratará de usar la menor cantidad de cajas combinadoras, así que se empiezan a usar los modelos de 36 strings:

$$\frac{449}{36} = 12.47 \text{cajas}$$

Es decir, que se pueden poner, por bloque, 12 cajas con 36 cadenas y 1 caja con 17 cadenas, esto en cada bloque.

Ya se dijo que ni la potencia que soporta el inversor (por bloque), ni el voltaje, son afectados, ahora se verá la corriente:

$$12(36)(4.26) = 1,840.32A$$

$$1(17)(4.26) = 72.42A$$

Y por tanto a corriente total por bloque será de:

$$1,840.32 + 72.42 = 1,912.74A$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

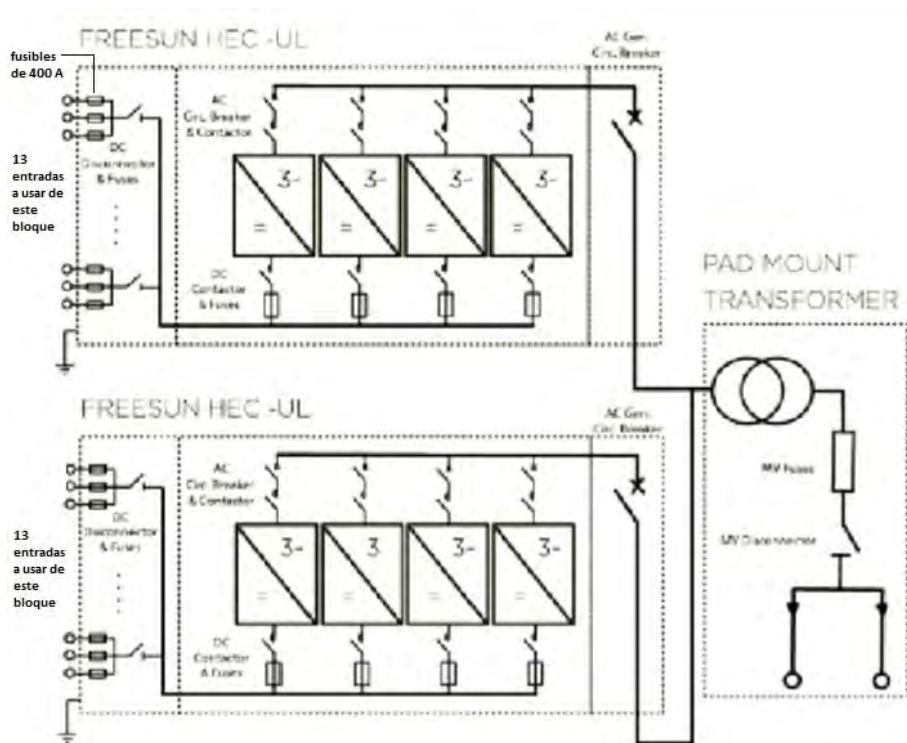


Figura 10.5: Distribución de las entradas en el inversor. Se solicitará al fabricante que la capacidad y cantidad de fusibles sea modificada.

Valor que es menor que los 2000 A máximos permitidos por bloque.

En conclusión para este tipo de inversor:

Se utilizarán 26 cajas combinadoras en total por inversor, lo equivalente a decir que se usan 13 entradas por cada bloque del inversor, 12 entradas con 36 cadenas y una entrada con 17 cadenas. Esto se ilustra en la Figura 10.5

Inversor de 1.2 MW.

Este inversor sólo tiene un bloque, con 24 entradas y que soporta 2000 A.

Para este inversor se han calculado 329 cadenas, lo que equivaldría por entrada a:

$$\frac{329}{24} = 13.7 \text{cadenas}$$

Es decir, se usarían 23 entradas de 14 cadenas cada una y una entrada de 17 cadenas, lo que equivaldría a usar 24 cajas combinadoras. Para ahorrar un poco de cajas, se hace

algo similar al análisis anterior.

Se empieza por usar cajas combinadoras de Tealsolar de 36 strings:

$$\frac{329}{36} = 9.13cajas$$

O sea, 9 cajas con 36 cadenas cada una y una caja con 5 cadenas, un total de 10 cajas en vez de 24.

La potencia de entrada del inversor no se ha alterado, pues no se ha modificado el número de módulos para este inversor. Tampoco el voltaje se ve afectado, pues no se variarán los 6 módulos en serie por cadena.

Para la corriente:

$$9(36)(4.26) = 1,380.24A$$

$$1(5)(4.26) = 21.3A$$

La corriente total del inversor será:

$$1,380.24 + 21.3 = 1,401.54A$$

Valor que no sobrepasa los 2000 A máximos permitidos por el inversor.

En conclusión:

se utilizarán sólo 10 cajas combinadoras, equivalente a decir que se utilizarán únicamente 10 entradas de las 24 del inversor, 9 de ellas con 36 cadenas cada una, y una entrada más con 5 cadenas.

10.1.8.1. Cajas necesarias en el parque solar

Se obtendrá el total de las cajas a usar.

Cajas de 36 strings.

Para el inversor de 2 MW:

$$24(8) = 192cajas$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Para el inversor de 1.2 MW:

$$9(1) = 9\text{cajas}$$

Por tanto:

$$192 + 9 = 201\text{cajas}$$

Se requieren 201 cajas de 36 strings

Cajas de 20 strings (para las 17 cadenas por entrada).

Para el inversor de 2 MW:

$$2(8) = 16\text{cajas}$$

Se requieren 16 cajas de 20 strings

Cajas de 8 strings (para las 5 cadenas por entrada).

Para el inversor de 1.2 MW:

$$1(1) = 1\text{caja}$$

Se requiere 1 caja de 8 strings

10.1.8.2. Buses de las cajas combinadoras

Bus de las cajas con 36 cadenas.

$$1.25(4.26)(36) = 191.7A$$

192 A para el bus de las cajas con 36 cadenas.

Bus de las cajas con 17 cadenas.

$$1.25(4.26)(17) = 90.52A$$

91 A para el bus de las cajas con 17 cadenas.

Bus de la caja con 5 cadenas.

$$1.25(4.26)(5) = 26.62A$$

27 A para el bus de las cajas con 5 cadenas.

10.1.8.3. Fusibles de las cajas combinadoras

La caja combinadora lleva un fusible por cada entrada. Cada entrada se conforma de tres cables, positivo, negativo y tierra. El fusible únicamente va colocado en las llegadas de los cables positivos. Éste se dimensiona de la siguiente manera:

$$(4.26)(1.25)(1.25) = 6.65A$$

El fusible más adecuado de los que vienen con la caja es de 8 A. Este fusible es el mismo para todas las cajas, ya que todas las cadenas tienen como corriente máxima 4.26 A.

Fusible de 8 A para las cajas combinadoras.

Por ser un parque solar relativamente pequeño, no se requieren en el diseño cajas recombinadoras, de modo que las cajas combinadoras pueden llegar directamente al inversor.

10.1.9. Fusibles del inversor

Los fusibles que tiene cada entrada del inversor no se usarán, se calcularán unos adecuados, tanto para el inversor de 2 MW como para el de 1.2 MW: Por entrada de 36 cadenas:

$$1.25(1.25)(36)(4.26) = 239.62A$$

Se decide poner un fusible estandarizado, así que de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012, sección 240.6(a):

El fusible será de 250 A para las entradas que lleven 36 cadenas.

Por entrada de 17 cadenas:

$$1.25(1.25)(17)(4.26) = 113.15A$$

se pondrá un fusible de 125 A para las entradas al inversor con 17 cadenas.

Por entrada de 5 cadenas:

$$1.25(1.25)(5)(4.26) = 33.28A$$

Se pondrá un fusible de 35 A para la entrada al inversor con 5 cadenas.

10.1.10. Distribución del parque solar

Por cada inversor habrá un arreglo, es decir, la cantidad de módulos que pertenecen a un inversor formarán un arreglo, montados en sus respectivos seguidores solares. Serán dos tipos de arreglos diferentes, ya que se tienen dos tipos de inversores distintos. En la Figura 10.6 se muestra un arreglo para un inversor de 2 MW, y en la Figura 10.7 se muestra para el inversor de 1.2 MW.

En la Figura 10.8 se presenta un bosquejo del espacio que ocuparán los arreglos.

De acuerdo a la Figura 10.8, hay un espacio de 10 m entre cada arreglo, horizontal y verticalmente. Este espacio se utiliza como un pasillo, donde los encargados del parque pueden pasar sin ninguna dificultad, es el paso de los cables de corriente alterna que salen del inversor para ir a la subestación (van en ductos subterráneos) y también se

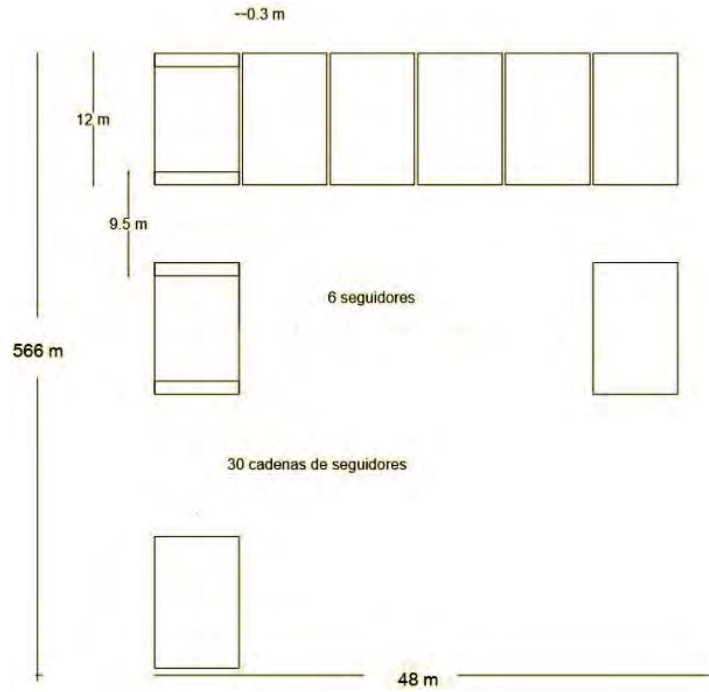


Figura 10.6: Arreglo para un inversor de 2 MW.

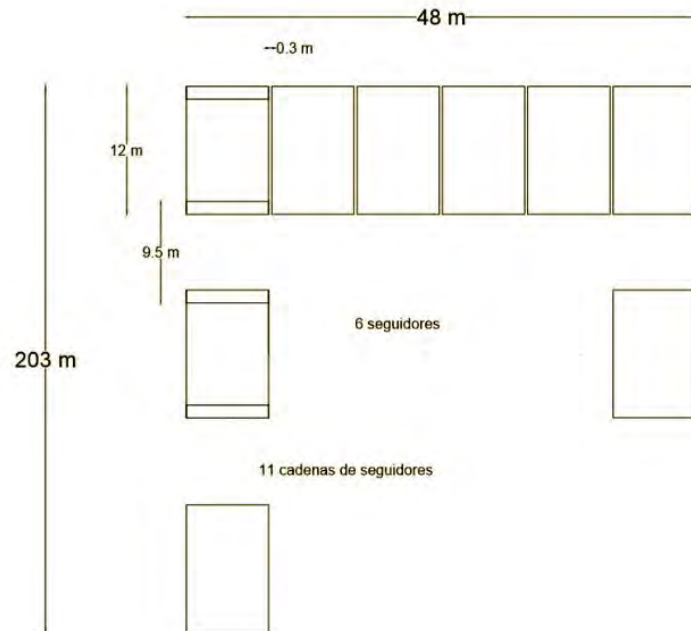


Figura 10.7: Arreglo para el inversor de 1.2 MW.

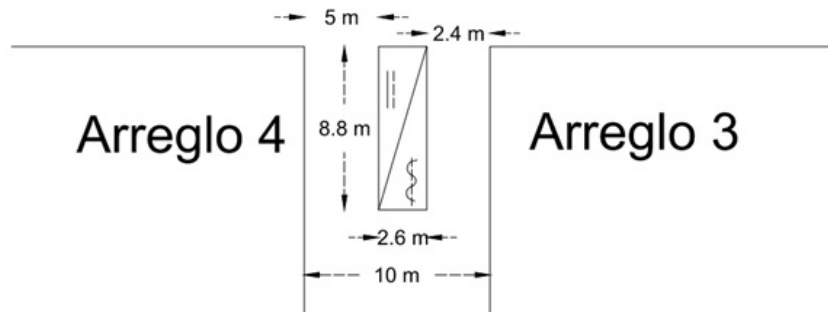


Figura 10.10: Detalle del inversor de 2 MW entre dos arreglos, ese inversor pertenece al arreglo 2.

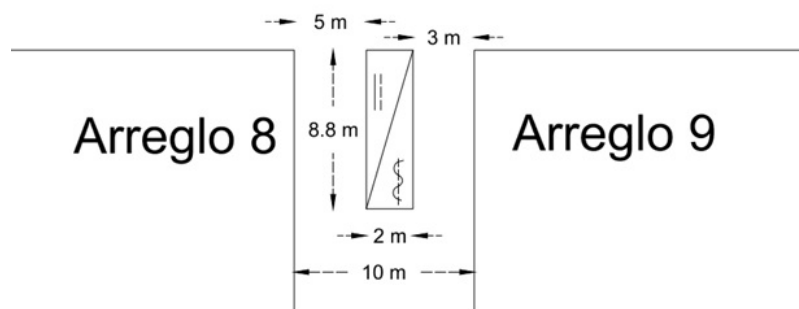


Figura 10.11: Detalle del inversor de 1.2 MW entre el arreglo 8 y el 9, ese inversor pertenece al arreglo 9.

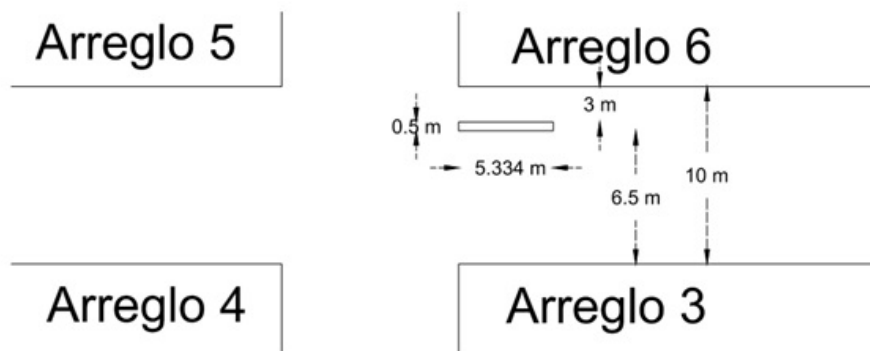


Figura 10.12: Detalle del bastidor que contiene las cajas combinadoras (colocadas por ambas caras del bastidor) correspondientes al arreglo 6, que a su vez corresponde a un inversor de 2 MW.

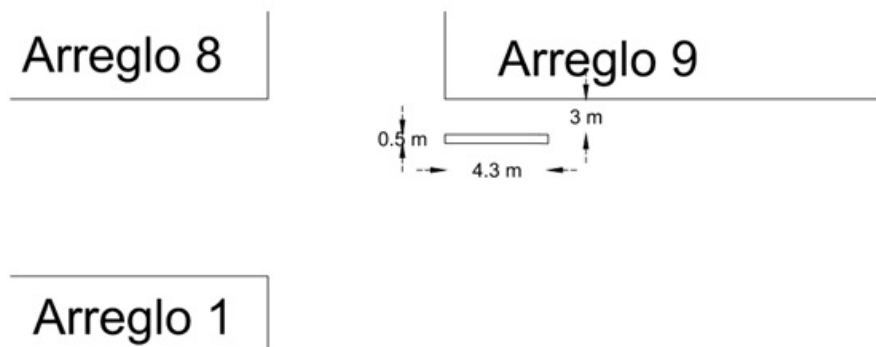


Figura 10.13: Detalle del bastidor que contiene las cajas combinadoras (colocadas por ambas caras del bastidor) del arreglo 9, correspondiente al inversor de 1.2 MW.

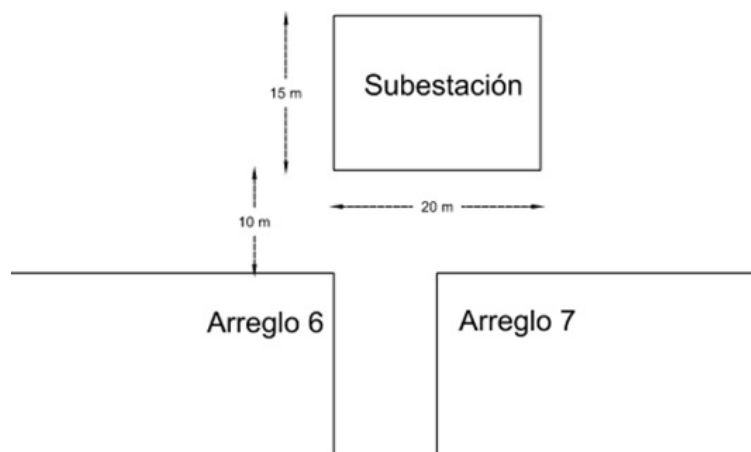


Figura 10.14: Detalle de la ubicación y dimensión de la subestación del parque.

$$I_{max} = (4.26)(1.25) = 5.32A$$

Los cables llegarán en tuberías de cada cadena hasta las cajas, por cada caja de 36 strings se propone que lleguen 6 tubos. Cada caja de 36 strings recibe:

36 cables positivos+36 cables negativos+36 cables de tierra= 108 cables en total

Siendo 72 cables activos y 36 inactivos.

Por tubería se tendrían:

$$\frac{108}{6} = 18cables$$

De los cuales 12 son activos y 6 son inactivos.

El artículo 690-8 inciso b), 2), da dos procedimientos para el cálculo de la ampacidad del conductor, de los cuales se debe elegir el resultado con mayor valor.

a. Obteniendo el 125 % de la corriente máxima obtenida anteriormente:

$$(1.25)(5.32) = 6.65A$$

b. Obteniendo la corriente máxima después e aplicar los factores por las condiciones de uso:

De la tabla 310-15(b)(3)(a) se obtiene el factor de agrupamiento para 12 conductores activos:

$$F.A. = 50 \%$$

De la tabla 310-15(b)(2)(a) se obtiene el factor de corrección de temperatura para la columna de 90°C, para una temperatura ambiente de 39.5°C (caso crítico):

$$F.T. = 0.91$$

Con esto se calcula la corriente:

$$\frac{4.26}{0.50(0.91)} = 9.36A$$

Y ahora, con este valor, se calcula la corriente máxima:

$$9.36(1.25) = 11.70A$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Calculada la ampacidad de los conductores activos con el procedimiento b. se llegó a un valor mayor, por lo tanto, esa será la corriente a utilizar (11.70 A).

A continuación se elige el calibre del conductor, de cobre, conforme a la tabla 310-15(b)(16) en la columna de 90°C. El calibre que se puede usar es de 0.824 mm² (18 AWG), con una ampacidad de 14 A (cubriendo así los 11.7 A).

Aunque la sección 690.31(d) permite usar calibres pequeños como el 0.824 mm² (18 AWG) o 1.31 mm² (16 AWG) (siempre y cuando sean adecuados para uso en intemperie y resistentes a agua y luz), por resistencia mecánica este calibre no es adecuado.

Se usará entonces un calibre de 3.31 mm² (12 AWG), cuya ampacidad es de 30 A, a reserva de analizar las caídas de tensión.

Las caídas de tensión no deben ser mayores que 3%.

De la Tabla 8 de la NOM-001-SEDE-2012 se obtiene el valor de resistencia (Ω/km) a una temperatura de 75°C.

Para el calibre 3.31 mm² (12 AWG), 7 hilos, recubierto, cobre, a 75°C, su resistencia es de 6.73 (Ω/km). Pero la temperatura ambiente del parque no es de 75°C, sino de 39.5°C máximo, entonces la resistencia se calcula para esta temperatura y para la temperatura de la celda con la ecuación (10.15).

$$R_1 = R_2 \frac{(T_a + T_1)}{T_a + T_2} \quad (10.15)$$

Donde:

- Temperatura ambiente: T_a
- Temperatura de la celda: T_1
- Temperatura de referencia: T_2
- Resistencia a la temperatura de referencia: R_2
- Resistencia corregida: R_1

En este caso:

$$R_1 = 6.73 \Omega/\text{km} \frac{(39.5^\circ\text{C} + 74.5^\circ\text{C})}{39.5^\circ\text{C} + 75^\circ\text{C}} = 6.70 \Omega/\text{km}$$

De acuerdo con las Figuras 10.8 y 10.12, se toma la distancia de la cadena más lejana hacia la caja más lejana a ella, teniendo así el caso crítico que se tomará como base.

$$566m + 4m = 570m$$

Recordando que:

$$V = RI$$

$$R = 6.70\Omega/km(570m) = 3.81\Omega$$

Con esto se tienen los siguientes volts de caída:

$$V = 3.81(4.26) = 16.24V$$

Se sabe que:

$$V_{100\%} = 6 \text{ módulos en serie}(122.38 \text{ V})=734.28 \text{ V}$$

Por tanto la caída en porcentaje sería:

$$16.24V = 2.21\%$$

La caída con el conductor de 3.31 mm^2 (12 AWG) es de 2.21 %, que es menor a 3 %, por tanto, ese calibre es totalmente aceptable para los conductores positivos y negativos.

Para las cajas de 20 strings (a las cuales llegan sólo 17 cadenas), se tienen 34 conductores activos (17 positivos y 17 negativos) y se proponen 2 tubos de llegada, uno con 16 conductores activos y otro con 18 conductores activos (17 positivos y 17 negativos hacen 34 activos), con el fin de tener el mismo factor de agrupamiento (50 % de 10 a 20 conductores activos) para poder usar también conductores de calibre 12 AWG (el factor de temperatura es obviamente el mismo y la distancia que recorrerán está incluida en la distancia máxima obtenida). Se cumple con la caída de tensión menor a 3 % pues las condiciones son las mismas que para los conductores de las cajas de 36 strings.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Finalmente para la caja de 8 strings (a la cual llegan sólo 5 cadenas), se tienen 10 conductores activos (5 positivos y 5 negativos), por lo que se propone un solo tubo de llegada para poder tener el mismo factor de agrupamiento y así, al igual que con los otros dos tipos de cajas, poder usar conductores de calibre 3.31 mm^2 (12 AWG).

Conductores inactivos.

Para el dimensionamiento de los conductores de tierra se utiliza la sección 690.45 de la NOM-001-SEDE-2012.

Se recuerda que para evitar poner una protección de falla a tierra, este conductor debe estar dimensionado como lo dice este artículo.

El inciso a) de dicho artículo dice que el conductor debe estar dimensionado según la tabla 250-122. No se exigirá un incremento en el tamaño de este conductor por caída de tensión (lo cual no es el caso) y no se permite un conductor menor a 2.08 mm^2 (14 AWG).

En este caso, el fusible de los módulos solares es de 7 A, por lo que el calibre de este conductor debe ser de 2.08 mm^2 (14 AWG).

Para hacer válida la opción de no poner protección de fallas a tierra, este conductor debe tener mínimo el doble de la amperacidad corregida por factores (que es de 11.7 A). De acuerdo con la tabla 310-15(b)(16), a este calibre corresponde una amperacidad de 25 A, por lo que cumple con este requerimiento.

Todos los conductores positivos y negativos serán RHW-2 de calibre 3.31 mm^2 (12 AWG), y los conductores de puesta a tierra serán desnudos de calibre 2.08 mm^2 (14 AWG) para el trayecto de los módulos a las cajas.

10.1.11.2. De las cajas combinadoras al inversor

Las cajas elegidas de Tealsolar aceptan conductores de salida de calibre 13.3 mm^2 (6 AWG) mínimo y máximo 177 mm^2 (350 kcmil).

El cálculo de los conductores de los módulos a las cajas, fue indistinto del tipo de caja para dimensionarlos de los módulos a éstas, pues todas las cadenas son iguales y el factor de agrupamiento se diseñó para ser el mismo. Para el cálculo de los conductores a la salida de las cajas, el dimensionamiento del cable es distinto, pues las corrientes

que salen de las cajas son diferentes (para 36, para 20 y para 8 strings).

Conductores activos para las cajas de 36 strings.

Para dimensionar el conductor a la salida de la caja se debe cumplir la sección 690.8(d), que dice que la ampacidad de cada uno de los conductores de interconexión del módulo no deberá ser menor a la suma del valor nominal de los fusibles individuales, más el 125 por ciento de la corriente de cortocircuito de los otros módulos conectados en paralelo, lo cual, puesto como una ecuación sería:

$$I_{dis} = \text{valor nominal del fusible de las cajas} + 1.25(I_{sc})(\text{No. de paneles} - 1)$$

Para el caso de este proyecto:

$$I_{dis} = 8 + 1.25(4.26)(35) = 194.37A$$

A continuación se le deben de aplicar los factores de corrección. Por cada caja combinadora de 36 strings saldrá una sola tubería, es decir, que se llevarían 3 cables en cada tubería, 2 cables activos y 1 de tierra.

Para dos conductores activos:

$$F.A. = 1$$

De la tabla 310-15(b)(2)(a) se obtiene el factor de corrección de temperatura para la columna de 90°C, para una temperatura ambiente de 39.5°C (caso crítico):

$$F.T. = 0.91$$

Con esto se calcula la corriente corregida:

$$I_{corregida} = \frac{194.37}{0.91} = 213.59A \approx 214A$$

A continuación se elige el calibre del conductor, de cobre, conforme a la tabla 310-15(b)(16) en la columna de 90°C.

El calibre que se usará es de 85.01 mm² (3/0 AWG), con una ampacidad de 225 A, a reserva de calcular las caídas de tensión. El cable será RWH-2.

De la tabla 8 de la NOM-001-SEDE-2012 se obtiene el valor de resistencia (Ω/km) a una temperatura de 75°C.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Para el calibre 85.01 mm² (3/0 AWG), 19 hilos, recubierto, cobre, a 75°C, su resistencia es de 0.261 (Ω/km). Nuevamente se calcula la resistencia a la temperatura ambiente crítica de 39.5°C y a la temperatura de la celda máxima con la ecuación (10.15):

$$R_1 = 0.261\Omega/km \frac{(39.5^\circ C + 74.5^\circ C)}{39.5^\circ C + 75^\circ C} = 0.2598\Omega/km$$

De acuerdo con las figuras 13 y 14, se toma la distancia de la caja más lejana al inversor hacia éste, teniendo así el caso crítico que se tomará como base.

$$6m + 3.5m + 48m + 6m = 63.5m \approx 70m$$

Entonces:

$$R = 0.2598\Omega/km(70m) = 0.01819\Omega$$

Los volts de caída serán:

$$V = 0.01819(214) = 3.89V$$

Recordando que:

$$V_{100\%} = 734.28V$$

Por tanto, 3.89 V equivale a ser el 0.52% de caída. Valor menor a 3% por tanto, ese calibre es totalmente aceptable para los conductores positivos y negativos.

Conductor de tierra para las cajas de 36 strings.

De acuerdo con la sección 690.45, el conductor de tierra se dimensiona conforme a la Tabla 250-122.

Se recuerda que el inversor tiene un fusible por entrada (calculados con anterioridad), y que para las entradas con 36 strings es de 250 A. Con este valor del fusible, se dimensiona el cable de tierras. De acuerdo con la Tabla 250-122, el cable de tierras debe corresponder a la capacidad de 300 A (pues 200 no cumpliría por ser menor que 250).

Este conductor tendrá un calibre de 21.2 mm^2 (4 AWG).

Conductores activos. Para las cajas de 20 strings.

Se recuerda que son cajas de 20 strings, pero sólo llevan 17 cadenas.

$$I = 8 + 1.25(4.26)(16) = 93.2A$$

Por tubería se llevará un solo circuito de 17 strings a la salida de la caja, es decir, serán 2 conductores activos y uno de tierra. El factor de agrupamiento es:

$$F.A. = 1$$

De la tabla 310-15(b)(2)(a) se obtiene el factor de corrección de temperatura para la columna de 90°C , para una temperatura ambiente de 39.5°C (caso crítico):

$$F.T. = 0.91$$

Se corrige la corriente:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{93.2}{0.91} = 102.41A \approx 103A$$

A continuación se elige el calibre del conductor, de cobre, conforme a la tabla 310-15(b)(16) en la columna de 90°C .

El calibre que se usará es de 26.7 mm^2 (3 AWG), con una ampacidad de 115 A, a reserva de calcular las caídas de tensión. El cable será RWH-2.

Para el calibre 26.7 mm^2 (3 AWG), 7 hilos, recubierto, cobre, a 75°C , su resistencia es de $0.833 \text{ } (\Omega/\text{km})$. Nuevamente se calcula la resistencia a la temperatura ambiente crítica de 39.5°C y a la temperatura de la celda máxima con la ecuación (10.15):

$$R_1 = 0.833\Omega/\text{km} \frac{(39.5^\circ\text{C} + 74.5^\circ\text{C})}{39.5^\circ\text{C} + 75^\circ\text{C}} = 0.8293\Omega/\text{km}$$

Se toma la misma distancia que para las cajas de 36 strings, de 70 m:

$$R = 0.8293\Omega/\text{km}(70\text{m}) = 0.05805\Omega$$

Y se obtienen los siguientes volts de caída:

$$V = 0.05805(103) = 5.97V$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Que equivalen al 0.81 % de caída. El calibre 26.7 mm² (3 AWG) calibre es totalmente aceptable para los conductores positivos y negativos.

Conductor de tierra para las cajas de 20 strings.

De acuerdo con la sección 690.45, el conductor de tierra se dimensiona conforme a la Tabla 250-122.

Se recuerda que el inversor tiene un fusible por entrada, y que para las entradas con 20 strings es de 125 A. Con este valor del fusible, se dimensiona el cable de tierras. De acuerdo con la Tabla 250-122, el cable de tierras debe corresponder a la capacidad de 200 A (pues 100 no cumpliría por ser menor que 125).

Este conductor tendrá un calibre de 13.3 mm² (6 AWG).

Conductores activos. Para las cajas de 8 strings.

Son cajas de 8 strings, pero sólo llevan 5 cadenas.

$$I = 8 + 1.25(4.26)(4) = 29.3A$$

Por tubería se llevará un solo circuito de 5 strings a la salida de la caja, es decir, serán 2 conductores activos y uno de tierra. El factor de agrupamiento es:

$$F.A. = 1$$

De la tabla 310-15(b)(2)(a) se obtiene el factor de corrección de temperatura para la columna de 90°C, para una temperatura ambiente de 39.5°C (caso crítico):

$$F.T. = 0.91$$

Con esto se calcula la corriente corregida:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{29.3}{0.91} = 32.19A \approx 33A$$

Se elige el calibre del conductor, de cobre, conforme a la tabla 310-15(b)(16) en la columna de 90°C.

El calibre que se usaría es de 5.26 mm² (10 AWG), con una ampacidad de 40 A, sin embargo, las cajas de Tealsolar piden mínimo un calibre de 13.3 mm² (6 AWG), que

es el calibre que se deberá usar. El cable será RWH-2. A continuación se calcularán las caídas de tensión.

Para el calibre 13.3 mm^2 (6 AWG), 7 hilos, recubierto, cobre, a 75°C , su resistencia es de $1.671 \text{ } (\Omega/\text{km})$. Nuevamente se calcula la resistencia a la temperatura ambiente crítica de 39.5°C y a la temperatura de la celda máxima con la ecuación (10.15):

$$R_1 = 1.671 \Omega/\text{km} \frac{(39.5^\circ\text{C} + 74.5^\circ\text{C})}{39.5^\circ\text{C} + 75^\circ\text{C}} = 1.663 \Omega/\text{km}$$

Se toma la misma distancia que para las cajas de 36 strings, de 70 m:

$$R = 1.663 \Omega/\text{km}(70\text{m}) = 0.11641 \Omega$$

Y se obtienen los siguientes volts de caída:

$$V = 0.11641(33) = 3.84\text{V}$$

Que equivalen al 0.52% de caída. El calibre 13.3 mm^2 (6 AWG) calibre es totalmente aceptable para los conductores positivos y negativos.

Conductor de tierra para las cajas de 8 strings.

De acuerdo con la sección 690.45, el conductor de tierra se dimensiona conforme a la Tabla 250-122.

El inversor tiene un fusible por entrada, y para la entrada con 8 strings es de 35 A. Con este valor del fusible, se dimensiona el cable de tierras. De acuerdo con la Tabla 250-122, el cable de tierras debe corresponder a la capacidad de 60 A (pues 20 no cumpliría por ser menor que 35). El calibre de este conductor debería ser de 5.26 mm^2 (10 AWG), pero las cajas sólo aceptan mínimo 13.3 mm^2 (6 AWG).

Este conductor tendrá un calibre de 13.3 mm^2 (6 AWG).

En conclusión:

Para las cajas de 36 strings, los conductores positivo y negativo serán de 85.01 mm^2 (3/0 AWG) y el de tierras de 21.2 mm^2 (4 AWG).

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Para las cajas de 20 strings, los conductores positivo y negativo serán de 26.7 mm^2 (3 AWG) y el de tierras de calibre 13.3 mm^2 (6 AWG).

Para la caja de 8 strings, los conductores positivo y negativo serán de 13.3 mm^2 (6 AWG) al igual que el de tierras.

10.1.12. Dimensionamiento de las tuberías de la zona de corriente directa

10.1.12.1. De los módulos solares a las cajas combinadoras

Para las cajas de 36 strings (tuberías con 18 conductores totales).

De la Tabla 5 de la NOM-001:

El calibre 3.31 mm^2 (12 AWG) del cable RHW-2 tiene 22.77 mm^2 de área aproximada, entonces, para los 12 conductores activos de este calibre:

$$12(22.77) = 273.24 \text{ mm}^2$$

Y de la Tabla 8:

El calibre 2.68 mm^2 (14 AWG) de conductor desnudo tiene 2.68 mm^2 de área, entonces, para los 6 conductores de tierra:

$$6(2.68) = 16.08 \text{ mm}^2$$

Sumando estas áreas:

$$273.24 + 16.08 = 289.32 \text{ mm}^2$$

De la Tabla 1 de la norma se toma el factor de 40, y de la Tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 289.32 mm^2 y en la columna con $f_r=40\%$, se obtiene que la tubería adecuada es:

Designación métrica 35, tamaño comercial de 1 1/4", con un área de 320 mm^2 .

Para las cajas de 20 strings (tuberías con 27 conductores totales).

De la Tabla 5 de la norma:

El calibre 3.31 mm^2 (12 AWG) del cable RHW-2 tiene 22.77 mm^2 de área aproximada, entonces, para los 18 conductores activos de este calibre:

$$18(22.77) = 409.86 \text{ mm}^2$$

Y de la tabla 8:

El calibre 2.08 mm^2 (14 AWG) de conductor desnudo tiene 2.68 mm^2 de área, entonces, para los 8 conductores de tierra:

$$9(2.68) = 24.12 \text{ mm}^2$$

Sumando estas áreas:

$$409.68 + 24.12 = 433.8 \text{ mm}^2$$

De la tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 433.8 mm^2 y en la columna con $fr=40\%$, se obtiene que la tubería adecuada es:

Designación métrica 41, tamaño comercial de 1 1/2", con un área de 442 mm^2 .

Para la cajas de 8 strings (tubería con 15 conductores totales).

De la Tabla 5:

El calibre 3.31 mm^2 (12 AWG) del cable RHW-2 tiene 22.77 mm^2 de área aproximada, entonces, para los 10 conductores activos de este calibre:

$$10(22.77) = 227.7 \text{ mm}^2$$

De la Tabla 8:

El calibre 2.08 mm^2 (14 AWG) de conductor desnudo tiene 2.68 mm^2 de área, entonces, para los 5 conductores de tierra:

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$5(2.68) = 13.4mm^2$$

Sumando estas áreas:

$$227.7 + 13.4 = 241.1mm^2$$

De la tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 241.1 mm² y en la columna con fr=40 %, se obtiene que la tubería adecuada es:

Designación métrica 35, tamaño comercial de 1 1/4", con un área de 320 mm².

10.1.12.2. De las cajas combinadoras a los inversores

Habrán tres tipos de tuberías, las que llevan un circuito de 36 cadenas, las que llevan un circuito de 17 cadenas y la que lleva un circuito de 5 cadenas.

Tubería con un circuito de 36 cadenas.

De la Tabla 5 de la norma:

El calibre 85.01 mm² (3/0 AWG) del cable RHW-2 tiene 262.7 mm² de área aproximada, entonces, para los 2 conductores activos de este calibre:

$$2(262.7) = 525.4mm^2$$

De la Tabla 8 de la norma:

El calibre 21.2 mm² (4 AWG) de conductor desnudo tiene 27.19 mm² de área, entonces, para el conductor de tierra:

$$1(27.19) = 27.19mm^2$$

Sumando estas áreas:

$$525.4 + 27.19 = 552.59mm^2$$

De la Tabla 1 de la norma se toma el factor fr de 40 (son más de dos conductores los que se llevan), y de la Tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 552.59 mm² y en la columna con fr=40 %, se obtiene que la tubería adecuada es designación métrica 53, tamaño comercial de 2", con un área de 742 mm². Sin embargo se aplicará la NOTA 2 de la Tabla 1 de la NOM-001-SEDE-2012 (debido a que son 3 conductores los que se llevan en la tubería) para evitar que se atasquen los cables, si se cumple lo siguiente, se debe escoger una canalización del tamaño inmediato superior:

Si el diámetro interno de la canalización dividido entre el diámetro externo del conductor, está entre 2.8 y 3.2, se debe optar por una canalización de tamaño superior.

Con los datos de los diámetros obtenidos de las Tablas 4 y 5:

$$\frac{48.60}{18.29} = 2.65$$

Por lo tanto la tubería no se debe aumentar y será de:

Designación métrica 53, tamaño comercial de 2", con un área de 742 mm².

Tubería con circuito de 17 cadenas.

De la Tabla 5:

El calibre 26.7 mm² (3 AWG) del cable RHW-2 tiene 98.13 mm² de área aproximada, entonces, para los 2 conductores activos de este calibre:

$$2(98.13) = 196.26mm^2$$

De la Tabla 8:

El calibre 13.3 mm² (6 AWG) de conductor desnudo tiene 17.09 mm² de área, entonces, para el conductor de tierra:

$$1(17.09) = 17.09mm^2$$

Sumando estas áreas:

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$196.26 + 17.09 = 213.35mm^2$$

De la Tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 213.35 mm² y en la columna con fr=40%, se obtiene que la tubería adecuada es designación métrica 35, tamaño comercial de 1 1/4", con un área de 320 mm², a reserva de aplicar la NOTA 2 explicada anteriormente:

Con los datos de los diámetros obtenidos de las Tablas 4 y 5:

$$\frac{31.90}{11.18} = 2.85$$

En este caso la tubería sí debe aumentarse, debe usarse el tamaño inmediato superior para evitar que se atasquen los cables:

Designación métrica 41, tamaño comercial de 1 1/2", con un área de 442 mm².

Tubería con circuito de 5 cadenas.

De la Tabla 5:

El calibre 13.3 mm² (6 AWG) del cable RHW-2 tiene 67.16 mm² de área aproximada, entonces, para los 2 conductores activos de este calibre:

$$2(67.16) = 134.32mm^2$$

De la Tabla 8:

El calibre 13.3 mm² (6 AWG) de conductor desnudo tiene 17.09 mm² de área, entonces, para el conductor de tierra:

$$1(17.09) = 17.09mm^2$$

Sumando estas áreas:

$$134.32 + 17.09 = 151.41mm^2$$

De la Tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 151.41 mm² y en la columna con fr=40%, se obtiene que la tubería

adecuada es designación métrica 27, tamaño comercial de 1", con un área de 178 mm², a reserva de aplicar la NOTA 2:

Con los datos de los diámetros obtenidos de las Tablas 4 y 5:

$$\frac{23.80}{9.246} = 2.57$$

La tubería no se debe aumentar. La que se utilizará será:

Designación métrica 27, tamaño comercial de 1", con un área de 178 mm².

10.1.13. Transformación de corriente directa a corriente alterna

Para el inversor de 2 MW, de acuerdo con la hoja de especificaciones del fabricante, se tienen los siguientes datos, necesarios para el cálculo de los conductores de media tensión de corriente alterna, proceso descrito en la siguiente sección:

- Relación de transformación: 0.660 kV/13.8 kV
- Corriente alterna máxima de salida del inversor (antes del transformador): 1750 A.

Con estos datos, se tiene que la corriente máxima de salida del transformador en cada inversor de 2MW será de:

$$1750 \frac{0.660}{13.8} = 83.69A$$

Con esta corriente se comenzará el diseño de los cables de corriente alterna.

Para el inversor de 1.2 MW, se tienen de acuerdo con la hoja de especificaciones los siguientes datos:

- Relación de transformación: 0.390 kV/13.8 kV
- Corriente alterna máxima de salida del inversor (antes del transformador): 1176 A.

Con estos datos, se tiene que la corriente máxima de salida del transformador en el inversor de 1.2MW será de:

$$1176 \frac{0.390}{13.8} = 33.23A$$

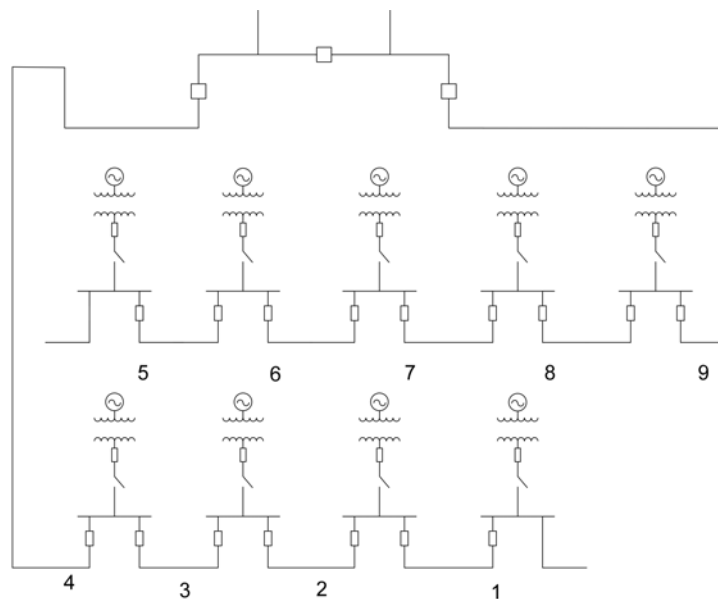


Figura 10.15: Tramos de corriente alterna a la salida de los inversores.

10.1.14. Conductores de corriente alterna

Para poder comenzar a dimensionar los conductores, se obtienen primero las corrientes que se llevarán en cada tramo, desde la salida de los transformadores de los inversores hasta la subestación. En la Figura 10.15 se muestran los tramos necesarios hasta llegar a la subestación, y en seguida se indican las corrientes que llevan.

A continuación se muestra la corriente en amperes que lleva cada tramo:

- 1=83.69 A
- 2=167.38 A
- 3=251.07 A
- 4=334.76 A
- 5=83.69 A
- 6=167.38 A
- 7=251.07 A
- 8=334.76 A

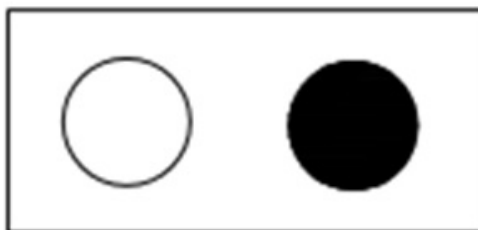


Figura 10.16: Vista transversal del ducto subterráneo a usar. A pesar de haber dos tubos, sólo uno llevará un circuito.

- $I = 367.99 \text{ A}$

Las corrientes 1, 2, 3 y 4 son un circuito (circuito 1), y las corrientes 5, 6, 7, 8 y 9 pertenecen a otro circuito (circuito 2).

De acuerdo con la sección 310.60(b), para calcular la ampacidad de estos conductores hay dos maneras: mediante las Tablas 310-60(c)(67) a 310-60(c)(86), o bajo supervisión de ingeniería, como se establece en 310.60(c) y (d).

Los conductores serán de XLP con aislamiento de 15kV a 90°C, irán en ductos subterráneos.

Aquí se hará el diseño mediante las Tablas. Con este procedimiento, lo único que se debería corregir es la temperatura, pero se encuentra en la Tabla 310-60(c)(4), que para el rango de 36°C a 40°C, el factor de corrección es 1.00. Entonces el valor se tomará directo de las tablas.

La ampacidad de los conductores varía de acuerdo al número de circuitos que se lleven en el ducto. Para este proyecto se propone usar un ducto con capacidad para dos circuitos ocupando sólo un tubo y dejando el otro como un tubo de reserva, como se muestra en la Figura 10.16. El acomodo será en forma de trébol.

Dimensionamiento de los cables del circuito 1.

El calibre del conductor se buscará en la tabla 310-60(c)(77), que es para conductores de cobre subterráneos, individualmente aislados, en la parte de un circuito y en la

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

columna de 5001 V a 35000 V (del transformador se tienen 13.8 kV). Para cada tramo se tiene un conductor distinto pues las corrientes son distintas.

El tipo de cable que se usará es XLP de clase de aislamiento 15 kV de 100 %.

La sección 310.60 especifica en la Tabla 310-106(a) que el calibre mínimo, según el voltaje al que se está trabajando (13.8 kV), debe ser de 33.6 mm² (2 AWG) para un conductor de cobre, que es el que se está utilizando en todo el proyecto.

El tramo 1 es de 83.69 A. Se propone un calibre 53.49 mm² (1/0 AWG), con una ampacidad de 200 A.

El tramo 2 es de 167.38 A, por lo que se propone un calibre de 53.49 mm² (1/0 AWG), igual que en el tramo anterior, cuya ampacidad es de 200 A.

El tramo 3 es de 251.07 A, con la cual se propone un calibre 85.01 mm² (3/0 AWG), cuya ampacidad es de 260 A.

El tramo 4 es de 334.76 A, con la que se propone un calibre de 177 mm² (350 kcmil), con una ampacidad de 390 A.

Dimensionamiento de los cables del circuito 2.

El tramo 5 es de 83.69 A. Se propone un calibre 53.49 mm² (1/0 AWG), con una ampacidad de 200 A.

El tramo 6 es de 167.38 A, por lo que se propone un calibre de 53.49 mm² (1/0 AWG), al igual que en el tramo anterior, cuya ampacidad es de 200 A.

El tramo 7 es de 251.07 A, con la cual se propone un calibre 85.01 mm² (3/0 AWG), cuya ampacidad es de 260 A.

El tramo 8 es de 334.76 A, con la que se propone un calibre de 177 mm² (350 kcmil), con una ampacidad de 390 A.

El tramo 9 es de 367.99 A, con lo que se propone un calibre de 177 mm² (350 kcmil), igual que en el tramo anterior.

Para saber si estos calibres son válidos, se deben calcular las caídas de tensión durante todo el trayecto desde los transformadores de los inversores hasta la subestación.

Análisis de las caídas de tensión.

Para el caso de este análisis en corriente alterna, se requiere el uso de la siguiente ecuación:

$$V = ZI$$

Se calcularán las caídas por tramo y se sumarán en cada circuito, hasta llegar a la subestación.

Con ayuda de las tablas de características de los conductores XLP de clase de aislamiento 15 kV dadas por el fabricante, se encuentran R y X_L .

De acuerdo con los calibres que se utilizarán en ambos circuitos, los datos del fabricante a utilizar son los mostrados en la Tabla 10.4.

Calibre	R a 90°C [Ω/km]	I [mH/km]	X_L [Ω/km]
53.49 mm ² (1/0 AWG)	0.420	0.402	0.151
85.01 mm ² (3/0 AWG)	0.265	0.374	0.140
177 mm ² (350 kcmil)	0.128	0.330	0.124

Tabla 10.4: Características de los conductores XLP.

Las inductancias deben estar en unidades de reactancia para poder usarlas, así que el valor obtenido del fabricante se multiplica por $\omega = 2\pi f$ (donde $f = 60$ Hz), apareciendo este valor en la última columna (X_L).

En la Tabla 10.5 se muestra el calibre del conductor y su respectiva impedancia.

Calibre	Impedancia [Ω/km]	Impedancia [Ω/km]
53.49 mm ² (1/0 AWG)	$0.420 + j0.151$	$0.446 \angle 19.774^\circ$
85.01 mm ² (3/0 AWG)	$0.265 + j0.140$	$0.299 \angle 27.847^\circ$
177 mm ² (350 kcmil)	$0.128 + j0.124$	$0.178 \angle 44.090^\circ$

Tabla 10.5: Impedancias de los conductores XLP.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Con estos datos, se procede a calcular las caídas por tramo y por circuito.

Circuito 1.

Para obtener ΔV , que será la caída de tensión entre fases, se debe tener también la corriente, en magnitud y en ángulo. El ángulo de la corriente depende de la carga que esté demandando esa corriente, por lo que se tomará como factor de potencia un valor de 0.8 en atraso, lo que da un ángulo de $\angle -36.869^\circ$ para las corrientes.

Para la caída del primero y segundo tramo (por llevar los mismos calibres de los conductores) se toma una corriente de $167.38\angle -36.869^\circ$ y a la impedancia correspondiente de $0.446\angle 19.774^\circ$ se le debe multiplicar por la distancia que recorrerá para tenerla en ohms. La distancia de los primeros dos tramos según las Figuras 10.10 y 10.11 será de aproximadamente 2 km (debe pasar por dos arreglos de 566 m y por los espacios entre ellos), por tanto:

$$0.446\angle 19.774^\circ(2) = 0.892\angle 19.774^\circ\Omega$$

$$\Delta V_{tramos1y2} = 167.38\angle -36.869^\circ(0.892\angle 19.774^\circ) = 149.302\angle -17.095^\circ V$$

Para la caída del tramo tres se tiene una distancia de aproximadamente 1 km (la mitad del caso anterior).

$$0.299\angle 27.847^\circ(1) = 0.299\angle 27.847^\circ$$

$$\Delta V_{tramo3} = 251.07\angle -36.869^\circ(0.299\angle 27.847^\circ) = 75.069\angle -9.022^\circ V$$

Para el cuarto tramo se tiene una distancia mayor, pues con este conductor se llega a la subestación, se tomará una distancia de 1.5 km (debe recorrer desde el arreglo a la extrema izquierda hasta la subestación).

$$0.178\angle 44.090^\circ(1.5) = 0.267\angle 44.090^\circ$$

$$\Delta V_{tramo4} = 334.76\angle -36.869^\circ(0.267\angle 44.090^\circ) = 89.380\angle 7.221^\circ V$$

A continuación se sumarán las tres caídas de tensión calculadas para este circuito para poder obtener las caídas totales de éste y poder conocerlas en porcentaje también.

$$149.302\angle -17.095^\circ + 75.069\angle -9.022^\circ + 89.380\angle 7.221^\circ = 308.730\angle -8.273^\circ V$$

$$\Delta V_{totales} = 308.730\angle -8.273^\circ V$$

Para calcular la regulación de voltaje sólo se utilizan las partes reales, por lo que:

$$Vr = Vg - \Delta V$$

$$Vr = 13.8 - 308.730 = 13.491 kV$$

Finalmente se obtendrá el porcentaje de la caída de tensión por medio de la regulación de voltaje:

$$\%Reg = \frac{Vg - Vr}{Vr}$$

$$\%Reg = \frac{13.8 - 13.491}{13.491} = 0.0229$$

Quedando:

$$\%Reg = 2.29 \%$$

Al ser menor la caída al 3 %, los conductores pueden quedarse dimensionados con los calibres ya obtenidos.

Circuito 2.

Se realizará el mismo procedimiento que en el circuito 1.

Para la caída del primer y segundo tramo (por llevar los mismos calibres de los conductores) se toma una corriente de $167.38\angle -36.869^\circ$ y a la impedancia correspondiente de $0.446\angle 19.774^\circ$ se le debe multiplicar por la distancia que recorrerá para tenerla en ohms. La distancia de los primeros dos tramos será de aproximadamente 2 km.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$0.446\angle 19.774^\circ(2) = 0.892\angle 19.774^\circ$$

$$\Delta V_{tramos1y2} = 167.38\angle - 36.869^\circ(0.892\angle 19.774^\circ) = 149.302\angle - 17.095^\circ V$$

Para la caída del tramo tres se tiene una distancia de aproximadamente 1 km.

$$0.299\angle 27.847^\circ(1) = 0.299\angle 27.847^\circ$$

$$\Delta V_{tramos3} = 251.07\angle - 36.869^\circ(0.299\angle 27.847^\circ) = 75.069\angle - 9.022^\circ V$$

El cuarto y quinto tramo llevan el mismo calibre de conductor, por lo que se tomará la corriente más grande de estos dos que es de 367.99 A. Aquí, para estos dos tramos se tiene una distancia de aproximadamente 2 km, pues tiene que pasar por un arreglo al otro inversor y de ahí ir a la subestación.

$$0.178\angle 44.090^\circ(2) = 0.356\angle 44.090^\circ$$

$$\Delta V_{tramos4y5} = 367.99\angle - 36.869^\circ(0.356\angle 44.090^\circ) = 131.004\angle 7.221^\circ V$$

A continuación se sumarán las tres caídas de tensión calculadas para este circuito para poder obtener las caídas totales de éste y poder conocerlas en porcentaje también.

$$149.302\angle - 17.095^\circ + 75.069\angle - 9.022^\circ + 131.004\angle 7.221^\circ = 349.018\angle - 6.447^\circ V$$

$$\Delta V_{totales} = 349.018\angle - 6.447^\circ V$$

Se calcula Vr:

$$Vr = 13.8 - 349.018 = 13.450kV$$

Por medio de la regulación de voltaje se obtendrá la caída de tensión:

$$\%Reg = \frac{13.8 - 13.450}{13.450} = 0.0260$$

Por lo que:

$$\%Reg = 2.60 \%$$

Este valor es menor a 3%, por lo que los conductores quedarán como ya se había establecido.

10.1.14.1. Fusibles

El transformador que se está usando es el que trae el inversor. Este transformador también lleva ya sus protecciones: un fusible y un desconectador. Sin embargo, hace falta dimensionar los otros fusibles, que son los cuadritos que se muestran en la Figura 10.15 (éstos pueden ser fusibles o interruptores, para este caso, por no ser muy altas las corrientes, se eligen fusibles). Los fusibles son dimensionados al igual que todos los demás, y del artículo 240-6 se eligen los valores de los fusibles, en este caso todos son estandarizados.

Fusibles del tramo 1.

Son dos fusibles de este valor, los dos por los cuales pasa una corriente de 83.69 A.

$$1.25(1.25)(83.69) = 130.76A$$

Los dos fusibles serán de=150 A

Fusibles del tramo 2.

$$1.25(1.25)(167.38) = 261.53A$$

Los dos fusibles serán de=300 A

Fusibles del tramo 3.

$$1.25(1.25)(251.07) = 392.29A$$

Los dos fusibles serán de=400 A

Fusibles del tramo 4.

$$1.25(1.25)(334.76) = 523.06A$$

Los dos fusibles serán de=600 A

Fusibles del tramo 5.

$$1.25(1.25)(83.69) = 130.76A$$

Los dos fusibles serán de=150 A

Fusibles del tramo 6.

$$1.25(1.25)(167.38) = 261.53A$$

Los dos fusibles serán de=300 A

Fusibles del tramo 7.

$$1.25(1.25)(251.07) = 392.29A$$

Los dos fusibles serán de=400 A

Fusibles del tramo 8.

$$1.25(1.25)(334.76) = 523.06A$$

Los dos fusibles serán de=600 A

Fusibles del tramo 9.

$$1.25(1.25)(364.99) = 574.98A$$

Los dos fusibles serán de=600 A

10.1.15. Tuberías de los ductos subterráneos de corriente alterna

Los tubos deben ser de uso pesado, por lo que se emplearán tubos de PVC cédula 80, que se encuentran en la Tabla 4.

Debido a que se tienen 3 calibres distintos (53.49 mm² (1/0 AWG), 85.01 mm² (3/0 AWG) y 177 mm² (350 kcmil)), se tendrán tres tuberías distintas.

Tubería para 53.49 mm² (1/0 AWG)

De acuerdo con los datos del fabricante (CONDUMEX), el diámetro total para este conductor es de 24 mm. Se procede a calcular su área:

$$A = \frac{(24^2)\pi}{4} = 452.39mm^2$$

Se tendrán 3 conductores de este calibre en el tubo:

$$3(452.39) = 904.78mm^2$$

De la Tabla 4, Artículo 352, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 904.78 mm² y en la columna con fr=40 %, se obtiene que la tubería adecuada es designación métrica 53, tamaño comercial de 2", con un área de 999 mm², a reserva de aplicar la NOTA 2.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$\frac{56.40}{24} = 2.35$$

Por tanto la tubería no debe aumentar y será:

Para los tramos con conductores 53.49 mm² (1/0 AWG), la tubería será de PVC cédula 80 (para uso pesado), designación métrica 53, tamaño comercial de 2", con un área de 999 mm²

Tubería para 85.01 mm² (3/0 AWG)

De acuerdo con los datos del fabricante (CONDUMEX), el diámetro total para este conductor es de 26.3 mm. Se procede a calcular su área:

$$A = \frac{(26.3^2)\pi}{4} = 543.25mm^2$$

Se tendrán 3 conductores de este calibre en el tubo:

$$3(543.25) = 1629.75mm^2$$

De la Tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 1629.75 mm² y en la columna con fr=40 %, se obtiene que la tubería adecuada es designación métrica 78, tamaño comercial de 3", con un área de 2248 mm², a reserva de aplicar la NOTA 2.

$$\frac{84.60}{26.3} = 3.21$$

Por tanto la tubería se debe aumentar y será:

Para los tramos con conductores 85.01 mm² (3/0 AWG), la tubería será de PVC cédula 80 (para uso pesado), designación métrica 91, tamaño comercial de 3 1/2", con un área de 2932 mm²

Tubería para 177 mm² (350 kcmil)

De acuerdo con los datos del fabricante (CONDUMEX), el diámetro total para este conductor es de 31.2 mm. Se procede a calcular su área:

$$A = \frac{(31.2^2)\pi}{4} = 764.53\text{mm}^2$$

Se tendrán 3 conductores de este calibre en el tubo:

$$3(764.53) = 2293.59\text{mm}^2$$

De la Tabla 4, en la correspondiente al tubo conduit rígido de PVC, Cédula 80, con el valor de 2293.59 mm² y en la columna con fr=40 %, se obtiene que la tubería adecuada es designación métrica 91, tamaño comercial de 3 1/2", con un área de 2932 mm², a reserva de aplicar la NOTA 2.

$$\frac{96.60}{31.2} = 3.09$$

Por tanto la tubería se debe aumentar y será:

Para los tramos con conductores 177 mm² (350 kcmil), la tubería será de PVC cédula 80 (para uso pesado), designación métrica 103, tamaño comercial de 4", con un área de 3726 mm²

10.1.16. Resultados finales

45,078 módulos solares

1,506 seguidores solares

8 inversores de 2 MW

1 inversores de 1.2 MW

201 cajas de 36 entradas

16 cajas de 20 entradas

1 caja de 8 entradas

- Conductores de corriente directa

De los módulos solares a las cajas combinadoras

Conductores activos RHW-2, 3.31 mm² (12 AWG)

Conductores de tierra desnudos, 2.08 mm²

De las cajas combinadoras al inversor

Dependiendo del número de entradas de cada caja, los conductores activos podrán ser:

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

RHW-2, 85.01 mm² (3/0 AWG)

RHW-2, 26.7 mm² (3 AWG)

RHW-2, 13.3 mm² (6 AWG)

Dependiendo del número de entradas de cada caja, los conductores de tierra podrán ser:

Desnudo, 21.2 mm² (4 AWG)

Desnudo, 13.3 mm² (6 AWG)

- Tuberías de la zona de corriente directa

De los módulos solares a las cajas combinadoras

Dependiendo de la caja a la que lleguen, las tuberías podrán ser:

Designación métrica 35, 1 1/4", 320 mm²

Designación métrica 41, 1 1/2", 442 mm²

De las cajas combinadoras al inversor

Dependiendo de la caja de la que provengan, las tuberías podrán ser:

Designación métrica 53, 2", 742 mm²

Designación métrica 41, 1 1/2", 442 mm²

- Conductores de corriente alterna XLP

Para el circuito 1:

Tramos 1 y 2, 53.49 mm² (1/0 AWG)

Tramo 3, 85.01 mm² (3/0 AWG)

Tramo 4, 177 mm² (350 kcmil)

Para el circuito 2:

Tramos 5 y 6, 53.49 mm² (1/0 AWG)

Tramo 7, 85.01 mm² (3/0 AWG)

Tramos 8 y 9, 177 mm² (350 kcmil)

- Tuberías de la zona de corriente alterna (PVC uso pesado)

Dependiendo del calibre de los tramos, las tuberías pueden ser:

Designación métrica 53, 2", 999 mm²

Designación métrica 91, 3 1/2", 2932 mm²

Designación métrica 103, 4", 3726 mm²

10.2. Parque solar en Sonora

10.2.0.1. Datos preliminares

La ubicación geográfica del parque será en Hermosillo, Sonora. El lugar presenta las siguientes características:

- Latitud: 29°05'
- Longitud: 110°57'
- Altitud: 2100 msnm
- Zona horaria: -7
- Temperatura promedio anual: 48.5 °C
- Temperatura máxima (Julio): 48.5 °C
- Temperatura mínima (Diciembre): -4.0 °C

Características del Módulo.

El módulo que se utilizará es de la empresa SunPower, modelo E19 / 425. Es parte de la gama más eficiente con alrededor de 19 % de eficiencia. SunPower maneja módulos con eficiencias mayores al 20 %, sin embargo se eligió el modelo con 19.7% de eficiencia ya que puede generar hasta 495 W (como se explica más adelante). Realizando un balance entre eficiencia y capacidad el modelo E19/425 cumple con las características que se necesita en el parque. Las características principales del módulo se pueden ver en la Tabla 10.6, su descripción general se encuentra en los anexos.

El modulo se calienta porque el 80 % de la energía que absorbe de los rayos del sol se libera en forma de calor, sólo el 20 % restante se aprovecha en la celda para transformarse en energía eléctrica. Por lo tanto es importante determinar las temperaturas críticas a las que estará expuesto el módulo ya que sus parámetros varían en función de la temperatura.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

	Módulo E19 /425	
Potencia máx ($\pm 5\%$)	P_{max}	425 W
Voltaje circuito abierto	V_{co}	85.6 V
Corriente de corto circuito	I_{sc}	6.21 A
Coeficientes de temperatura		
Potencia	CP	-0.38 %K
Voltaje	CV	-235.5 mV/K
Corriente	CI	3.5 mA/K
NOCT	-	45 °C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Fusible en serie	-	20 A
Dimensiones		
Alto	-	2067 mm
Ancho	-	1046 mm
Peso	-	25.4 kg

Tabla 10.6: Datos del Módulo.

Temperaturas críticas de la celda

Con base en las temperaturas críticas del lugar, se deben obtener las temperaturas críticas que el módulo experimentará. Los parámetros que el fabricante indica es sus especificaciones eléctricas (V, I, W) se obtienen a partir de la Temperatura de Operación Nominal de la Celda, el NOCT por sus siglas en inglés *Nominal Operating Cell Temperature*. Esta temperatura de operación nominal obtiene bajo las siguientes condiciones:

- Temperatura de 20 °C
- Irradiancia 800 W/m²
- Velocidad del viento 1 m/s
- Masa de aire (MA) 1.5

Utilizando la ecuación (10.1) y considerando que las condiciones críticas del lugar son:

- $T_{max} = 48.5^{\circ}\text{C}$
- $T_{min} = -4.0^{\circ}\text{C}$
- $G_{max} = 340 \text{ W/m}^2$
- $G_{min} = 180 \text{ W/m}^2$

Considerando las características del módulo:

- $\text{NOCT} = 45^{\circ}\text{C} \pm 2.0^{\circ}\text{C}$

T_C máxima del módulo

Para obtener la temperatura crítica máxima se considera:

- Irradiancia máxima $G_{max} = 1 \text{ kW/m}^2$
- Temperatura $T_{amax} = 48.5^{\circ}\text{C}$
- $\text{NOCT}_{max} = 45^{\circ}\text{C} + 2^{\circ}\text{C} = 47^{\circ}\text{C}$

Por lo tanto T_{Cmax} :

$$T_{Cmax} = 48.5^{\circ}\text{C} + \left(\frac{47^{\circ}\text{C} - 20}{0.8} \text{ kW/m}^2 \right) 1$$

$$T_{Cmax} = 82.25^{\circ}\text{C}$$

T_C mínima del módulo

Para obtener la temperatura crítica mínima se considera:

- Irradiancia máxima $G_{max} = 0 \text{ kW/m}^2$
- Temperatura $T_{amin} = -4^{\circ}\text{C}$
- $\text{NOCT}_{min} = 45^{\circ}\text{C} - 2^{\circ}\text{C} = 43^{\circ}\text{C}$

Por lo tanto T_{Cmin} se obtiene:

$$T_{Cmin} = -4^{\circ}C + \left(\frac{43^{\circ}C - 20}{0.8} kW/m^2 \right) 0$$

$$T_{Cmin} = -4^{\circ}C$$

Temperaturas críticas de la celda

Los parámetros eléctricos del módulo (V, I, W) que el fabricante especifica se obtienen a partir de Pruebas de Condiciones Estándar, STC por sus siglas en inglés *Standard Test Condition*. Estas condiciones son:

- Temperatura a 25°C
- Irradiancia 100 W/m²
- Masa de aire 1.5 MA

Los parámetros eléctricos del módulo modelo E19/425 se obtuvieron a partir del STC. Los parámetros del módulo bajo condiciones STC son:

- Voltaje de circuito abierto, Voc= 85.6 V
- Corriente de corto circuito, Isc= 6.21 A
- Potencia máxima, P_{max}= 425 W ± 5 %
 - P_{maxSTC}= 446.25 W (+5 %)
 - P_{maxSTC}= 403.75 W (-5 %)

Dado que los parámetros eléctricos del módulo varían en función de la temperatura, se tiene que hacer un reajuste de éstos, ya que los módulos operarán en condiciones diferentes a las STC y por lo tanto se tienen que determinar valores de los parámetros eléctricos reales.

Para realizar este reajuste, el fabricante proporciona coeficientes de temperatura para cada variable eléctrica:

- CP= -0.38 %/K

- $CV = -235.5 \text{ mV/K}$
- $CI = 3.5 \text{ mA/K}$

Con la siguiente expresión se obtiene los parámetros reales del módulo:

$$Parametros = Parametros_{OC}[1 + (T_C - 25^\circ C)(Coficiente. \%/^\circ C)] \quad (10.16)$$

Con la ecuación anterior, a partir del coeficiente de temperatura de cada parámetro y las temperaturas críticas que presenta el módulo se obtienen los parámetros eléctricos críticos que se pueden presentar en el módulo.

Dado que las unidades de los coeficientes de temperatura están en K, se tiene que hacer un ajuste de unidades.

Considerando que:

- $K = ^\circ C + 273.15$

Entonces:

- $T_{Cmax} = 82.25 \text{ }^\circ C \rightarrow 355.4 \text{ K}$
- $T_{Cmin} = -4.0 \text{ }^\circ C \rightarrow 269.5 \text{ K}$
- $T_{amb} = 25 \text{ }^\circ C \rightarrow 298.15 \text{ K}$

Después del reajuste de unidades a la expresión anterior se pueden aplicar los coeficientes de temperatura y se obtiene la siguiente ecuación:

$$Parametros = Parametros_{OC}[1 + (T_C - 298.15K)(Coficiente. \%/K)] \quad (10.17)$$

Para tener un mejor manejo de unidades se hace un reajuste a las unidades de los coeficientes de temperatura.

- $CP = -0.38 \text{ } \%/K = -0.0038 \text{ /K}$
- $CV = -0.2355 \text{ } \%/K = -0.002355 \text{ /K}$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- $CI = 0.0035\%/K = 0.000035/K$

A partir de los coeficientes de temperatura, las temperaturas críticas del módulo y los parámetros en STC se obtienen los parámetros críticos del módulo.

Considerando $T_{Cmax} = 355.4 K$ se obtiene:

Voltaje de circuito abierto mínimo

De la siguiente ecuación:

$$V_{ocmin} = V_{ocSTC}[1 + (T_{Cmax} - 298.15K)(CV)]$$

$$V_{ocmin} = (85.6V)[1 + (355.4K - 298.15K)(-0.002355/K)] = 74.059V$$

Potencia mínima a 355.4 K

De la siguiente ecuación:

$$P_{max355K} = P_{maxSTC}[1 + (T_{Cmax} - 298.15K)(CP)]$$

$$P_{max355K} = (403.75W)[1 + (355.4K - 298.15K)(-0.0038/K)] = 315.914W$$

Corriente máxima

De la siguiente ecuación:

$$I_{scmax} = I_{scSTC}[1 + (T_{Cmax} - 298.15K)(CI)]$$

$$I_{scmax} = (6.21A)[1 + (355.4K - 298.15K)(0.000035/K)] = 6.222A$$

Considerando $T_{Cmin} = 269.15 K$ se obtiene:

Voltaje de circuito abierto máximo

De la siguiente ecuación:

$$V_{ocmax} = V_{ocSTC}[1 + (T_{Cmin} - 298.15K)(CV)]$$

$$V_{ocmax} = (85.6V)[1 + (269.5K - 298.15K)(-0.002355/K)] = 91.375V$$

Potencia máxima a 269.15 K

De la siguiente ecuación:

$$P_{max269.15K} = P_{maxSTC}[1 + (T_{Cmax} - 298.15K)(CP)]$$

$$P_{max269.15K} = (446.25W)[1 + (269.15K - 298.15K)(-0.0038/K)] = 495.43W$$

Corriente mínima

De la siguiente ecuación:

$$I_{scmin} = I_{scSTC}[1 + (T_{Cmax} - 298.15K)(CI)]$$

$$I_{scmin} = (6.21A)[1 + (269.15K - 298.15K)(0.000035/K)] = 6.200A$$

Resumen de resultados

Parámetro	Máximo	Mínimo
Voc	91.375 V	74.059 V
Pmáx	494.833 W	315.914 W
Isc	6.222 A	6.203 A

Tabla 10.7: Ajuste de parámetros eléctricos críticos.

10.3. Consideraciones respecto al Sol

Se deben evitar las sombras que generen los módulos, ya que representan pérdidas de energía. Para evitarlas se debe determinar la distancia mínima entre cada soporte. La posición crítica del Sol se determina se presenta el día 22 de diciembre a las 9:00 a.m.

10.3.1. Obtención de ángulos críticos

En la Figura 10.17 se puede obtener de manera gráfica el valor de los ángulos críticos, a partir de la curva color verde.

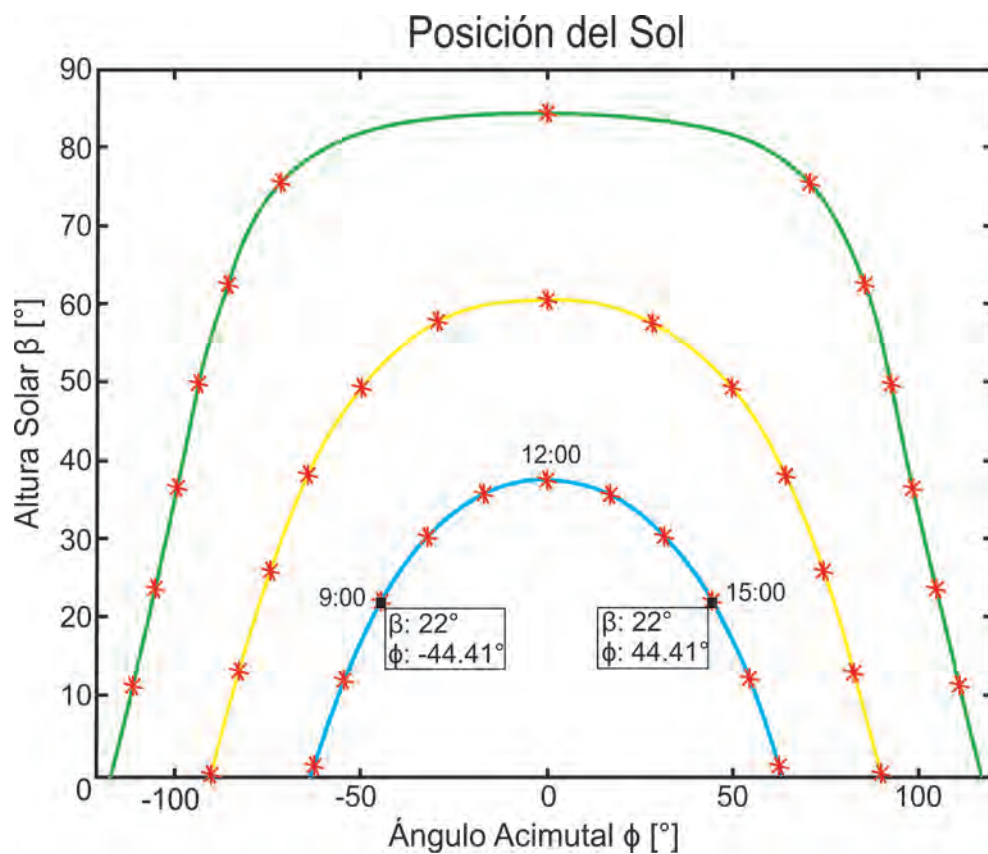


Figura 10.17: Trayectoria solar en Sonora.

Se determina:

- $\beta = 22^\circ$
- $\varphi = 44.41^\circ$

Para obtener los valores de forma analítica, se determinan β y φ con las ecuaciones (10.5) y (10.6):

Se obtiene δ con la ecuación (10.7):

Sustituyendo en la ecuación (10.7)

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(\frac{360(356 - 80)}{365}\right)$$
$$\delta = -23.44^\circ$$

Para determinar el ángulo horario H se usa la ecuación (10.8):

Donde:

La hora del día $T=9$.

$$H = 360^\circ \left(\frac{12 - 9}{24}\right) = 15^\circ(12 - T) = 45^\circ$$

Posteriormente se sustituyen los valores obtenidos en la ecuación (10.5):

$$\text{sen}(\beta) = \cos(29^\circ) \cos(-23.44^\circ) \cos(45^\circ) + \sin(29^\circ) \sin(-23.44^\circ)$$
$$\text{sen}(\beta) = 21.99^\circ$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (10.6):

$$\sin(\varphi) = \frac{\sin(-23.44^\circ) \cos(45^\circ)}{(\cos(-23.44^\circ))}$$
$$\sin(\varphi) = 244.39^\circ$$

Mediante este cálculo se verifica que los valores obtenidos gráficamente sean muy parecidos a los obtenidos de forma analítica, sin embargo, para el cálculo de las sombras se utilizarán los datos obtenidos analíticamente.

10.3.2. Cálculo de las sombras

Se analiza la sombra que pueden generar los equipos, de modo que se determine la distancia mínima de separación entre los equipos y los módulos para evitar que las sombras se presenten sobre ellos, ya que esto evita que se aproveche el recurso solar.

Con base en las dimensiones de los soportes como se puede ver en la Figura 10.18, se tiene una altura de 3.2 m desde el suelo hasta el último módulo. Los soportes se colocaran uno tras otro, la Figura 10.19 muestra la posición de dos soportes y las dimensiones que interesa considerar para calcular la longitud de la sombra en condiciones críticas.

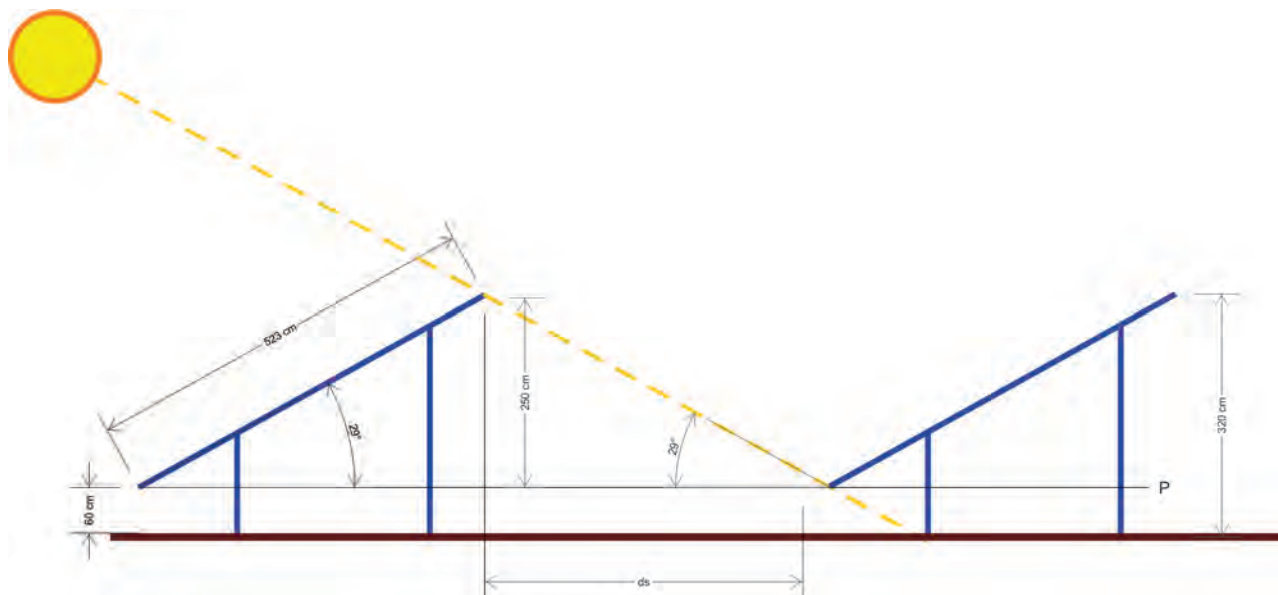


Figura 10.18: Ubicación de soportes.

Se debe de considerar como referencia el plano horizontal P que se indica en la Figura 10.18, por arriba de la altura de 60 cm, con el propósito de evitar que la sombra llegue al siguiente módulo y así aprovechar el mayor espacio posible. El plano P se toma como referencia para indicar el ángulo β_{min} . Se considera $h = 2.6$ m, de la Figura 10.18. Utilizando como referencia el triángulo rectángulo que se forma con el plano P y h, se determina la distancia máxima que alcanza la sombra d_s con la ecuación

(10.18), se determina d_s :

$$\tan(\beta_{min}) = \frac{h}{d_s} \quad (10.18)$$

$$d_s = \frac{h}{\tan(\beta_{min})}$$

$$d_s = \frac{2.6m}{\tan(21.99^\circ)}$$

$$d_s = 6.44m$$

La distancia d_s representa la longitud de la sombra que se genera considerando sólo la posición del sol respecto al plano del suelo (β), sin embargo lo que se desea determinar es la distancia mínima a la que se deben de separar los portes para impedir que las sombras tapen a los módulos. Por lo tanto también se deben de considerar la posición del sol respecto al sur (φ). La Figura 10.19 muestra la vista superior de la sombra que se genera y la distancia mínima entre soportes que se debe de determinar.

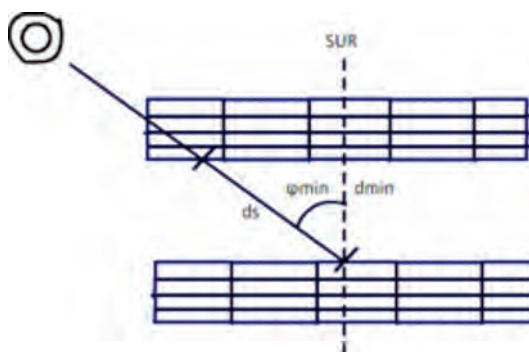


Figura 10.19: Vista superior del arreglo y la sombra.

Entonces, para determinar d_{min} se debe de considerar (φ_{min}), con la ecuación (10.19):

$$\cos(\varphi_{min}) = \frac{d_{min}}{d_s} \quad (10.19)$$

$$d_{min} = \cos(\varphi_{min})d_s$$

$$d_{min} = \cos(44.39^\circ)(6.44m)$$

$$d_{min} = 4.6m$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Los bastidores en los que se colocarán las cajas combinadoras tiene una altura de 1.15 m, como se muestra en la Figura 10.20.

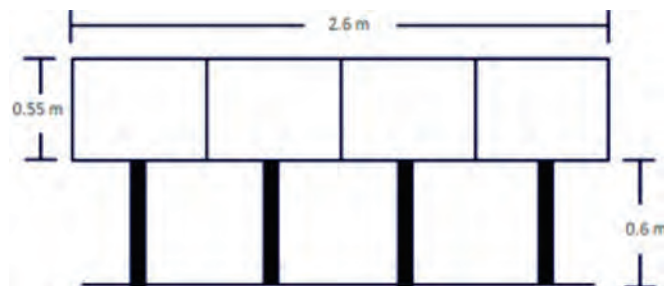


Figura 10.20: Altura de bastidores.

La longitud de la sombra que genera, d_s bastidores se determina, como la ecuación (10.18), considerando el valor de h como (Para tener la misma referencia del plano P):

$$h = 1.15 - 0.6 = 0.55m$$

La longitud de la sombra que generan los bastidores.

$$d_s = \frac{0.55m}{\tan(21.99^\circ)} = 1.362m$$

La distancia mínima de separación con los módulos, se determina en base con ecuación (10.19):

$$d_{min} = \cos(44.39^\circ)(1.362m) = 0.973m$$

La estación, en la que se colocarán los inversores, tiene una altura de 2.3 m. De forma análoga como se calculó la sombra que genera la estación, con base en la ecuación (10.19), considerando el valor de h como:

$$h = 2.3 - 0.6 = 1.669m$$

La longitud de la sombra que genera el módulo:

$$d_s = 4.132m$$

Resultados

Distancia mínima de separación entre módulos 4.6 m.

Distancia mínima de separación entre los bastidores y los módulos 0.973 m.

Distancia mínima de separación entre la estación y los módulos 4.132 m.

10.3.3. Cantidad de módulos e inversores

Inversor.

Se consideran estaciones de 2 MW las cuales se conforman por 4 inversores de 500 kW. La ventaja que ofrece utilizar la estación es que cuenta con su propio transformador de 2 MVA para la parte de distribución. Los inversores son de la marca *Solectria* modelo SGI500 PE. Todas las especificaciones del inversor en los anexos. Las características más importantes de inversor se presentan en la Tabla 10.8.

Potencia de salida	500 kW
Rango de voltaje de entrada MPPT	300 – 500 V CD
Corriente máxima de operación	1712 A
Entradas con fusible e interruptor	16 entradas de 110 – 200 A

Tabla 10.8: Datos del inversor.

Se deben de cumplir las características del inversor para que se pueda garantizar un funcionamiento óptimo.

Número de módulos, “Coordinación de los módulos con el inversor”.

El número de módulos que se conecten al inversor deberán de cumplir con todas las características y restricciones que el inversor indique. Para realizar los cálculos se consideran las características del inversor de 500 kW, la estación es sólo un medio para agruparlos y conectarlos al transformador de distribución.

Rango de voltaje de entrada MPPT

El inversor tiene un rango de MPPT de 300 a 500 VCD, por lo tanto, el número de módulos máximo se obtiene con la ecuación (10.12):

$$No.modulos_{max} = \frac{500V}{91.375V} = 5.472 \rightarrow 5modulos$$

De modo que considerando 5 módulos conectados en serie se obtiene un voltaje máximo que no rebasa el rango del MPPT del inversor, con lo que se garantiza un óptimo funcionamiento.

También se tiene que cumplir que el voltaje mínimo que presenten los 5 módulos esté dentro del rango del MPPT del inversor. Con la ecuación (10.13):

$$No.modulos_{min} = \frac{300V}{74.059V} = 4.05 \rightarrow 5modulos$$

Por tanto, el arreglo en paralelo de los 5 módulos cumple con las características del módulo respecto al MPPT.

Corriente máxima de entrada

El número de paneles conectados en paralelo se determina en base a la máxima corriente de operación del inversor y considerando la corriente máxima que un módulo puede generar, como se indica en la ecuación (10.11):

$$No.paneles = \frac{1712A}{6.222A} = 275.153 \rightarrow 275paneles$$

Con 275 arreglos se cumple la condición de corriente máxima de entrada que pide el inversor.

$$I_{maxInversor} = 275panel \left(\frac{I_{SCMaxModulo}}{panel} \right) \quad (10.20)$$

$$I_{maxInversor} = 275panel \left(\frac{6.222A}{panel} \right) < 1712A$$

Ya que el se realizó el ajuste de módulos se determina el número de módulos que necesita cada inversor, con los que se cumplen todas las características.

$$No.modulos_{InversorAjuste} = No.modulos_{panel} \cdot No.modulos_{arreglo} \quad (10.21)$$

$$No.modulos_{InversorAjuste} = 275 \frac{panel}{arreglo} \cdot 5 \frac{modulo}{panel} = 1375 \frac{modulo}{arreglo}$$

Capacidad del inversor

Otra forma de que la cantidad de módulos sea congruente con todas las características del inversor es considerando la capacidad del inversor y la capacidad de cada módulo. Con la ecuación (10.14) se determina el número de módulos que soporta cada inversor.

$$No.modulos = \frac{500W}{494.835W} = 1009.22 \rightarrow 1009 \frac{modulos}{Inversor}$$

Con la ecuación (10.21) se obtiene el valor 1375 módulos los cuales sobrepasan la capacidad del inversor que es de 1009 módulos máximo. Se tiene que hacer un reajuste con el cual el inversor maneje un máximo de 1009 módulos y que al mismo tiempo se cumplan las condiciones de la corriente máxima de entrada y el voltaje este dentro del rango del MPPT.

Todas las condiciones

Con la ecuación (10.22) se realiza un reajuste del número de paneles que deben de llegar al inversor sin sobrepasar su capacidad, por lo cual se consideran los módulos obtenidos en la ecuación (10.14), por capacidad:

$$No.paneles_{ajuste} = \frac{No.modulos_{Inversor}}{No.modulos_{panel}} \quad (10.22)$$

Para mantener el rango de voltaje que genera cada panel dentro del rango MPPT del inversor se consideran 5 módulos por panel. Sustituyendo valores en la ecuación (10.22) se obtiene:

$$No.paneles_{ajuste} = \frac{1009 \frac{modulos}{Inversor}}{5 \frac{modulos}{panel}}$$

$$No.paneles = 201.8 \rightarrow 201 \frac{panel}{Inversor}$$

Con los cuales también se cumple la condición de la corriente máxima de entrada al inversor, como se puede verificar:

$$I_{maxInversor} = 201panel \left(\frac{6.222A}{panel} \right) = 1250.622A < 1712A$$

Ya que el se realizó el ajuste, se determinará el número de módulos que necesita cada inversor, con los que se cumplen todas las características.

$$No.modulos_{InversorAjuste} = No.paneles_{Ajuste} No.modulos \quad (10.23)$$

$$No.modulos_{InversorAjuste} = 201 \frac{panel}{arreglo} 5 \frac{modulo}{panel}$$

$$No.modulos_{InversorAjuste} = 1005 \frac{modulo}{arreglo}$$

Número de Inversores.

Considerando que el parque debe de tener una capacidad instalada de 20 MW, tomamos en cuenta la potencia máxima que puede generar cada módulo y de esa forma obtener el número de módulos que conforman al parque, se observa en la siguiente ecuación.

$$No.modulos_{Parque} = \frac{P_{Parque}}{P_{maxModulo}} \quad (10.24)$$

$$No.modulos_{Parque} = \frac{20MW}{494.833W}$$

$$No.modulos_{Parque} = 40368.97 \rightarrow 40369 \frac{modulos}{parque}$$

A partir del número total de módulos para el parque que se han obtenido con la ecuación (10.24) se determinará el número de inversores.

Se determinará el número de inversores que se usará en el parque, considerando el número de módulos que le corresponde a cada inversor, con el criterio que se aplicó en la ecuación (10.23) y a partir del total de módulos que se determinaron en la ecuación (10.24).

$$No.Inversores_{Parque} = \frac{No.modulos_{Parque}}{No.modulo_{Inversor}} \quad (10.25)$$

$$No.Inversores_{Parque} = \frac{40369 \frac{modulos}{Parque}}{1005 \frac{modulos}{Inversor}}$$

$$No.Inversores_{Parque} = 40.168 \rightarrow 40 \frac{Inversor}{Parque}$$

Por lo tanto el número real de módulos que se implementarán en el parque, considerando 40 inversores, se determina como sigue.

$$No.modulos_{Parque} = No.Inversores_{Parque} No.modulos_{Inversores}$$

$$No.modulos_{Parque} = 40 \frac{Inversores}{Parque} 1005 \frac{modulos}{Inversores}$$

$$No.modulos_{Parque} = 40200 \frac{modulos}{Parque}$$

Considerando lo anterior, la capacidad máxima de generación del parque se obtiene:

$$P_{maxParque} = No.modulos_{Parque} No.P_{maxModulos} P_{maxParque} = 40200 \frac{modulos}{Parque} 494.833 \frac{W}{modulo}$$

$$P_{maxParque} = 19.892 \frac{MW}{Parque}$$

Dado que fue necesario reajustar el número de módulos por inversor, la capacidad del parque no alcanza los 20 MW, sin embargo, se garantiza que se puede obtener 19.892 MW de generación sin arriesgar los inversores del parque.

Por otro lado, considerado la potencia crítica mínima que se presenta en el módulo, la potencia mínima de generación del parque se obtiene con la siguiente expresión:

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$P_{maxParque} = No.modulosParque \cdot No.P_{minModulos} P_{maxParque} = 40200 \frac{modulos}{Parque} 315.91 \frac{W}{modulo}$$
$$P_{maxParque} = 12.7 \frac{MW}{Parque}$$

Resultados:

El parque se conforma por 40 200 módulos.

El parque se conforma por 40 inversores.

El parque se conforma por 10 estaciones.

Cada estación maneja 4 inversores.

Cada inversor maneja un arreglo de 1005 módulos.

Cada arreglo se conforma por 201 paneles.

Cada panel se conforma por 5 módulos.

10.3.4. Instalación eléctrica del módulo

Instalación eléctrica del módulo.

De acuerdo con lo que establece la sección 690-8(b)(1) de la NOM, y tomando en cuenta las capacidades estándar de los dispositivos de protección que se indican en la sección 240-6, se determina la protección para cada módulo.

La corriente del módulo o “fuente fotovoltaica” se determina con base en la sección 690-8(a)(1), indica que la corriente máxima debe multiplicarse por 125 %, como en la ecuación (10.26):

$$I_{corrMax} = I_{scMax}(1.25) \quad (10.26)$$

$$I_{corrMax} = 6.222A(1.25)$$

$$I_{corrMax} = 7.778A$$

El dispositivo de protección, fusible, se toma determina con lo establecido en 690-8(b)(1)(a):

$$I_{fusable} = I_{corrMax}(1.25) \quad (10.27)$$

$$I_{fusable} = 7.778A(1.25)$$

$$I_{fusable} = 9.723A$$

De acuerdo con la sección 240-6(b) para esa corriente le corresponde un fusible de 15 A, el mínimo que especifica la norma. El módulo cuenta con un fusible de 20 A el cual está demasiado sobrado por lo que se debe de especificar al proveedor un fusible adecuado.

Conductor.

Los conductores que se utilicen para la instalación eléctrica del parque, al menos los instalados en el exterior deberán ser a 90°C tipo RHW-2. El cual se caracteriza por tener un aislamiento termofijo de etileno propileno (EPR) y cubierta termofijo de polietileno clorado (CPE). Dado su aislamiento este tipo de conductores son apropiados para ambientes mojados, húmedos o secos, además de que gracias a su cubierta de material termofijo son resistentes a soportar esfuerzo mecánico, agentes químicos y la luz solar.

La corriente para dimensionar el conductor se puede obtener bajo dos criterios según señala 6090-8(b)(2):

1. Sin considerar el factor de uso, según marca 690-8(b)(2)(b), la corriente para dimensionar el conductor I_c se determinar por expresión siguiente:

$$I_c = I_{corrMax}(1.25)$$

$$I_c = 7.775A(1.25)$$

$$I_c = 9.723A$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

2. Para este caso solo se aplica factor de temperatura FT. Considerando que la temperatura máxima del parque es $T_{max} = 48.5$ °C, según la tabla 310-15(b)(2)(a) “Factores de corrección por temperatura” de la columna de 90 °C (Por el rango de temperatura que maneja el conductor) se obtiene que le corresponde:

$$46^{\circ}C - 50^{\circ}C \rightarrow FT = 0.82$$

Aplicando la corrección por FT a la corriente se obtiene:

$$I_c = \frac{I_{corrMax}}{FT}$$
$$I_c = \frac{7.775A}{0.82}$$
$$I_c = 9.482A$$

Considerando que resultó relativamente mayor la corriente I_c obtenida por el primer criterio, se usará 9.722 A para dimensionar el conductor. Conforme a la Tabla 310-15(b)(16) se determina el calibre del conductor, de la columna de cobre a 90 °C. La corriente mínima que marca la tabla es 14 A para un calibre 0.824mm^2 (18 AWG) pero se establece que el calibre mínimo para este tipo de instalaciones es de 3.31mm^2 (12 AWG) porque se consideran los esfuerzos mecánicos a lo que se someterá al conductor.

Por lo tanto el calibre para la conexión del módulo deberá ser 3.31mm^2 (12 AWG).

Conductor de puesta a tierra (CPT).

El CPT se determina a partir de la Tabla 250-122 a partir de la capacidad del dispositivo de protección que ya se determinó, de la columna de cobre se obtiene:

$$15A \rightarrow 2.08\text{mm}^2(12AWG)$$

Sin embargo la NORMA marca 3.31mm^2 (12 AWG) como mínimo.

10.3.5. Cajas combinadoras

La caja combinadora se encargará de agrupar los paneles. Se localizan entre los paneles y el inversor como se muestra en la Figura 10.21.

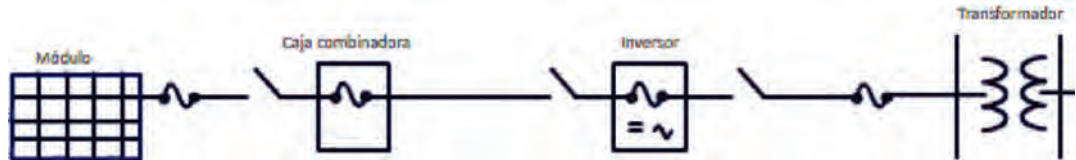


Figura 10.21: Diagrama conexión módulo-inversor.

Una de las características que debe de tener la caja combinadora es contar con un desconectador y fusibles. El tipo de caja combinadora se debe de determinar a partir de las características del inversor, que son:

- Número de entradas del inversor: 16
- Fusibles de entrada: 110 A – 200 A

Número de entradas.

Dado que se conoce la corriente que maneja el módulo y el fusible mínimo que se puede usar en el inversor, se puede determinar el número de paneles que se pueden agrupar por cada entrada del módulo. La ecuación (10.28) se utiliza para calcular a la entrada del inversor según la NOM:

$$I_{fusibleInversor} = (1.25)(1.25)I_{scMax}(No.paneles) \quad (10.28)$$

Considerando que el fusible mínimo del inversor es de 110 A y que $I_{fusibleModulo}$ es igual 15 A, se despeja $No.paneles$, expresión siguiente:

$$(No.paneles) = \frac{I_{fusibleInversor}}{(1.25)(1.25)I_{scMax}} \quad (10.29)$$

$$(No.paneles) = \frac{110A}{(1.25)(1.25)(6.22A)}$$

$$(No.paneles) = 11.315 \rightarrow 12$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Considerando por caja inversora un mínimo de 12 paneles se obtiene una corriente para el fusible, sustituyendo en ecuación (10.28):

$$I_{fusableInversor} = (1.25)(1.25)(6.222A)(12)$$
$$I_{fusableInversor} = 116.662 \rightarrow 110A$$

De la misma forma se obtiene el máximo de paneles que puede soportar el fusible de la entrada del inversor.

Considerando que el fusible máximo del inversor es de 200 A, se despeja *No.paneles*, ecuación (10.29):

$$(No.paneles) = \frac{200A}{(1.25)(1.25)(6.22A)}$$
$$(No.paneles) = 20.57 \rightarrow 20$$

Considerando por caja inversora un máximo de 20 paneles se obtiene una corriente para el fusible:

$$I_{fusableInversor} = (1.25)(1.25)(6.222A)(20)$$
$$I_{fusableInversor} = 194.438A \rightarrow 200A$$

Por lo que se cumple la condición de un máximo de paneles a la caja combinadora. En base a la información anterior se pueden considerar cajas combinadoras con 12 a 20 entradas.

Características de la caja combinadora.

La selección de la caja combinadora, además del número de entradas, depende del calibre del conductor y del valor del dispositivo de protección que se necesite utilizar.

Entradas

I_{max} [A]	$I_{fusible}$ [A]	Calibre	Fusible	CPT (Al)
7.778	9.723	3.31 mm ² (12 AWG)	15 A	3.31 mm ² (12 AWG)

Tabla 10.9: Entrada de la caja combinadora.

Los conductores y fusibles a la entrada de la caja se especifican a partir de las características del módulo. En la Tabla 10.9 se resumen las características que debe tener la caja combinadora a la entrada.

Salidas

También se tiene que considerar la corriente en el bus de cada caja, ya que esta corriente depende del número de entradas y el calibre del conductor a la salida de la caja. Con la ecuación (10.30) se obtiene la corriente de salida de la caja combinadora, según lo marca la sección 690-8(b):

$$I_{bus} = I_{fusibleModulo} + (1.25)I_{scMax}(No.paneles - 1) \quad (10.30)$$

Considerando los siguientes puntos se genera la Tabla 10.10:

- Se asigna un calibre según marca, 310-15(b)(16) a 90 °C.
- El fusible se determina a partir del artículo 240-6.
- El cpt de la Tabla 250-122 de la NORMA.

Entradas	I_{bus} A	Calibre	$I_{Fusible}$ A	Fusible	CPT (Al)
12	100.553	21.40 mm ² (4 AWG)	116.663	110	21.4 mm ² (4 AWG)
16	131.663	53.49 mm ² (1/0 AWG)	155.550	150	21.4 mm ² (4 AWG)
18	147.218	53.49 mm ² (1/0 AWG)	174.994	175	21.4 mm ² (4 AWG)
20	162.773	67.43 mm ² (2/0 AWG)	194.438	200	33.60 mm ² (2 AWG)

Tabla 10.10: Salida de la caja combinadora

Con la Tabla 10.10 se compara cada una de las opciones de cajas combinadoras que se pueden utilizar. Con base en las características de los modelos comerciales de cajas combinadoras se determina que se puede utilizar la caja con 16 entradas (criterio de diseño).

Número de cajas

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Para determinar el número de cajas que se utilizarán por inversor consideramos que:

$$\begin{aligned} \text{No.Cajas}_{\text{inversor}} &= \frac{\text{No.paneles}_{\text{inversor}}}{\text{No.Entradas}_{\text{caja}}} \\ \text{No.Cajas}_{\text{inversor}} &= \frac{201 \frac{\text{paneles}}{\text{inversor}}}{16 \frac{\text{paneles}}{\text{caja}}} \\ \text{No.Cajas}_{\text{inversor}} &= 12.56 \rightarrow 13 \frac{\text{caja}}{\text{inversor}} \end{aligned}$$

Pero se debe considerar que las cajas que no tengan completas las 16 entradas deben tener como mínimo 12 para cumplir con el fusible mínimo, además de considerar que el inversor tiene 16 entradas, de modo que se completen los 201 paneles por conectar, usando 2 cajas con 13 paneles a la entrada, se cubren 26 de las 41 restantes por lo que la última caja tendrá 15 paneles a la entrada, así se completan los 201 paneles para cada inversor. Se comprueba:

$$\begin{aligned} \text{No.paneles}_{\text{inversor}} &= 10\text{cajas} \frac{16\text{paneles}}{\text{caja}} + 2\text{cajas} \frac{13\text{paneles}}{\text{caja}} + 1\text{cajas} \frac{15\text{paneles}}{\text{caja}} \\ \text{No.paneles}_{\text{inversor}} &= 201 \end{aligned}$$

La caja ha cumplido con los requerimientos, sin embargo, aún falta considerar el calibre de los conductores a la entrada y salida de la caja, ya que estos se ven afectados por los factores de uso. Puesto que se van a agrupar, se debe considerar en la corriente un factor de agrupamiento (FA).

Resultados:

10 cajas combinadoras con 16 paneles de entradas.

2 cajas combinadoras con 15 paneles de entradas.

1 caja combinadoras con 13 paneles de entradas.

→ Total 13 cajas combinadoras por inversor.

10.3.6. Soportes

Se usará un soporte fijo. Considerando la altitud de la ubicación del parque, los soportes tendrán una inclinación de 29° respecto al plano del suelo. Con dicha inclinación se consigue que los rayos del sol incidan perpendicularmente sobre el módulo consiguiendo una mayor obtención de energía.

10.3.7. Dimensiones

El diseño del soporte se basa en la dimensiones del módulo y considerando que los paneles se forman por 5 módulos. Con base en las dimensiones del módulo de 2.067 m por 1.046 m, se determinó que el ancho del soporte debe de ser igual a 5 módulos en posición horizontal:

$$A_{soporte} = (5)(1.046m) = 5.5m$$

Dado que se utilizarán cajas combinadoras de 16 entradas conviene que el soporte tenga una longitud igual a 16 módulos en posición horizontal, para que cada arreglo se conecte sin problemas a la caja combinadora, por lo tanto:

$$L_{soporte} = (16)(2.067m) = 33.072mm$$

El número total de módulos que cada soporte tendrá:

$$No.modulos_{Soporte} = (5)(16) = 80 \frac{modulos}{soporte}$$

El peso total sobre el soporte deberá ser menor o igual al peso máximo que se especifique en el soporte.

$$Peso_{Soporte} = (80modulos)(24.5 \frac{kg}{modulo}) = 1960kg$$

Después de obtener los requerimientos que debe tener el soporte, se eligió el soporte fijo FSV2 de la empresa alemana Scheletter, el cual está diseñado para grandes parques fotovoltaicos. Las especificaciones del soporte se encuentran en los anexos. En la Figura 10.22 se muestra el modelo del soporte y algunas dimensiones.

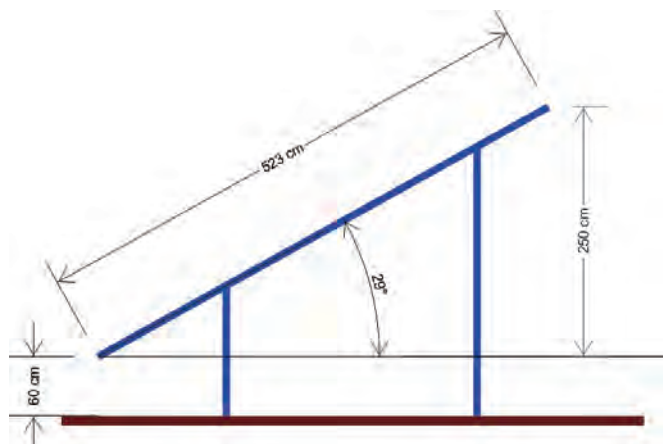


Figura 10.22: Características de los soportes.

10.3.7.1. Distribución de parque

Se van a distribuir los soportes a partir de la cantidad de módulos que necesite cada inversor de modo que se evite cableado de longitudes grandes que generen pérdidas por caída de tensión. Considerando que cada inversor maneja 1005 módulos y que se utiliza una estación que alberga a 4 inversores, entonces por cada estación se requieren 4020 módulos. Si cada soporte contiene 80 módulos, se puede determinar cuántos soportes deberá tener cerca el inversor:

$$\begin{aligned}
 \text{No. Soporte}_{\text{inversor}} &= \frac{\# \text{módulos}_{\text{Inversor}}}{\text{No. módulos}_{\text{Soporte}}} \\
 \text{No. Soporte}_{\text{inversor}} &= \frac{4020 \frac{\text{módulos}}{\text{Inversor}}}{80 \frac{\text{módulos}}{\text{Soporte}}} \\
 \text{No. Soporte}_{\text{inversor}} &= 50.25 \frac{\text{Soportes}}{\text{Inversor}}
 \end{aligned}$$

El acomodo de los módulos y equipos dependerá de la forma que tenga el terreno en donde se construirá el parque. Para este desarrollo se considera un terreno con forma rectangular con dimensiones suficientes para el parque.

Considerando lo anterior, una forma de acomodar los soportes puede ser agrupando filas con 4 soportes, de ese modo cada estación se debe de colocar cerca de cada 12.56 conjuntos de soportes. Se hace una columna con filas de 4 soportes para la mitad de

estaciones del parque, 5 estaciones, entonces el número de filas de soportes por columna son:

$$\begin{aligned} No.Soporte_{Columna} &= Fila_{Soporte} No.estaciones \\ No.Soporte_{Columna} &= 12.56 \frac{Conjunto_{Soporte}}{inversor} 5estaciones \\ No.Soporte_{Columna} &= 62.8 \rightarrow 63Conjunto_{Soporte} \end{aligned}$$

Entonces se implementarán 2 columnas de 63 conjuntos de 4 soportes, los inversores y cajas combinadoras se localizarán a un lado de cada fila de soportes.

10.3.8. Dimensiones

Se pueden obtener las dimensiones que representan esta columna, considerando las dimensiones que se determinaron anteriormente:

- Ancho soporte $d_{soporte} = 4.6$ m
- Distancia de separación $d_{min} = 4.6$
- Considerando que se colocaran 63 conjuntos de 4 soportes, la distancia total por columna:

$$\begin{aligned} D_{columna} &= (d_{soporte} + d_{min}) No.Conjuto_{Soportes} \\ D_{columna} &= (4.6m + 4.6m)63 = 579.6m \end{aligned}$$

Considerando un cruce para una calle de 6 m que divida al parque de la subestación y una distancia de seguridad de 24 m y considerando que la subestación tendrá 10 m de ancho, el largo del parque:

$$Largo_{Parque} = 579.7m + 6m + 24m + 10m = 619.7m$$

Se obtiene una distancia final para el largo del parque de 619.7 m.

Para calcular el ancho del parque se debe de considerar que las estaciones se colocarán a un lado de los soportes, se debe considerar la distancia mínima de separación a la que se tienen que colocar. Los elementos que se tienen que considerar son el conjunto

de inversores y las cajas combinadoras.

Cada inversor tendrá 13 cajas combinadoras. Agrupando 4 cajas combinadoras como en la Figura 10.20, se aprecian las dimensiones que presenta el conjunto 2.6 m largo, 0.26 m ancho y 1.15 m de alto.

Las dimensiones de la estación son 10 m largo, 3.5 m ancho y a 2.3 m de alto. Considerando esas dimensiones se puede determinar el ancho del parque:

- $L_{fila,soportes} = 33 \times 4 = 133$ m
- Separación estación $d_{minI} = 4.132$ m
- Ancho estación $L_{estacion} = 3.5$ m
- Considerando calle $L_{calle} = 4.132$ m

Por lo tanto:

$$\begin{aligned} ancho_{Parque} &= L_{mod} + d_{minI} + L_{estacion} + L_{calle} \\ ancho_{Parque} &= 133m + 4.132m + 3.5m + 4.132m = 144.9m \end{aligned}$$

Considerando que se colocarán dos conjuntos como este, el ancho del parque es de $(144.9m)(2) = 289.8$ m.

La Figura 10.23 muestra la distribución del parque.

10.3.9. Conductores y tuberías en corriente directa

Se utilizará tubería de tipo PVC Artículo 352 – Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cédula 40 ya que cumple con las necesidades requeridas en el parque.

Dado que se utilizarán cajas con entrada para 16 paneles se propone agrupar los conductores cada 16 paneles, pero considerando que habrá cajas con 15 y 13 paneles. Otra opción es agrupar cada 8 paneles para que lleguen 2 tubos a cada caja combinadora.

La corriente de entrada a la caja de cada panel I_{scmax} , según se determinó por factores de uso por 690-8(b)(2)(a) es 9.722 A, dicha corriente se modificará por el factor

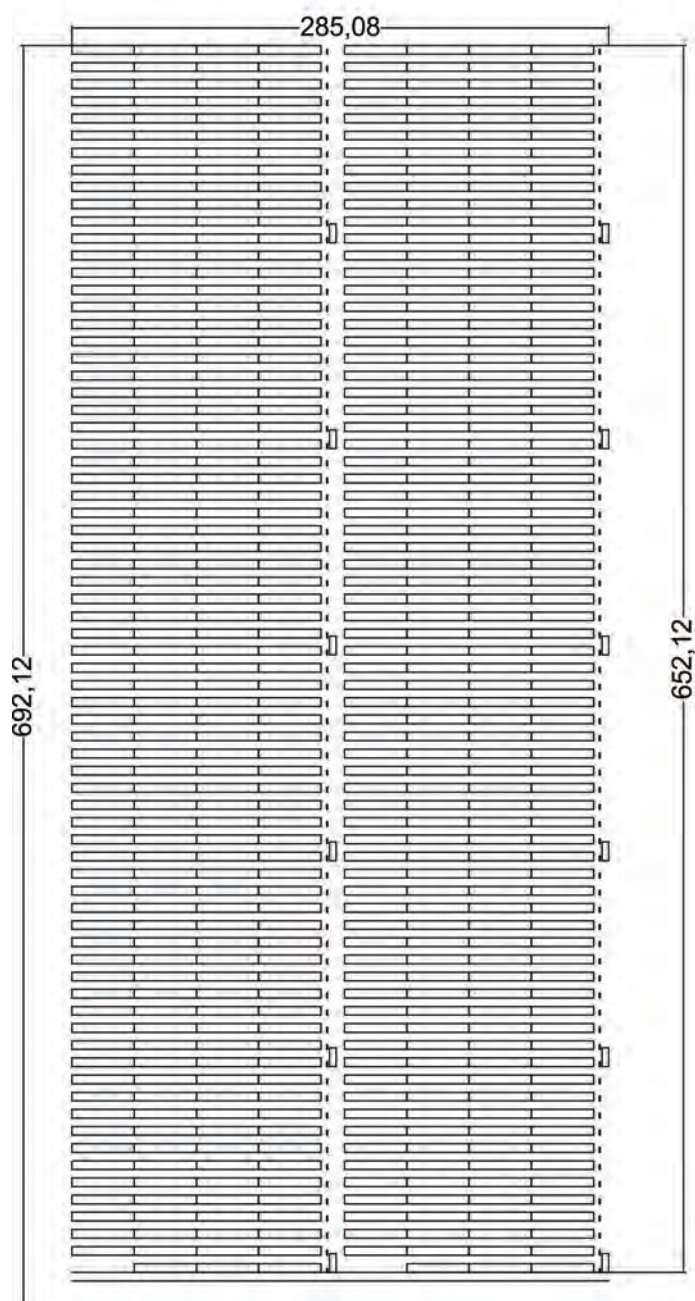


Figura 10.23: Distribución del parque.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

de agrupamiento (FA), éste se determina según marca la tabla 310-15(b)(3)(a).

Tubería y conductores.

Cada panel cuenta con 3 conductores 1 positivo (+), 1 negativo (-) y 1 neutro (N), el positivo y el negativo se consideran activos ya que es por esos conductores que circula la corriente.

El calibre final del conductor se designa según tabla 310-15(b)(16) a 90 °C.

El área de cada conductor se determina de la tabla 5 de la NOM-, para determinar el área que ocuparán todos los conductores dentro del tubo.

Se selecciona el tubo mediante la tabla 4 de la NOM, Artículo 352 Tubo conduit rígido tipo PVC cédula 80.

El CPT no se modifica, 3.31 mm^2 (12AWG), ya que el fusible del módulo no se modifica por FA.

Entrada caja combinadora

Considerando lo anterior se obtienen los datos de la Tabla 10.11.

Circuitos	C.Activos	C.Totales	FA	I_{FA} [A]
16	32	48	31-41 40 %	24.3
15	30	45	21-31 45 %	21.6
13	26	39	21-31 45 %	21.6
8	16	24	10-20 50 %	19.44

Considerando los datos de la tabla 7 se toma la decisión de realizar los cálculos en base al caso de la caja de 16 entradas, ya que el calibre del conductor no se modifica por el factor agrupamiento y se usarán menos tubos por caja combinadora, aunque las cajas con 13 y 15 entradas estarán un poco sobradas, pero se tiene la ventaja de que se usará material del mismo tipo lo que facilita la compra e instalación.

Circuitos	Calibre	Área[mm ²]	Área _{total} [mm ²]	Tubo
16	3.31 mm ² (12AWG)	22.77 mm ²	796.64	2 1/2" (63) 1064 mm ²
15	3.31 mm ² (12AWG)	22.77 mm ²	746.85	2 1/2" (63) 1064 mm ²
13	3.31 mm ² (12AWG)	22.77 mm ²	647.27	2" (53) 742 mm ²
8	3.31 mm ² (12AWG)	22.77 mm ²	398.32	1 1/2" (41) 442 mm ²

Tabla 10.11: Datos para el cálculo de tuberías a la entrada de las cajas combinadoras.

Resultados:

Para la entrada de las cajas combinadoras:

Positivo y negativo 3.31 mm² (12 AWG)

CPT 3.31 mm² (12AWG)

Agrupando 16 paneles hacia cada caja

Tubería PVC cédula 80 2 1/2" (63) 1064 mm²

Salida caja combinadora

Según la distribución que se dio al parque, se colocarán 4 cajas combinadoras en el bastidor, por lo tanto es conveniente agrupar las salidas de las cajas combinadoras para que llegue el menor número de tubos al inversor. Considerando grupos de 4 y 8 cajas. Considerando que las características de conductores y fusibles son:

- $I_{bus} = 131.663$ A
- Calibre= 53.49 mm² (1/0 AWG)
- $I_{Fusable} = 155.55$ A
- CPT (Al)= 21.4 mm² (4 AWG)

Tomando las mismas referencias que se consideraron para lo anterior, se obtienen los datos de la tabla.

Circuitos	C.Activos	C.Totales	FA	I_{FA} [A]
4	8	12	7-9 70 %	188.09
8	8	24	10-20 50 %	263.326

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Circuitos	Calibre	A[mm ²]	A _{tot} [mm ²]	Tubo
4	67.43 mm ² (2/0 AWG)	226.1	1917.56	3 1/2" (91)
8	3127 mm ² (250 kcmil)	405.9	6528.4	6" (15)

Tabla 10.12: Datos para calcular las tuberías de la salida de las cajas combinadoras.

Se considera que se agrupan 4 cajas combinadoras ya que el FA es menor y por lo tanto el calibre del conductor, a diferencia del conductor que se determina para grupos de caja de 8.

Resultados:

Para la salida de las cajas combinadoras:

Positivo y negativo 67.43 mm² (2/0 AWG)

CPT 21.4 mm² (4 AWG)

Agrupando 4 cajas combinadoras hacia cada inversor

Tubería PVC cédula 80 3 1/2" (91)-2511 mm²

Con base en los resultados de las Tablas anteriores, se puede elegir el modelo de la caja combinadora que cumpla con los requerimientos sistema.

La caja combinadora, del fabricante AmTec Solar, modelo A1426-I-020-R4, con 16 entradas con fusible y desconectador, cumple con los requerimientos necesarios. Las características más importantes de la caja combinadora se muestran en la Tabla 10.13. Más características en los anexos.

No. Strings	16
Desconectador	250 A y 100 VCD máximo
Fusible entrada Menor a	30 A
Entradas	8- 14 AWG, 90 °C, Cu
Salidas	350 kcmil – 6 AWG Cu / Al
CPT	350 kcmil – 6 AWG Cu / Al

Tabla 10.13: Caja combinadora A1426-I-020-R4

10.4. Verificación Caída de tensión (DC)

El último análisis que se realiza para determinar el calibre del conductor, es el de la caída de tensión. El porcentaje de caída de tensión no debe superar el 3%.

A partir de la longitud máxima del conductor que se puede presentar, la corriente que circula por él y la resistencia que presenta el conductor, se determinará el porcentaje de caída de tensión (%RV).

La trayectoria de conductor que se ve a analizar inicia desde la salida del panel hasta la entrada del inversor. Dado que después de la caja combinadora se maneja una corriente diferente, el análisis de caída de tensión se realiza en dos partes.

La distancia de la Parte 1 corresponde desde el último panel hasta la caja combinadora pasando por el conjunto de 4 soportes, lo que equivale:

$$d_1 = 133m \rightarrow 140m$$

La distancia de la Parte 2 inicia en la salida de la caja combinadoras hasta la entrada del inversor, lo que equivale a cruzar por 12 filas de arreglos de soporte, entonces:

$$d_2 = (9.2m)(12) = 110.4 \rightarrow 115m$$

En la Tabla 10.14 se resumen los datos para obtener la caída de tensión.

Calibre	R [Ω /km] 75 °C	R [Ω /km] 48.5 °C	I _{corre} [A]	d _{max} [km]
3.31 mm ² (12 AWG)	6.73	6.154	7.775	0.140
67.43 mm ² (2/0 AWG)	0.329	0.300	124.4	0.115

La resistencia de cada conductor se obtiene de la tabla 8 (NOM-001-SEDE), pero se debe de hacer un ajuste de temperatura ya que ahí se considera 75 °C de temperatura ambiente, dado que la resistencia varía en función de la temperatura con la ecuación (10.31) se obtiene la corrección:

$$R_2 = R_1[1 + (T_2 - 75^\circ\text{C})\alpha] \quad (10.31)$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Calibre	R [Ω]	V_{dmax} [V]	$V_{panel} - V_{dmax}$ [V]	%RV
3.31 mm ² (12 AWG)	0.862	6.698	450.55	1.49
67.43 mm ² (2/0 AWG)	0.0345	4.278	451.281	0.65

Tabla 10.14: Datos para calcular la caída de tensión.

Considerando que para el cobre $\alpha = 0.00323/^{\circ}C$.

La corrección para los conductores de entrada 3.31 mm² (12 AWG):

$$R2 = 6.73\Omega/km[1 + (48.5^{\circ}C - 75^{\circ}C).00323/^{\circ}C] = 6.154\Omega/km$$

La corrección para los conductores de salida 67.43 mm² (2/0 AWG):

$$R2 = 0.329\Omega/km[1 + (48.5^{\circ}C - 75^{\circ}C).00323/^{\circ}C] = 0.300\Omega/km$$

Multiplicando por su distancia máxima correspondiente y por su corriente se obtiene la caída de tensión que presenta el conductor por su resistencia propia.

Considerando que V_{panel} es la tensión de salida de cada panel 457.25 V, el %RV se obtiene con la ecuación:

$$\%RV = \frac{V_{panel} - V_{caja}}{V_{caja}} \quad (10.32)$$

Como se puede observar en la Tabla 10.14 el %RV es menor a 2.5 % por lo tanto no se debe de realizar ajuste del calibre del conductor por caída de tensión.

10.4.1. Etapa de distribución

Inversor y estación.

El transformador será marca Solectria modelo MSS 2MW. Datos generales en los anexos.

Estación MSS 2MW:

- Potencia ST 2 MVA
- Fases 3

- Voltaje de entrada V_{en} 277 V
- Voltaje de salida V_{salida} 13.8 kV

Corriente del transformador.

Con base en las características del transformador obtenemos la corriente máxima I_{nom} .

Obtenemos la corriente nominal del transformador:

$$I_{nom} = \frac{ST}{\sqrt{3}V_{sal}fp}$$
$$I_{nom} = \frac{2.24MVA}{\sqrt{3}13.8kV(1)}$$
$$I_{nom} = 83.674A$$

En base a la corriente obtenida se seleccionará el conductor adecuado, considerando el diagrama unifilar del parque Figura 10.24.

Selección de conductor e interruptor corriente alterna.

Ya que se van sumando las corrientes de cada transformador, se debe asignar un calibre adecuado para cada sección. Para determinar el calibre del conductor se debe hacer un corrección por factor de temperatura, considerando el factor que indica en la Tabla 310-60(c)(4):

$$46^{\circ}C - 50^{\circ}C \rightarrow FT = 0.89$$

Considerando la corriente máxima que cada transformador y su corrección por FT, se determina el calibre del conductor en base a la tabla 310-60(c)(77) para un circuito.

Los fusibles se determinan en base a I_{max} y se seleccionan según marca el artículo 240-6.

La Tabla 10.15 muestra los resultados obtenidos.

Como se puede observar en la Tabla 10.15, según la corriente que maneja cada sección, se necesitarán de 5 diferentes calibres. Para facilitar la instalación y compra del

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

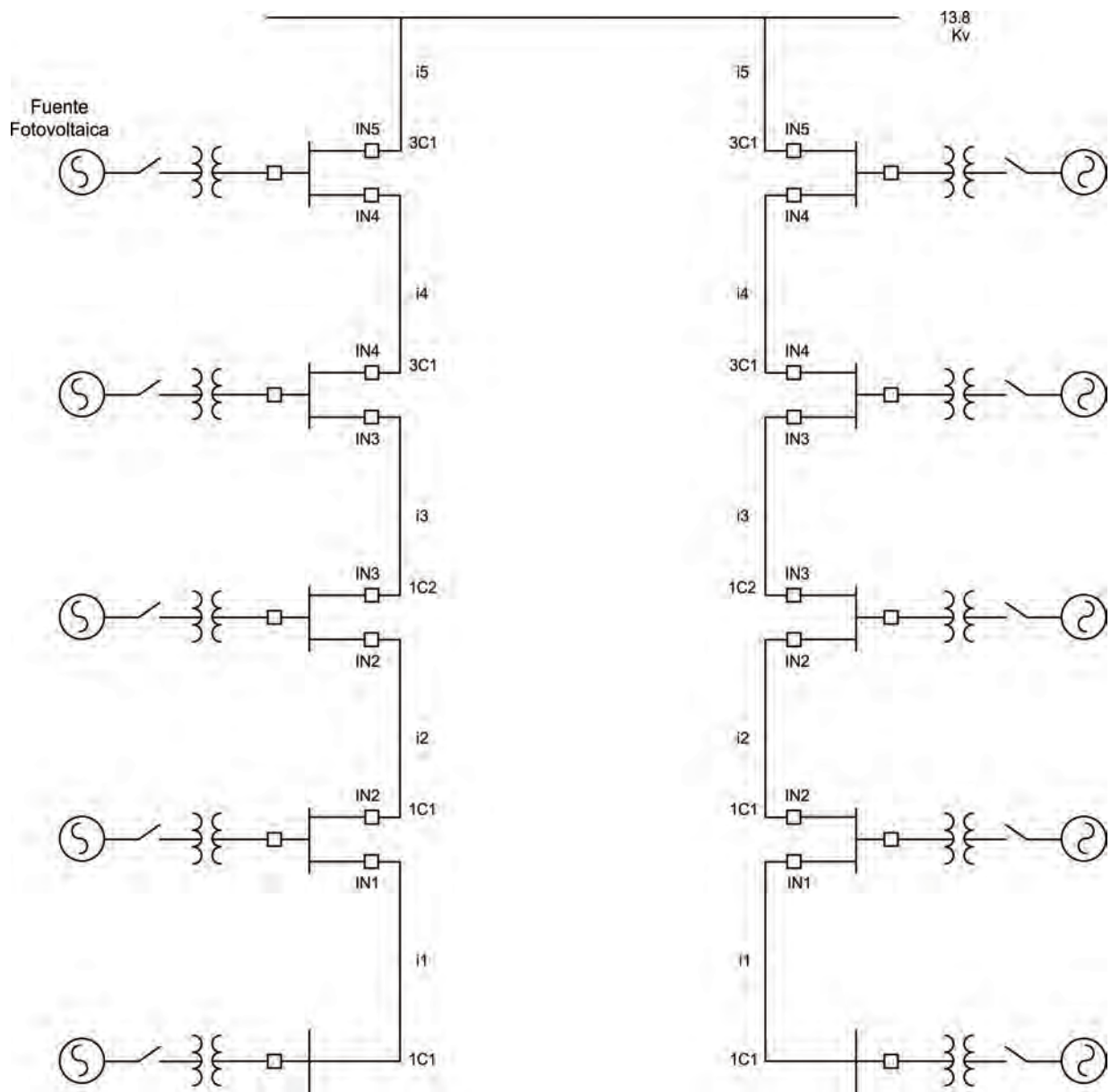


Figura 10.24: Diagrama unifilar.

	I_{nom}	I_{FT}	$I_{+25\%}$	Conductor	Fusible [A]	Asignación calibre
I_1	83.674	102.041	104.593	4 AWG	110	67.4 mm ² (2/0 kcmil)
I_2	167.348	204.083	209.185	2/0 kcmil	225	67.4 mm ² (2/0 kcmil)
I_3	251.022	306.124	313.778	250 kcmil	300	253 mm ² (500 kcmil)
I_4	334.696	408.166	418.37	500 kcmil	400	253 mm ² (500 kcmil)
I_5	418.37	510.207	522.963	750 kcmil	500	380 mm ² (750 kcmil)

Tabla 10.15: Selección del conductor y fusible de corriente alterna.

conductor, usaremos sólo 3 tipos de calibre, se seleccionan de modo que sean adecuados para la corriente que se necesita manejar. De modo que la sección 1 y 2 se usará un mismo calibre, de igual modo para las secciones 3 y 4.

10.4.2. Ajuste por caída de tensión

Para determinar la caída de tensión en los conductores debe de conocer la impedancia que presenta el conductor. Para este tipo de conductores a media tensión las propiedades del conductor se obtienen directamente del fabricante ya que la NOM-001-SEDE no cuenta con esa información. Se usará el cable de energía Volcanel XLP, del fabricante Viakon. En la Tabla 10.8 se muestran los datos del conductor que ofrece el fabricante, considerando una tensión máxima de operación de 15 kV..

I	Calibre	L [mH/km]	XL [Ω /km]	R [Ω /km]
1,2	67.4 mm ² 2/0 AWG	0.386	0.146j	0.333
3,4	253 mm ² 500 kcmil	0.312	0.118j	0.090
5	380 mm ² 750 kcmil	0.293	0.110j	0.061

I	D_{mas} [km]	Z [$m\Omega$]	I_{max} [A]	V_{li} [V]
1,2	0.115	16.215j+30.475	215.56	7.45 $\angle 28^\circ$
3,4	0.115	14.375j+14.72	323.34	6.66 $\angle 44^\circ$
5	0.03	16.215j+30.475	538.9	538.9 $\angle 44^\circ$

Tabla 10.16: Datos para el cálculo de la caída de tensión.

Se obtiene un total de 50.93 $\angle 28^\circ$ V de caída de tensión.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Con los datos obtenidos en la Tabla 10.16, se determina la caída de tensión. Considerando que:

$$V_{trans} = V_{sal} - \sum VI_i$$
$$V_{trans} = 13.8kV - 50.93\angle 28^\circ = 13755.05\angle -0.1^\circ$$

Por lo tanto el la regulación de tensión para 13.8 kV se determina:

$$\%RV = \frac{V_{sal} - V_{trans}}{V_{trans}} 100\%$$
$$\%RV = \frac{13800 - 13755.05}{13755.05} 100\%$$
$$\%RV = 0.33\% < 2.5\%$$

Por lo que los conductores no presentan ajuste por caída de tensión y se mantienen los calibres que ya de determinaron.

10.4.3. Ductos subterráneos

Considerando el número de circuitos y el calibre que manejará cada zona se diseñan los ductos, con base en las Figuras 10.25 y 10.26, además considerando que debe de haber un ducto para los servicios auxiliares y otro para los cables de control. Los ductos subterráneos son de 100 mm de diámetro, suficiente para contener a los conductores.

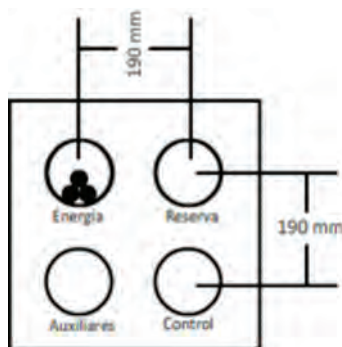


Figura 10.25: Ductos para 1 circuito, 475 mm por 475 mm.

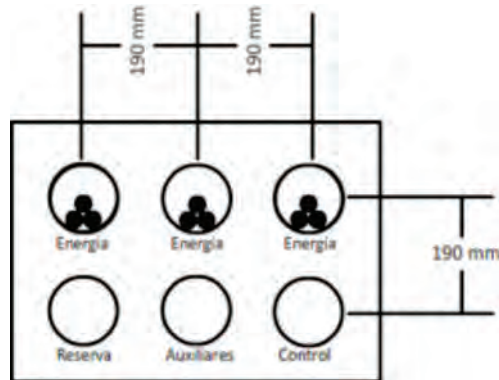


Figura 10.26: Ductos para 3 circuitos, 675 mm por 475 mm.

10.4.4. Resultados finales.

El parque se conforma por 40 200 módulos.

40 inversores.

10 estaciones.

Cada estación maneja 4 inversores.

Cada inversor maneja un arreglo de 1005 módulos.

Cada arreglo se conformado por 201 paneles.

Cada panel se conforma por 5 módulos.

El espacio que ocupa el parque 570 m por 595.7 m

- Los conductores para el módulo:

Positivo y negativo 3.31 mm^2 (12 AWG)

Cpt 3.31 mm^2 (12 AWG)

Fusible para el módulo 15 A

- Se usarán cajas combinadoras:

10 cajas combinadoras con 16 paneles de entradas.

2 cajas combinadoras con 15 paneles de entradas.

1 caja combinadora con 13 paneles de entradas.

Total 13 cajas combinadoras por inversor.

- Los conductores para la entrada de las cajas combinadoras:

Se agrupan en 16 circuitos por tubo.

Positivo y negativo 3.31 mm^2 (12AWG)

Cpt 3.31 mm^2 (12AWG)

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- Tubería PVC cédula 40 1 1/4" (35) - 374 mm²
- Los conductores para la salida de las cajas combinadoras:
Se agrupan en 4 circuitos por tubo.
Positivo y negativo 85.01 mm² (3/0 AWG)
Cpt 13.3 mm² (6 AWG)
- Tubería PVC cédula 40 3 1/2" (91) -2511 mm²
- Fusibles a la entrada del inversor:
10 fusibles de 150 A (caja con 16 entradas)
2 fusibles de 125 A (caja con 15 entradas)
1 fusible de 110 A (caja con 13 entradas)
- Los conductores para la red de distribución:
Para las corrientes I₁ , I₂ , I₄ e I₅ conductor calibre 85.01 mm² (3/0 AWG).
Para las corrientes I₃ conductor calibre 177 mm² (350 kcmil).
- Los ductos eléctricos:
Para las corrientes I₁ , I₂ conductor calibre 85.01 mm² (3/0 AWG) , 1 circuito.
4 ductos considerando, reserva, servicios auxiliares y cables de control.
Para las corrientes I₃ conductor calibre 177 mm² (350 kcm), 1 circuito.
4 ductos considerando, reserva, servicios auxiliares y cables de control.
Para las corrientes I₄ , I₅ conductor calibre 85.01 mm² (3/0 AWG) , 3 circuitos.
6 ductos considerando, reserva, servicios auxiliares y cables de control.
- Los interruptores media tensión:
IN1 interruptor 110 A
IN2 interruptor 225 A
IN3 interruptor 350 A
IN4 interruptor 175 A
IN5 interruptor 225 A

10.5. Planta solar-híbrida en Mexicali

10.5.1. Características del lugar

La ubicación geográfica del parque será en Mexicali, Baja California :

- Latitud: 32° 39' 48" N
- Longitud: 115° 28' 4" O
- Altitud: 8 msnm
- Temperatura máxima: 52°C
- Temperatura mínima: -8°C
- Velocidad del viento máxima: 90 km/h

10.5.2. Corrección de datos del módulo por temperatura

Se eligió trabajar con un módulo con tecnología de película delgada de silicio amorfo hidrogenado (a-Si). La principal razón de la elección de ese tipo de tecnología fue su eficiencia. En los Apéndices se puede encontrar la hoja de datos correspondiente al módulo elegido, pero en la Tabla 10.17 se muestran los datos que se usarán para la corrección de parámetros del módulo. Se obtendrá primero la temperatura de la celda en las condiciones ambientales extremas para después corregir, potencia máxima, corriente de corto circuito y voltaje de circuito abierto.

	P_{max}	V_{ca}	I_{cc}
Valor a STC	414 W	194.2 V	2.9 A
Coef. de Temp.	-0.3 %/°C	-0.33 %/°C	0.08 %/°C

Tabla 10.17: Características de los módulos solares para la corrección por temperatura.

El NOCT tiene un valor de 44.8 °C.

A continuación se corregirán los datos de los módulos solares debido a la temperatura. El procedimiento es el mismo que el empleado en el parque solar de Durango. Se hace utilizando la ecuación (10.1).

Con temperatura máxima del lugar.

$$T_{max} = 52 + \left(\frac{44.8 - 20}{0.8} \right) 1 = 83^{\circ}C$$

Con temperatura mínima del lugar.

$$T_{min} = -8 + \left(\frac{44.8 - 20}{0.8} \right) 0 = -8^{\circ}C$$

Corrección del voltaje de circuito abierto.

Con la ecuación (10.2):

- Voltaje mínimo de la celda.

$$V_{OC(83)} = 194.2194.2[1 + (83 - 25)(-0.0033)] = 157.03012V$$

- Voltaje máximo de la celda.

$$V_{OC(-12)} = 194.2[1 + (-8 - 25)(-0.0033)] = 215.34838V$$

Corrección de la corriente de corto circuito.

La corriente de corto circuito se obtiene de la ecuación (10.3).

- Corriente máxima de la celda.

$$I_{SC(83)} = 2.9[1 + (83 - 25)(0.0008)] = 3.03456A$$

- Corriente mínima de la celda.

$$I_{SC(-8)} = 2.9[1 + (-8 - 25)(0.0008)] = 2.82344A$$

Corrección de potencia máxima.

La potencia máxima corregida se obtiene de la ecuación (10.4).

- Potencia mínima de la celda.

$$P_{max(83)} = 414[1 + (83 - 25)(-0.003)] = 341.964W$$

- Potencia máxima de la celda.

$$P_{max(-8)} = 414[1 + (-8 - 25)(-0.003)] = 454.986W$$

10.5.3. Consideraciones respecto al sol

10.5.3.1. Trayectoria solar

Uno de los datos esenciales para la construcción del parque solar es la ubicación del sol a lo largo del día. Para conocer esto, se obtuvieron las curvas del Sol en Mexicali con sus datos geográficos. La Figura 10.27 muestra estas curvas.

10.5.3.2. Análisis de sombras

Los datos necesarios para calcular las distancias debidas a las sombras son β (ángulo de altitud) y ϕ_s (ángulo de acimut), considerando que el peor caso sería a las 9 de la

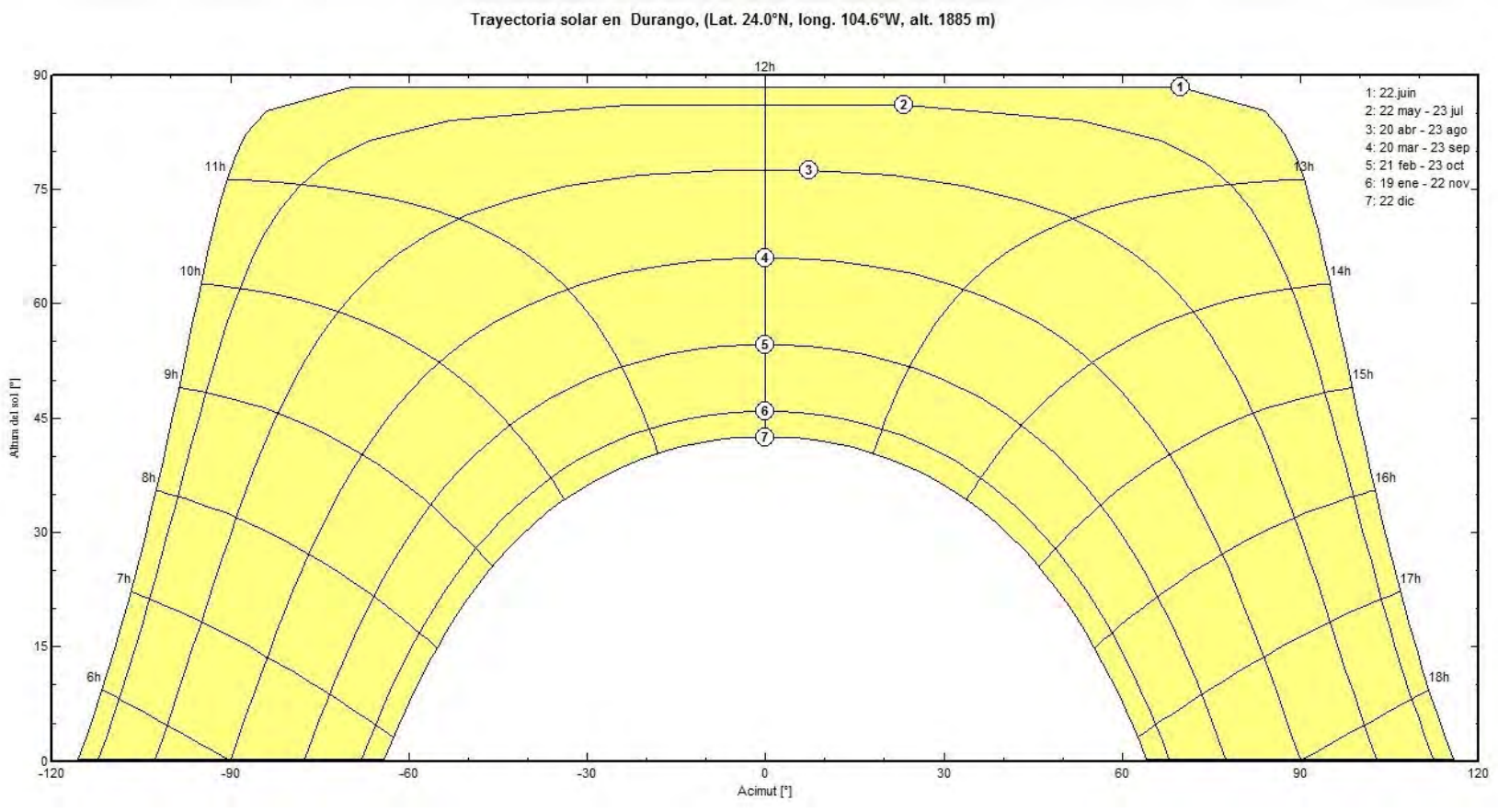


Figura 10.27: Trayectoria solar en Mexicali.

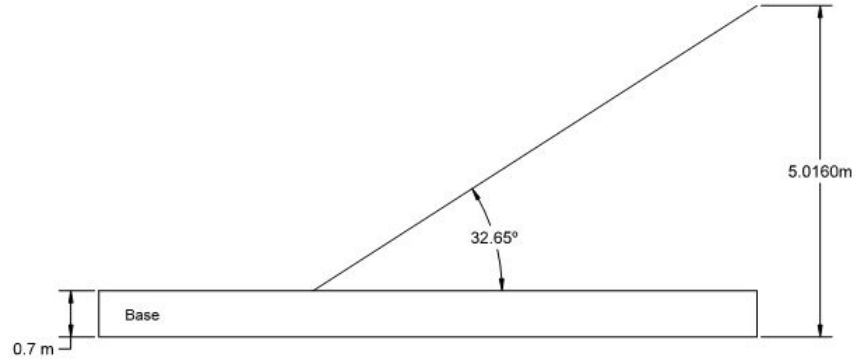


Figura 10.28: Esquema para determinar las distancias debidas a las sombras.

mañana del 21 de Diciembre. Estos valores se obtendrán con las ecuaciones (10.5) y (10.6) utilizadas en los diseños de los parques solares anteriores.

- $L = 32.65^\circ$
- $\delta = -23.44^\circ$, de la ecuación (10.7).
- $H = 45^\circ$

$$\sin \beta = (\cos 32.65)(\cos -23.44)(\cos 45) + (\sin 32.65)(\sin -23.44) = 0.3315$$

$$\beta = 19.3601^\circ$$

Ahora se obtiene:

$$\sin \phi_s = \left[\frac{\cos -23.44 \sin 45}{\cos 19.3601} \right] = 0.6875$$

$$\phi_s = 43.4394^\circ$$

De acuerdo a estos valores y definiendo el ángulo de inclinación del soporte como el de latitud, se tendrá el esquema de la Figura 10.28.

Por medio de la ecuación (10.9):

$$d_{sh} = \frac{5.016 - 0.7}{\tan 19.3601} = 12.2832m$$

Y con la ecuación (10.10), se obtiene finalmente la distancia mínima:

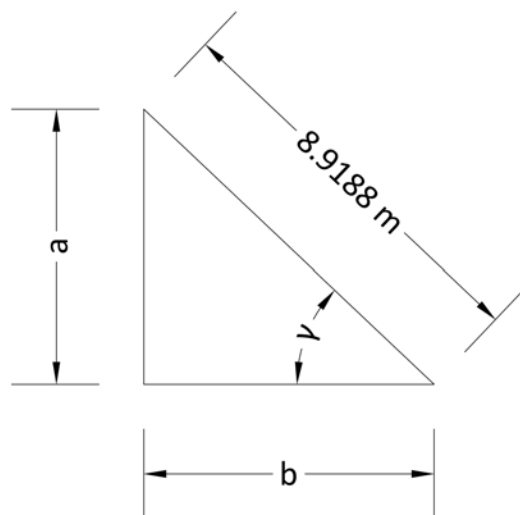


Figura 10.29: Triángulo para obtener la distancia lateral de separación.

$$d_{min} = 12.2832 \cos(43.4394) = 8.9188m$$

Los soportes quedarán separados unos de otros mínimo 8.9188 m.

El movimiento de los seguidores es acimutal, por lo que se rigen por el ángulo ϕ_s para delimitar hasta dónde van a girar. De acuerdo a esto, se obtiene el triángulo mostrado en la Figura 10.29, donde se obtiene la distancia que deben estar separados los soportes laterales.

Donde:

$$\gamma = 90^\circ - \phi_s = 90^\circ - 43.4394^\circ = 46.5606^\circ$$

Entonces:

$$b = 8.9188 \cos \gamma = 8.9188 \cos 46.5606^\circ = 6.1324m$$

De acuerdo con la Figura 10.30 la distancia lateral debe ser mínimo de 6.1324 m. Finalmente queda el acomodo como se muestra en la Figura 10.31.

10.5.4. Formación de paneles y arreglos

Se buscaron inversores de gran capacidad para reducir el número de los mismos. Tras buscar equipos de distintas potencias y distintos proveedores, se eligió el inversor

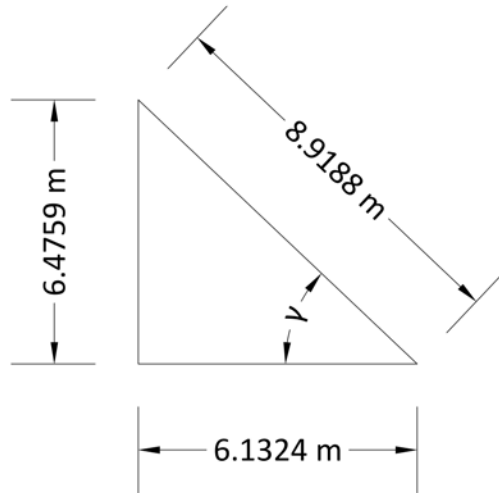


Figura 10.30: Distancia lateral de separación.

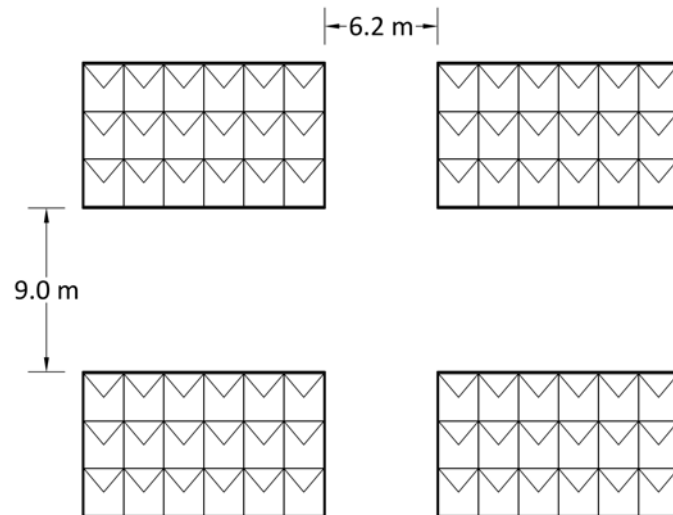


Figura 10.31: Distancia lateral de separación.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

de Siemens SINVERT PVS2000, cuya capacidad es de 2 MW. Sus especificaciones se pueden encontrar en los Apéndices. En la Tabla 10.18 se muestran los datos relevantes para el diseño de la planta de generación solar.

Voltaje MPPT	450V-750V
Voltaje máximo de entrada	820 V
Voltaje mínimo de entrada	450 V
Potencia nominal de entrada	2052 W
Corriente máxima de entrada	4412 A
No. de entradas de DC	12
Corriente máxima por entrada	368 A

Tabla 10.18: Características del inversor elegido.

Se calculó el número de módulos en serie que se puede tener para no sobrepasar ningún parámetro del inversor, esto se hizo dividiendo el valor máximo de voltaje MPPT permitido. Se utiliza el valor de voltaje MPPT y no el voltaje máximo de entrada porque es en el rango de valores marcado por el MPPT donde el inversor va a trabajar correctamente y siempre se debe estar entre los valores establecidos. Además, se debe tomar en cuenta que para calcular el número de módulos en serie se debe comprobar de dos maneras, pues debe cumplir el rango mínimo y el máximo. Para verificar que cumpla con el voltaje máximo MPPT, se utiliza el voltaje máximo calculado del módulo, mientras que para el voltaje mínimo MPPT se utiliza el mínimo del módulo. Entonces, el número de módulos queda como sigue.

$$No.serie = \frac{V_{maxMPPT}}{V_{maxModulo}} = \frac{750}{215.34838} = 3.48modulos$$

Máximo 3 módulos en serie.

$$No.serie = \frac{V_{minMPPT}}{V_{minModulo}} = \frac{450}{157.03012} = 2.86modulos$$

Mínimo 3 módulos en serie.

Cuando se utilizan los valores máximos se debe redondear hacia abajo, en caso contrario el valor obtenido de tensión sobrepasaría al especificado, a diferencia de los

valores mínimos, donde si se redondea hacia abajo no se cubriría la tensión requerida por el voltaje MPPT, así que se redondea hacia arriba. Para comprobar que las dos condiciones se cumplen, se calculará la tensión que se tendría con 3 módulos en el peor y en el mejor caso.

$$V_{MejorCaso} = No.serie \times V_{maxModulo} = 3 \times 215.34838 = 646.04514V \checkmark$$

Y se cumple con el rango del MPPT.

$$V_{PeorCaso} = No.serie \times V_{minModulo} = 3 \times 157.03012 = 471.09036V \checkmark$$

Y se cumple con el rango del MPPT.

Se concluye que se tendrán 3 módulos en serie.

Para determinar el número de módulos en paralelo no se debe sobrepasar la corriente máxima de entrada. Para determinar esto, se dividen las corrientes mencionadas entre el valor máximo corregido de corriente del módulo. En este caso no se calcula con el caso mínimo ya que no se tiene ninguna restricción al respecto.

$$No.paralelo = \frac{I_{maxInversor}}{I_{maxModulo}} = \frac{4412}{3.03456} = 1453.92cadenas$$

Máximo 1453 módulos en paralelo.

Finalmente, se tiene que comprobar que la potencia del número total de módulos no sobrepase la potencia máxima especificada en la hoja de datos del inversor. El número total de módulos es la multiplicación de los módulos en serie y los módulos en paralelo:

$$No.total = No.serie \times No.paralelo = 3 \times 1453 = 4359modulos$$

$$Potencia_{MaxTotal} = No.total \times P_{maxModulo} = 4359 \times 454.986 = 1.9833MW$$

La potencia máxima de entrada de entrada del inversor es de 2.052 MW, entonces se cumple con el valor de potencia máximo. Si fuera cuestión únicamente de la potencia definir el número total de módulos, éste habría sido un número mayor ($\frac{2.052 \times 10^6}{454.986} = 4510$)

módulos) pero debido a que se tienen las restricciones de tensión y sobre todo de corriente no es posible tener tal número, por lo que se tendrá un número mayor de inversores al esperado, ya que en cada uno no se tendrán los 2.052 MW posibles.

Teniendo el valor de potencia máxima y de módulos por inversor se puede obtener el número de arreglos (1 arreglo = 1 inversor) y de módulos totales que se tendrán en la planta. El criterio de diseño de este proyecto será con la potencia máxima, es decir, se diseñará una planta de generación solar fotovoltaica para que cuando se tengan las mejores condiciones se generen 50 MW. Además, se redondeará el número total de arreglos para que el sistema tenga un buen balance, por lo que se tendrá un valor un poco mayor a 50 MW en las mejores condiciones y un número mayor de módulos al requerido para cubrir los 50 MW. De acuerdo a la potencia por inversor calculada, se obtendrá el número de arreglos de la planta.

$$No.arreglos = \frac{P_{dis}}{P_{maxTotal}} = \frac{50 \times 10^6}{1.9833 \times 10^6} = 25.21$$

De acuerdo a los datos del inversor y de los parámetros del módulo se tendrán 26 arreglos, como se busca un sistema balanceado, se calcula el nuevo número total de módulos y el valor de potencia de la planta en las mejores condiciones.

$$No.total_{planta} = No.arreglos \times No.total = 26 \times 4359 = 113334 \text{modulos}$$

$$P_{maxTotalPlanta} = No.totalPlanta \times P_{maxTotal} = 26 \times 1.9833 \times 10^6 = 51.5658 \text{MW}$$

Estos son valores preliminares, pues se tienen que revisar las especificaciones de los demás elementos de la planta.

10.5.5. Seguidores solares

Para este proyecto se eligió un soporte con seguidor de un eje horizontal de Mecasolar, en los Apéndices se muestra su hoja de datos y en la Tabla 10.19, se muestran los datos necesarios para hacer los cálculos correspondientes.

En la Figura 10.32 se muestra el seguidor de un eje elegido.

Con los datos del módulo y del soporte, se obtiene el número de módulos que puede haber por cada seguidor.

Modelo	MS-1EH
Tipo de Seguimiento	1 eje: acimutal (vertical)
Superficie máxima de módulos	106 m ²
Dimensión de soporte	13.3 m×8 m
Potencia fotovoltaica máxima	15.36 kWp
Peso máximo de módulos	1500 kg

Tabla 10.19: Características del seguidor solar.

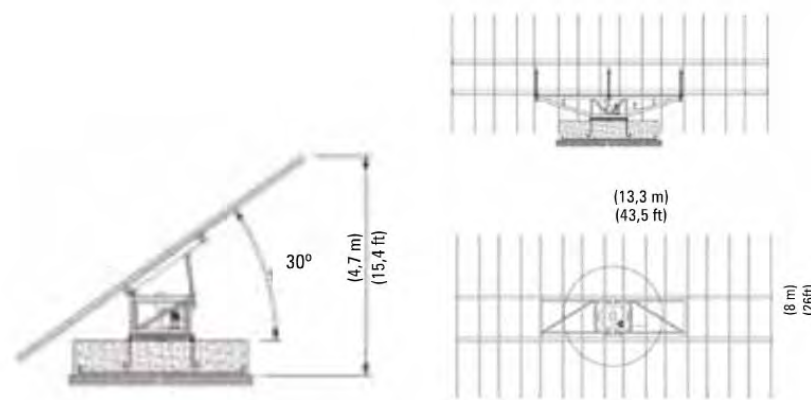


Figura 10.32: Esquema que muestra las características físicas del seguidor de un eje.

$$No.Modulos_{soporte} = \frac{Superficie_{soporte}}{Superficie_{modulo}} = \frac{106}{5.72} = 18.53modulos$$

$$No.Modulos_{soporte} = \frac{Peso_{soporte}}{Peso_{modulo}} = \frac{1500}{31.75} = 47.24modulos$$

El número de módulos máximo que puede poner es de 18 módulos para cumplir con los 2 parámetros, estos tendrán un peso de:

$$18 \times 31.75 = 571.5kg$$

cumpliendo con el requerimiento de peso.

De acuerdo a las medidas del módulo y del soporte, se podrían poner de dos maneras como se muestra en las Figuras 10.33 y 10.34.

Evidentemente la manera más conveniente es la primera, donde se tienen los módulos verticales y caben un total de 18 módulos que coincide con el máximo que se puede

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

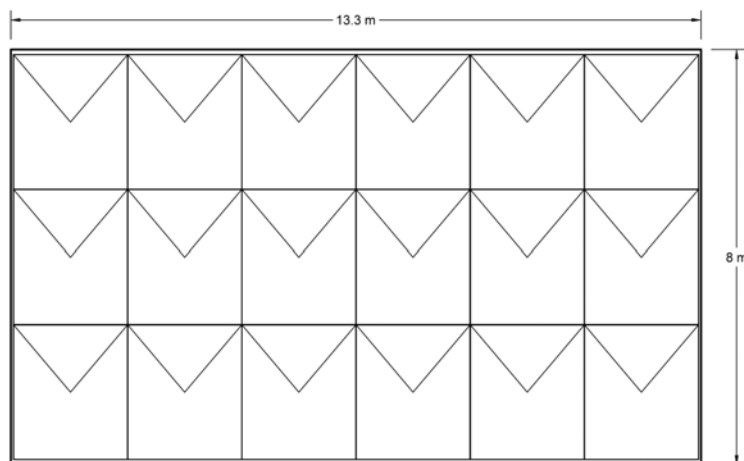


Figura 10.33: Opción 1 de acomodo de módulos solares.

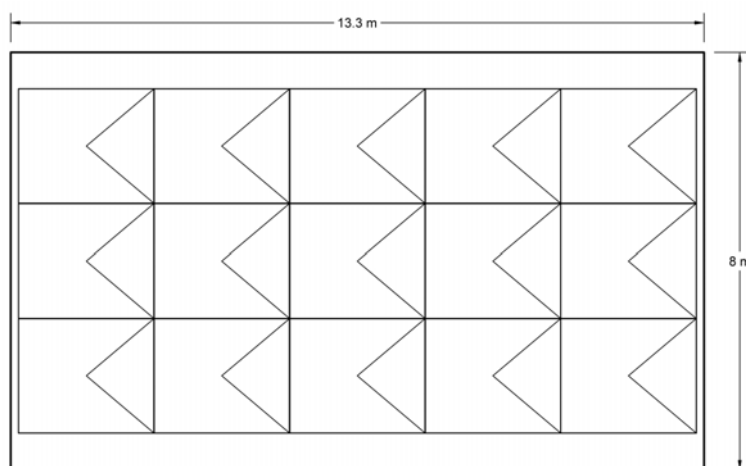


Figura 10.34: Opción 2 de acomodo de módulos solares.

usar por soporte. De acuerdo con los datos que se tienen hasta ahora, se necesitaría el siguiente número de seguidores y soportes.

$$No.Soportes = \frac{No.mod.Totales}{No.modPorSoporte} = \frac{110592}{18} = 6144soportes$$

10.5.6. Cajas combinadoras y recombinadoras

Se seleccionó una caja combinadora de Sunlink, HomeRun Solar Combiner Boxes, en los Apéndices se encuentra su hoja de datos. Para este caso se seleccionó una caja de 48 circuitos con el objetivo de ahorrar material. Los parámetros importantes de la caja combinadora se muestran en la Tabla 10.20.

Modelo	HomeRun
Fusible máximo de entrada	30 A
Máximo voltaje	600 V, 1000 V
Corriente continua nominal	400 A
Calibre del cable de entrada	14 AWG a 6 AWG
Calibre de cable de salida	Hasta 2 de 750 MCM
Calibre de cable de tierra de entrada	14 AWG a 4 AWG
Calibre de cable de tierra de salida	Hasta 2 de 250 MCM
Número de entradas	6 a 48

Tabla 10.20: Características de las cajas combinadoras.

A partir de esos datos se obtiene la corriente del bus:

$$I_{bus} = I_{ccMax} \times No.paneles \times 1.25 = 3.03456 \times 48 \times 1.25 = 182.0736A$$

No sobrepasa las especificaciones señaladas, por lo que es posible usarla. Se tienen 1453 paneles, entonces:

$$No.cajas = \frac{No.paneles}{No.entradas} = \frac{1453}{48} = 30.27$$

31 cajas combinadoras por arreglo.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

A continuación se hace el cálculo para las cajas recombinaadoras. El inversor tiene 12 entradas, por lo que se deberá distribuir en 12 cajas recombinaadoras para tener la menor cantidad de corriente posible y para utilizar todas las entradas del inversor. Se necesitarán entonces 5 cajas con 3 entradas y 7 cajas con 2 entradas. Aquí surge un problema, pues al hacer el cálculo de corriente que se tendría en cada circuito que entra al inversor, se puede observar que se sobrepasa la corriente máxima de cada entrada del inversor cuando se tienen las 5 cajas con 3 entradas, mientras que cuando se tienen 2 entradas, no se llega a al valor máximo.

Para el caso de 3 circuitos.

$$I_{busRecombinadora} = I_{busCombinadora} \times No.circuitos = 182.0736 \times 3 = 546.2208A$$

Valor que no cumple con la corriente máxima.

Para el caso de 2 circuitos.

$$I_{busRecombinadora} = I_{busCombinadora} \times No.circuitos = 182.0736 \times 2 = 346.1472A$$

Valor que cumple con la corriente máxima.

Por lo anterior, se debe cambiar el arreglo del sistema. Se hace el cálculo de cuántos circuitos con cuántas cajas combinadoras debe haber para tener un diseño óptimo. Se sabe que la corriente máxima por entrada al inversor debe ser de 368 A, y se sabe que la corriente real por cada bus de las cajas combinadoras será de $3.03456 \times 48 = 145.6588$ A, entonces:

$$\frac{368}{145.6588} = 2cajas$$

2 cajas combinadoras por entrada del inversor.

Por cada inversor hay 12 entradas, por cada entrada del inversor habrá una caja recombinaadora, por cada caja recombinaadora hay 2 cajas combinadoras y por cada

caja combinadora hay 48 paneles. Entonces se debe obtener un nuevo número total de paneles en paralelo.

$$No.Paneles_{inversor} = 12 \times 1 \times 2 \times 48 = 1152$$

De modo que se deben modificar los datos que se habían calculado anteriormente.

$$No.Modulos_{inversor} = 3 \times 1152 = 3456$$

$$Pmax_{inversor} = 3456 \times 454.986 = 1.5724MW$$

$$No.Arreglos_{total} = \frac{50}{1.5724} = 31.79arreglos$$

Serán 32 arreglos por criterio de diseño.

$$Pmax_{total} = 32 \times 1.5724 = 50.3178MW$$

$$No.modulos_{total} = 32 \times 3456 = 110592modulos$$

En conclusión, el arreglo final del parque será:

- 3 módulos en serie, 696.04514 V
- 1152 módulos en paralelo, 3495.81312 A
- 3456 módulos totales por arreglo, 1.572432 MW
- 192 soportes por cada inversor.
- Serán 32 arreglos en total.
- 110592 módulos totales en la planta, 50.3178 MW
- 6144 soportes en total.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

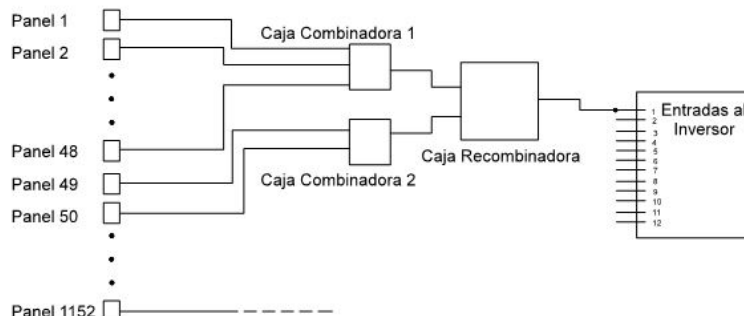


Figura 10.35: Cajas combinadoras y recombinadoras.

En la Figura 10.35 se muestra cómo queda el acomodo de cajas combinadoras y recombinadoras.

Una vez obtenido el valor de paneles óptimo, se verifica que en cada entrada del inversor la corriente cumpla con lo especificado por el fabricante.

$$I_{inversor} = 3.03456 \times 48 \times 2 = 291.3177A$$

Que cumple con todas las especificaciones.

Con las distancias mínimas del soporte y conociendo el arreglo hasta el inversor, se puede hacer un diagrama de cómo se encuentra el parque. Éste se muestra en las Figuras 10.36 a 10.39.

Cada arreglo tendrá 16×12 soportes de 13.3×8 m y se decidió separar los soportes 9 m de arriba y abajo, y 6.2 m lateralmente, además de 10 m extras entre cada arreglo para formar un camino.

Para cada arreglo, de ancho,

$$Ancho = 16 \times 13.3 + 15 \times 6.2 + 10 + 10 = 325.8m$$

de alto,

$$Alto = 12 \times 8 + 11 \times 9 + 10 + 10 = 215m$$

y en total para todo el parque,

$$Ancho_{Total} = 325.8 \times 8 = 2606.4m$$

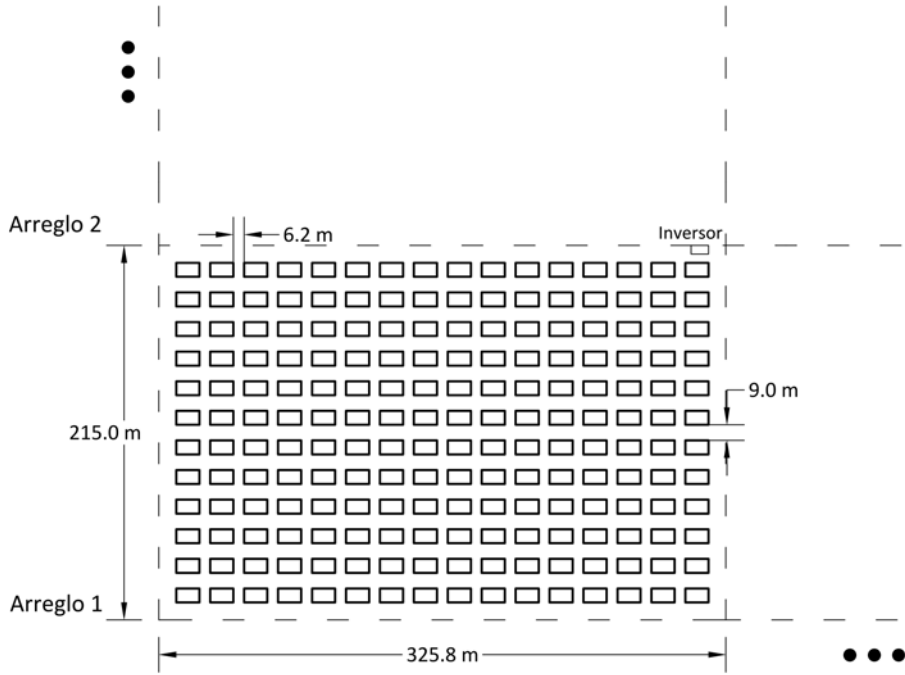


Figura 10.36: Croquis de la planta.

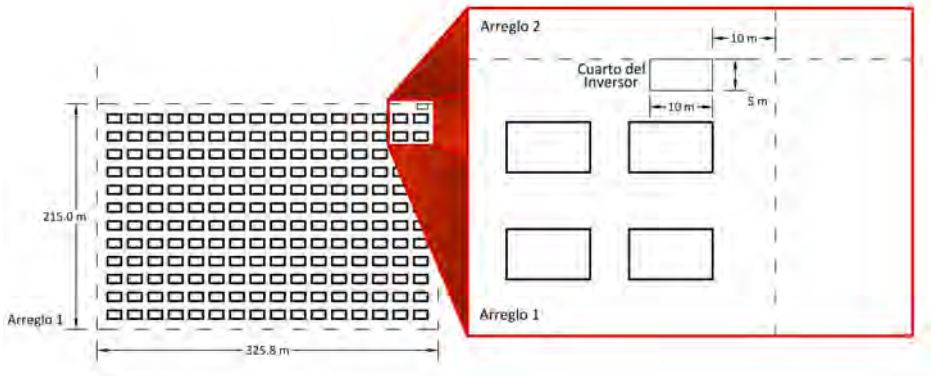


Figura 10.37: Croquis de la planta.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

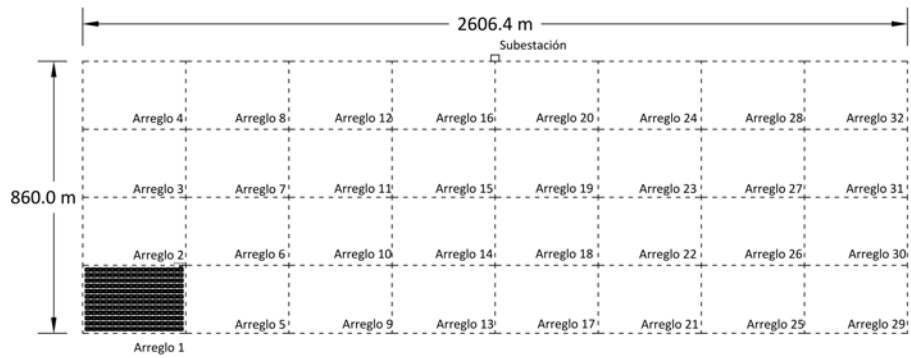


Figura 10.38: Croquis de la planta.

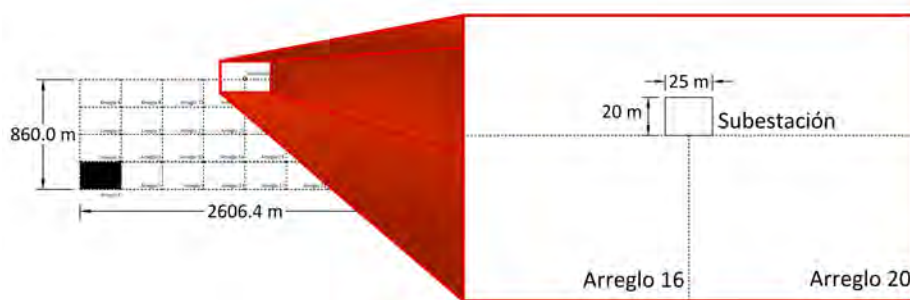


Figura 10.39: Croquis de la planta.

$$Alto_{Total} = 215 \times 4 = 860m$$

10.5.7. Conductores de corriente directa y fusibles

10.5.7.1. De los módulos a las cajas combinadoras

Conductores activos.

Se usará cable RHW-2.

De acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012, en la sección 690.8(a)(2):

$$I_{maxPanel} = 1.25 \times I_{ccMax} = 1.25 \times 3.03456 = 3.7932$$

De la Tabla 310-15(b)(16) de la norma, el calibre a usar sería 0.824 mm^2 (18 AWG), pero por resistencia mecánica se pondrá calibre 2.08 mm^2 (14 AWG), a reserva de analizar la corriente corregida.

De 310-15(b)(3)(a) se obtiene el factor de agrupamiento, que de 10 a 20 conductores portadores de corriente (como es la idea organizarlos) es F.A. = 0.5.

De 310-15(b)(2)(a) se obtiene el factor de temperatura, que para una $T_{amb} = 52^\circ$ es F.T. = 0.76

$$I_{corregidaPanel} = \frac{3.7932}{0.5(0.76)} = 9.9821A$$

El calibre 2.08 mm^2 (14 AWG) sigue siendo válido.

Ahora se hace el cálculo del conductor de energía por caída de tensión, la caída de tensión máxima es del 3%.

Se obtiene de la Tabla 8 la resistencia a 75° del conductor de 2.08 mm^2 (14 AWG) de cobre recubierto: $R_{75} = 10.7\Omega/\text{km}$

Se calcula la resistencia para la temperatura ambiente máxima del lugar y para la temperatura máxima de la celda con la ecuación (10.15):

$$R_1 = 10.7\Omega/\text{km} \frac{(52^\circ C + 83^\circ C)}{52^\circ C + 75^\circ C} = 11.374\Omega/\text{km}$$

El cable de mayor longitud que va de la salida de los módulos hasta la caja combinadora se encuentra a,

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

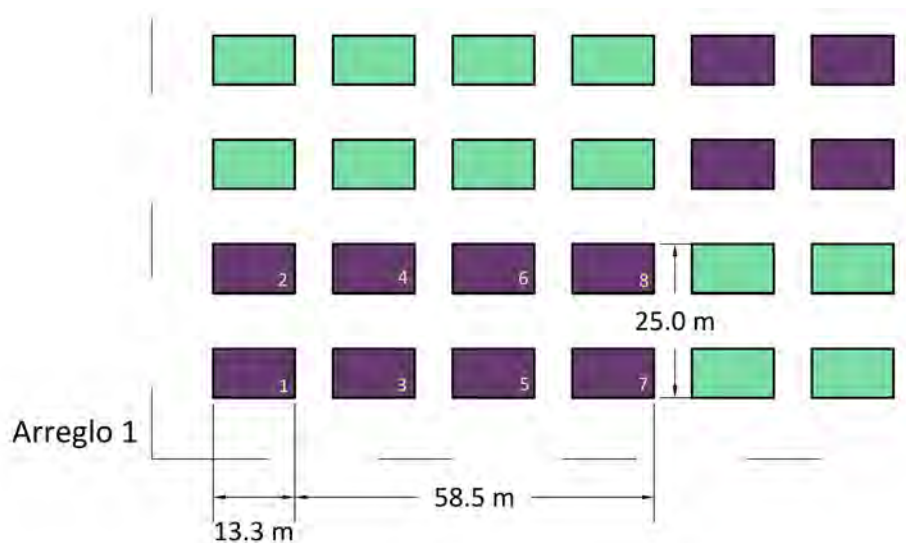


Figura 10.40: Acomodo de soportes que van hacia la misma caja combinadora.

$$13.3 + 58.5 + 25 = 96.8m$$

de acuerdo con la Figura 10.40.

Entonces, por caída de tensión:

$$R = 11.374 \times 0.0968 = 1.1010\Omega$$

$$V = R \times I_{ccMax} = 1.1010 \times 3.03456 = 3.3411V$$

$$\%e = \frac{3.3411}{696.04514} 100\% = 0.4800\%$$

La caída de tensión es menor a 3%, por lo tanto el cable se queda como calibre 2.08 mm² (14 AWG).

Conductores inactivos.

Según la sección 250.122 el dimensionamiento del conductor a tierra se hace con el fusible. Por lo que primero se debe calcular éste.

De acuerdo a 690.8(b)(1) el dispositivo de sobrecorriente no deber ser menor al 125 % de la corriente máxima que ya se calculó. Entonces,

$$I_{fusible} = 3.7932 \times 1.25 = 4.7415A$$

Con esto se elige un fusible normalizado:

El fusible de las cajas combinadoras (al igual que el de cada módulo solar) será de 6 A.

Ya con el fusible dimensionado, se va a la Tabla 250-122 y se observa que el dimensionamiento de conductores de puesta a tierra inicia con el valor de fusible de 15 A correspondiente a un conductor de calibre 2.08 mm² (14 AWG).

El conductor de tierra será calibre 2.08 mm² (14 AWG).

10.5.7.2. De las cajas combinadoras a las cajas recombinadoras

Conductores activos.

Ya con los conductores de los paneles, se procede al cálculo de los conductores que salen de las cajas combinadoras tal como se indica en la sección 690.8(d), con la ecuación que se muestra en seguida.

$$I_{dis} \text{ valor nominal del fusible de las cajas} + 1.25(I_{sc})(\text{No. de paneles} - 1)$$

Entonces:

$$I_{dis} = 6 + 1.25(3.03456)(47) = 184.2804A$$

Entonces, se elige un fusible estandarizado a la salida de las cajas combinadoras, que corresponde al fusible de las cajas recombinadoras.

El fusible de las cajas recombinadoras será de 200 A.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

De la Tabla 310-15(b)(16), se tiene que el conductor adecuado es de 67.43 mm^2 (2/0 AWG) con una ampacidad de 195 A a reserva de utilizar los factores de corrección, que son:

$F.A. = 1$, ya que se agruparán no más de 3 conductores activos por tubería.

$F.T. = 0.76$

$$I_{\text{corregida}} = \frac{184.2804}{0.76} = 242.4742 \text{ A}$$

Con esto, el calibre correcto sería 107.2 mm^2 (4/0 AWG) con una ampacidad de 260 A a reserva de analizar las caídas de tensión.

Se obtiene la resistencia de la Tabla 8 a 75° C de conductor 107.2 mm^2 (4/0 AWG) de cobre recubierto.

$$R_{75} = 0.205 \Omega/\text{km}$$

Se corrige la resistencia por temperatura con la ecuación (10.15):

$$R_1 = 0.205 \Omega/\text{km} \frac{(52^\circ \text{ C} + 83^\circ \text{ C})}{52^\circ \text{ C} + 75^\circ \text{ C}} = 0.2179 \Omega/\text{km}$$

De acuerdo con la Figura 10.41 el cable de mayor longitud que va de la salida de las cajas combinadoras hasta las cajas recombinadoras se encuentra a

$$244 + 175 = 419 \text{ m}$$

Entonces:

$$R = 0.2179(0.419) = 0.0913 \Omega$$

$$V = R \times I_{ccMax} = 0.0913(3.03456 \times 48) = 13.2987 \text{ V}$$

$$\%e = \frac{13.2987}{696.04514} 100 = 1.9106 \%$$

La caída de tensión es menor a 3%, por lo tanto el cable se queda como 107.2 mm^2 (4/0 AWG).

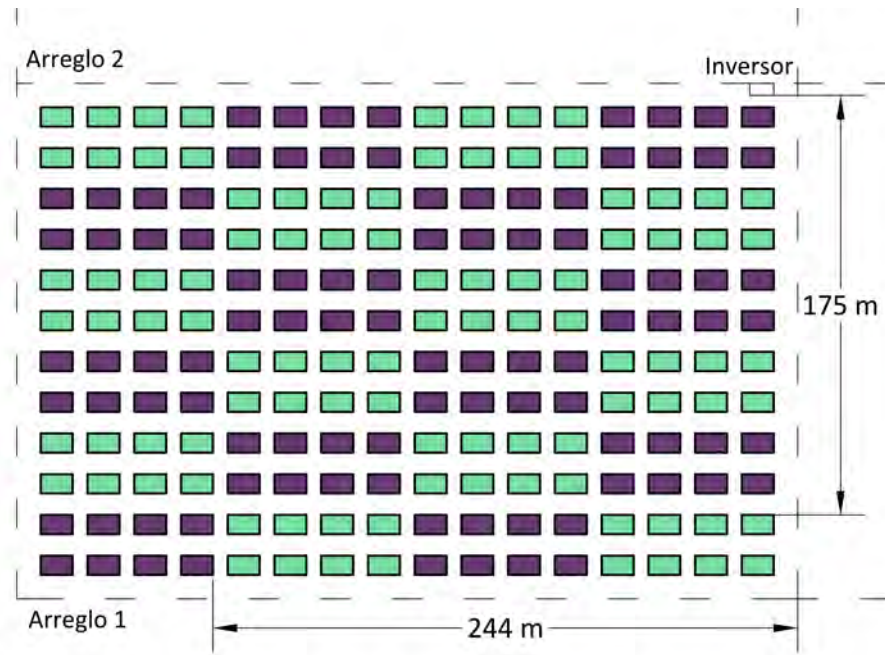


Figura 10.41: Distancia de cajas combinadoras a cajas recombinedoras.

Conductores inactivos.

El conductor a tierra se dimensiona con el fusible como en el caso anterior, entonces del Artículo 250-122, para 200 A, corresponde un calibre de 13.3 mm^2 (6 AWG).

El conductor de tierra será calibre 13.3 mm^2 (6 AWG).

10.5.7.3. De las cajas recombinedoras al inversor

Conductores activos.

El conductor de la caja recombinedora se calcula de la misma forma que el de la combinadora pues se le aplica el mismo Artículo. La caja recombinedora utilizada fue de Solarbos, con corriente máxima de salida de 2560 A, fusible de 200 A (calculado) y con dos circuitos de entrada.

$$I_{bus} = 182.0736 \times 2 = 364.1472A$$

No sobrepasa la corriente máxima de salida, por lo que se puede utilizar.

$$I_{dis} = 200 + 1.25(3.03456 \times 48)(1) = 382.0736A$$

Con esto se dimensiona el fusible del inversor.

El fusible del inversor será de 400 A.

Con esta corriente y según la Tabla 310-15(b)(16), los conductores activos deben ser de un calibre de 253 mm² (500 kcmil) con una ampacidad de 430 A.

Aplicando los factores de corrección, que son:

$$F.A. = 1$$

$$F.T. = 0.76$$

$$I_{corregida} = \frac{382.0736}{0.76} = 502.7284A$$

Con esta corriente, corresponde un calibre 355 mm² (700 kcmil), con una ampacidad de 520 A. Como las cajas recombinadoras están a una distancia despreciable del inversor, se desprecian las caídas de tensión, siendo este calibre el adecuado.

El cable será calibre 355 mm² (700 kcmil).

Conductores inactivos.

El conductor a tierra se dimensiona con el fusible de 250-122. Con el fusible de 400 A se requiere un conductor de 33.6 mm² (2 AWG).

El conductor de tierra será calibre 33.6 mm² (2 AWG).

10.5.8. Dimensionamiento de las tuberías de la zona de corriente directa

10.5.8.1. De los módulos solares a las cajas combinadoras

Se tienen 48 circuitos por cada caja combinadora, es decir, 96 conductores portadores de corriente y 48 conductores de tierra. Se propone el uso de 4 tuberías para cada caja combinadora. En cada tubería quedarían 24 conductores portadores de corriente y 12 de tierra; es decir 12 circuitos por cada tubería, 12 conductores positivos, 12 negativos y 12 de tierra. Los de tierra serán desnudos y los de energía ya tienen el grosor

de su aislamiento definido por el material (RHW-2) y por su calibre (2.08 mm^2 (14 AWG)). Se utilizará tubo conduit no metálico (ENT).

En la Tabla 10.21 se encuentran los datos de las áreas de los conductores, con lo que se podrá obtener un área total para calcular el tamaño de la tubería.

Conductores	Calibre	Obtención de (De la NOM-001)	Área
24	2.08 mm^2 (14 AWG)	Tabla 5	$24 \times 18.9 \text{ mm}^2$
12	2.08 mm^2 (14 AWG)	Tabla 8	$12 \times 2.68 \text{ mm}^2$

Tabla 10.21: Características de las áreas de los conductores.

Con los datos de la Tabla 10.21 se obtiene el área total:

$$A_{total} = 485.76 \text{ mm}^2$$

De la Tabla 1 de la NOM-001 se toma el factor de 40, y de la Tabla 4, en la parte de Tubo Conduit no Metálico (ENT), se obtiene:

Designación métrica 41, tamaño comercial 1 1/2".

En total, se utilizarían $4 \times 24 = 96$ tubos en la zona que va de los paneles a las cajas combinadoras por cada arreglo. Y en total en el parque se utilizarían $96 \times 32 = 3072$ tuberías en esa zona.

10.5.8.2. De las cajas combinadoras a las cajas recombinadoras

Para esta sección se propone usar Tubo Conduit Rígido de PVC, Cédula 80.

Los conductores que salen de las cajas combinadoras son de calibre 107.2 mm^2 (4/0 AWG) y por cada dos circuitos hay una caja recombinadora. Se propone que por cada dos cajas recombinadoras haya una tubería de tubo PVC. El cálculo se muestra a continuación, partiendo de los datos de la Tabla 10.22 se obtiene el área total:

Conductores	Calibre	Obtención de (De la NOM-001)	Área
8	107.2 mm^2 (4/0 AWG)	Tabla 5	$8 \times 306.7 \text{ mm}^2$
4	13.3 mm^2 (6 AWG)	Tabla 8	$4 \times 17.09 \text{ mm}^2$

Tabla 10.22: Características de las áreas de los conductores.

$$A_{total} = 2521.96mm^2$$

De la Tabla 1 de la NOM-001 se toma el factor de 40, y de la Tabla 4, en la parte de Tubo Conduit Rígido de PVC, Cédula 80, se obtiene:

Designación métrica 103, tamaño comercial 4”.

Se utilizarían $1 \times 6 = 6$ tubos en la zona que va de las cajas combinadoras a las recombinadoras por cada arreglo y en todo el parque se requiere de $6 \times 32 = 192$ tubos de PVC en todo el parque.

10.5.8.3. De las cajas recombinadoras a los inversores

La salida de las cajas recombinadoras está diseñada para que esté junto a las entradas del inversor, de modo que no se necesitará tubería para esa zona.

10.5.9. Transformación de corriente directa a corriente alterna

Se utilizará un transformador de 240 V/13.8 kV de 2.5 kVA, es decir que tiene una relación de transformación de $a = 57.5$. La corriente máxima que puede salir del inversor es de 4008 A de acuerdo a sus especificaciones técnicas. Entonces, la corriente máxima en la salida (lado de alta tensión) de cada transformador será de:

$$I_{max} = \frac{4008}{57.5} = 69.7043A$$

10.5.10. Conductores de corriente alterna

Debido a la gran cantidad de inversores, 32, que se tendrán se diseñó un acomodo hacia el tablero principal con 8 cadenas de 4 transformadores en paralelo llegando hacia él. En medio de las 8 cadenas se colocó una cuchilla por si se requiere mantenimiento o surge algún problema la subestación no se quede totalmente sin alimentación. Entonces, se tendrán 8 cadenas iguales a la mostrada en la Figura 10.42.

Se puede observar que se van sumando las corrientes, llegando a la barra principal 278.8174 A, que después se sumarán a las otras 8 cadenas. Se tendría finalmente una corriente en el tablero de la subestación de

$$278.8174 \times 8 = 2230.5391 A.$$

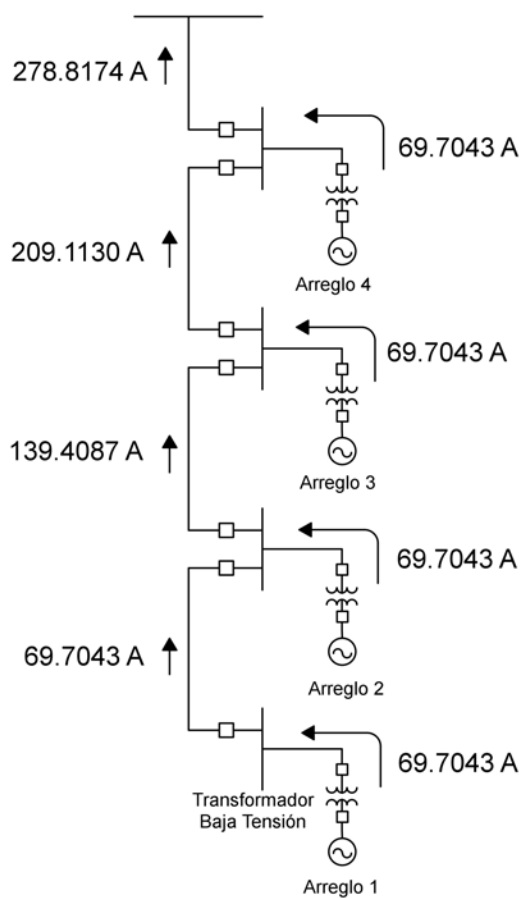


Figura 10.42: Detalle de una cadena.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Se deberán calcular los conductores de media tensión para cada tramo del transformador.

Se realizará el cálculo por medio de las Tablas 310-60(c)(67) a 310-60(c)(86). Estas tablas están diseñadas para temperaturas diferentes a las que se necesitan para este proyecto, por lo que se debe hacer un cambio de ampacidad por temperatura de acuerdo con la Tabla 310-60(c)(4).

De acuerdo a la Tabla 310-60(c)(4), para el rango de 51°C-55°C, el factor de corrección es 0.84. Se debe hacer la corrección para todas las diferentes corrientes.

Corriente 1:

$$I_{max1} = \frac{69.7043}{0.84} = 82.9813A$$

Corriente 2:

$$I_{max2} = \frac{139.4087}{0.84} = 165.9626A$$

Corriente 3:

$$I_{max3} = \frac{209.1130}{0.84} = 248.9439A$$

Corriente 4:

$$I_{max4} = \frac{278.8174}{0.84} = 331.9252A$$

Con esas corrientes, de acuerdo con la Tabla 310-60(c)(77), los conductores que corresponden son los mostrados en la Tabla 10.23.

Corriente	Circuito	Conductor	Capacidad
$I_{max1} = 82.9813 A$	1	13.3 mm ² (6 AWG)	90 A
$I_{max2} = 165.9626 A$	2	53.49 mm ² (1/0 AWG)	200 A
$I_{max3} = 248.9439 A$	3	85.01 mm ² (3/0 AWG)	260 A
$I_{max4} = 331.9252 A$	4	177 mm ² (350 kcmil)	390 A

Tabla 10.23: Conductores correspondientes a cada circuito de una cadena.

A reserva de ver las caídas de tensión, se podrían usar esos conductores, pero no es tan conveniente pues sería mucho gasto en poner cada tramo de un calibre distinto. Entonces:

Se propone utilizar 53.49 mm² (1/0 AWG) para los circuitos 1 y 2, y 177 mm² (350 kcmil) para los circuitos 3 y 4.

Para el análisis por caída de tensión se toma la resistencia de la Tabla 8, el conductor a utilizar es un EPR a 90°C de 15 kV.

De acuerdo a la Tabla 8 su resistencia es, a 75 °C:

$$R_{1,2} = 0.415\Omega/km$$

$$R_{3,4} = 0.1252\Omega/km$$

Se hace el cambio de resistencia por temperatura con la ecuación (10.15):

$$R_{1,2} = 0.415\Omega/km \frac{(52^\circ C + 90^\circ C)}{52^\circ C + 75^\circ C} = 0.464\Omega/km$$

$$R_{3,4} = 0.1252\Omega/km \frac{(52^\circ C + 90^\circ C)}{52^\circ C + 75^\circ C} = 0.13999\Omega/km$$

Debido a que la corriente que pasa por ellos es alterna, falta el dato de la reactancia para tener la impedancia completa, esa se debe obtener del fabricante, pues no está normalizado su valor y en la NOM-001-SEDE-2012 únicamente están los valores de reactancia para conductores de hasta 600 V.

De acuerdo con los datos obtenidos de las Tablas del fabricante, CONDUMEX, las inductancias de los cables para un acomodo en trébol son:

- Circuitos 1 y 2, 53.49 mm² (1/0 AWG): 0.402 mH/km
- Circuitos 3 y 4, 177 mm² (350 kcmil): 0.330 mH/km

Valores que deben ser convertidos a Ω/km :

$$X_{L1,2} = 2\pi fL = 2\pi \times 60 \times 0.402 = 0.1515\Omega/km$$

$$X_{L3,4} = 2\pi fL = 2\pi \times 60 \times 0.330 = 0.1244\Omega/km$$

Con la resistencia y la reactancia, se tienen las impedancias siguientes:

$$Z_{1,2} = 0.464 + j0.1515 = 0.4881\angle 18.0823^\circ\Omega/km$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

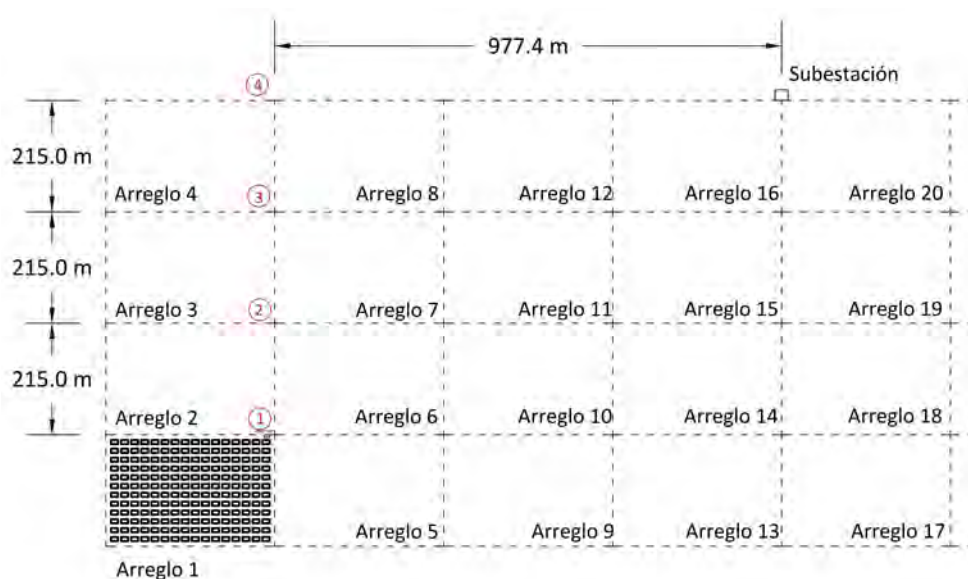


Figura 10.43: Detalle de una cadena.

$$Z_{3,4} = 0.13999 + j0.1244 = 0.1873 \angle 41.627^\circ \Omega/km$$

De acuerdo al acomodo propuesto, se debe calcular la caída de tensión por tramos, el primero sería de los circuitos 1 y 2 y el segundo de los circuitos 3 y 4 hasta la barra colectora. Según el diagrama mostrado en la Figura 10.43, las distancias para el cálculo de caída de tensión son:

$$d_{1,2} = 215 \times 2 = 430m = 0.4300km$$

$$d_{3,4} = 215 + 977.4 = 1192.4m = 1.1920km$$

Ahora,

$$Z_{1,2} = (0.4881 \angle 18.0823^\circ)(0.4300) = 0.2099 \angle 18.0823^\circ \Omega$$

$$Z_{3,4} = (0.1873 \angle 41.627^\circ)(1.1920) = 0.2233 \angle 41.627^\circ \Omega$$

La caída de tensión será:

$$V_{1,2} = (0.2099 \angle 18.0823^\circ)(72.8727) = 15.2959 \angle 18.0823^\circ V$$

$$V_{3,4} = (0.2233 \angle 41.627^\circ)(72.8727) = 16.2697 \angle 41.627^\circ V$$

Finalmente,

$$\%e_{1,2} = \frac{15.2959 + 16.2697}{13800} \times 100 = 0.2287\%$$

No es necesario aumentar el conductor por caída de tensión, pues ésta es mucho menor al 3%.

10.5.10.1. Fusibles

Se calculará el fusible de cada sección de la cadena, siendo cuatro secciones en total.

Sección 1.

$$I_{fus1} = 1.25 \times 1.25 \times 72.8727 = 113.8636 A$$

se elige un fusible de 200 A

Sección 2.

$$I_{fus2} = 1.25 \times 1.25 \times 72.8727 \times 2 = 227.7272 A$$

se elige un fusible de 300 A

Sección 2.

$$I_{fus2} = 1.25 \times 1.25 \times 72.8727 \times 2 = 227.7272 A$$

se elige un fusible de 300 A

Sección 3.

$$I_{fus3} = 1.25 \times 1.25 \times 72.8727 \times 3 = 341.5908A$$

se elige un fusible de 400 A

Sección 4.

$$I_{fus4} = 1.25 \times 1.25 \times 72.8727 \times 4 = 455.4543A$$

se elige un fusible de 500 A

10.5.11. Trincheras y tuberías de los ductos subterráneos de corriente alterna

Se tendrá un arreglo de la trinchera como el que se muestra en la Figura 10.16, las distancias ya están normalizadas por lo que únicamente se deberá hacer el cálculo de la tubería. En uno de los tubos se instalarán los conductores de energía calculados arriba, mientras que el segundo será un respaldo en caso de falla. De este modo sólo se tiene un circuito activo, evitando que la ampacidad de los conductores de corriente alterna se reduzca.

Los tubos serán conduit rígido de PVC, cédula 80. Para saber de qué tamaño serán, se utilizan los datos mostrados en la Tabla 10.24, siendo el área total para los cables de 53.49 mm^2 (1/0 AWG):

$$A_{total} = 1357.17 \text{ mm}^2$$

mientras que para los cables de 177 mm^2 (350 kcmil):

$$A_{total} = 2293.59 \text{ mm}^2$$

El tubo requerido por los conductores de calibre 53.49 mm^2 (1/0 AWG):

Designación métrica 78, tamaño comercial 3”.

No. de conductores	Calibre	Área
3	53.49 mm ² (1/0 AWG)	3 × 452.39 mm ²
3	177 mm ² (350 kcmil)	3 × 764.53 mm ²

Tabla 10.24: Características de las áreas de los conductores de corriente alterna, obtenidos del fabricante.

El tubo requerido por los conductores de calibre 177 mm² (350 kcmil):

Designación métrica 91, tamaño comercial 3 1/2".

De esta forma, para cada una de las cadenas se tienen dos tramos con una tubería de 3" y dos tramos con tubería de 3 1/2".

10.5.12. Resultados finales.

110 592 módulos solares

6144 seguidores solares

32 inversores de 2 MW

768 cajas combinadoras

384 cajas recombinadoras

- Conductores de corriente directa

De los módulos solares a las cajas combinadoras

Conductores activos RHW-2, 2.08 mm² (14 AWG)

Conductores de tierra desnudos, 2.08 mm² (14 AWG)

De las cajas combinadoras a las recombinadoras

Conductores activos RHW-2, 107.2 mm² (4/0 AWG)

Conductores de tierra desnudos, 13.3 mm² (6 AWG)

De las cajas recombinadoras al inversor

Conductores activos RHW-2, 355 mm² (700 kcmil)

Conductores de tierra desnudos, 33.6 mm² (2 AWG)

- Tuberías de la zona de corriente directa

De paneles a caja combinadora, designación métrica 41, 1 1/2", 500 mm², tubo conduit no metálico (ENT)

De cajas combinadoras a caja recombinadora, designación métrica 103 4", 3726 mm² tubo conduit rígido de PVC cédula 80

- Conductores de corriente alterna

Para los circuitos 1 y 2, 53.49 mm^2 (1/0 AWG)

Para los circuitos 3 y 4, 177 mm^2 (350 kcmil)

- Tuberías de la zona de corriente alterna (PVC uso pesado)

Dependiendo del calibre de los tramos, las tuberías pueden ser:

Designación métrica 78, 3", 2248 mm^2

Designación métrica 91, 3 1/2", 2932 mm^2

10.5.13. Hidrolizadores y celdas de combustible

Como parte de este proyecto, se destinará cierta potencia eléctrica producida por el parque solar a la producción de hidrógeno. Este hidrógeno se almacenará para posteriormente producir electricidad por medio de celdas de combustible.

El objetivo de esta parte del proyecto es que las celdas de combustible inyecten una potencia de 10 MW a la red eléctrica de noche, que es cuando el parque solar no puede generar energía.

Las hojas de especificaciones del hidrolizador y de la celda de combustible se encuentran en los anexos.

El diseño se realiza a partir de la celda de combustible, cuyas principales características se encuentran en la Tabla 10.25.

Posteriormente se requerirán las características de los hidrolizadores, por lo que se muestran en la Tabla 10.26.

Potencia neta	1 MW
Voltaje de salida	380-480 V AC
Frecuencia	50-60 Hz
Consumo de combustible	63 kg/h ($700 \text{ m}^3/\text{h}$)

Tabla 10.25: Características de las celdas de combustible a utilizar en este proyecto.

Se generarán 10 MW a partir de hidrógeno, por lo cual, si cada celda de combustible aporta 1 MW,

se requieren 10 celdas de combustible.

Generación de hidrógeno	60Nm ³ /h
Voltaje de alimentación	3×480 V AC
Frecuencia	50-60 Hz
Potencia instalada	515 kVA
Consumo estimado a capacidad plena	5.2 kWh/Nm ³

Tabla 10.26: Características de los hidrolizadores a utilizar en este proyecto.

Si para poder generar 1 MW, cada celda requiere 700 m³/h:

$$10 \times 700 = 7000m^3/h$$

El consumo de combustible de las 10 celdas será de 7000 m³/h.

Se estima que el parque solar estará generando electricidad de las 9:00 a las 16:00 h, es decir, 7 horas al día, mismo tiempo que se estará generando hidrógeno.

A continuación se procede a conocer el número de hidrolizadores que se requerirán para poder obtener el hidrógeno que necesitan las 10 celdas de combustible.

Si el consumo de combustible de las celdas será de 7000 m³/h, y el parque generará hidrógeno por 7 horas, al día se necesitará de hidrógeno:

$$7000 \times 7 = 49000m^3$$

Por otra parte, en esas 7 horas, cada electrolizador podrá generar, por día:

$$60 \times 7 = 420m^3$$

Finalmente:

$$No.hidrolizadores = \frac{49000}{420} = 116.66 \approx 117hidrolizadores$$

La cantidad de electrolizadores se redondeará a 120 hidrolizadores.

Se debe reducir el voltaje de 13.8 kV a 480 V para alimentar a los hidrolizadores, para esto se utilizará un transformador.

La capacidad instalada es de 515 kVA, por lo que se propone usar transformadores de 2 MVA para alimentar a 5 hidrolizadores.

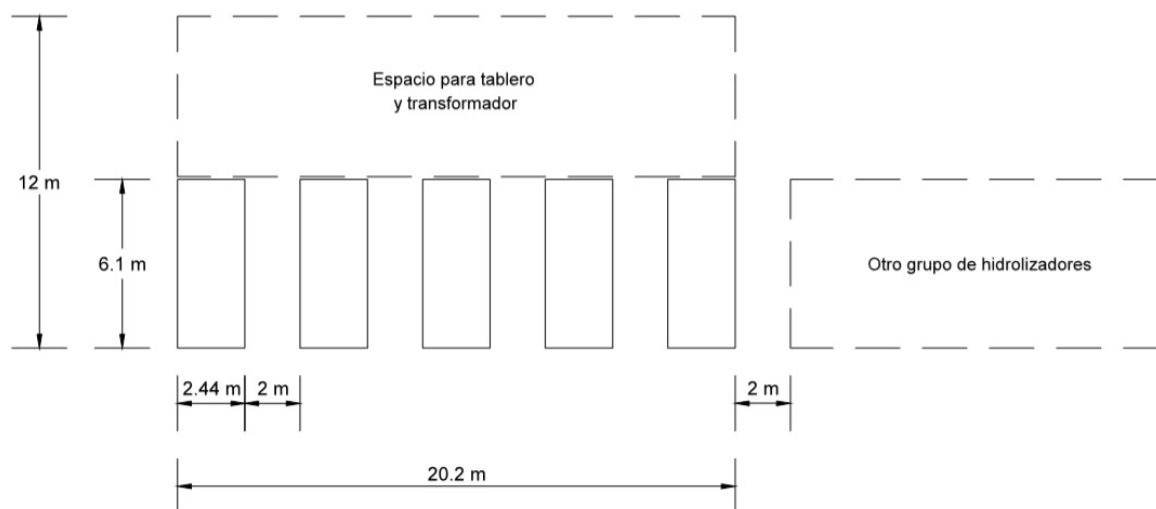


Figura 10.44: Vista de un grupo de hidrolizadores.

La conexión de los hidrolizadores se muestra en el diagrama unifilar de los Anexos.

En un sistema aparte se tendrán las 10 celdas de combustible con su respectivo transformador (idéntico al usado para los hidrolizadores) con el fin de elevar el voltaje a 13.8 kV, para que la energía eléctrica generada a través del hidrógeno pueda ser inyectada a la red eléctrica.

Se colocarán dos celdas de combustible por cada transformador, tal como se muestra en su diagrama unifilar mostrado en Anexos.

En la Figura 10.44 se muestra el espacio ocupado por un grupo de hidrolizadores según la distribución entre éstos y sus transformadores, explicado con anterioridad.

En la Figura 10.45 se muestra el espacio ocupado por un grupo de celdas de combustible de acuerdo a la distribución entre éstas y sus transformadores, explicado con anterioridad.

La distribución final de toda la planta solar-híbrida se puede observar en la Figura 10.46.

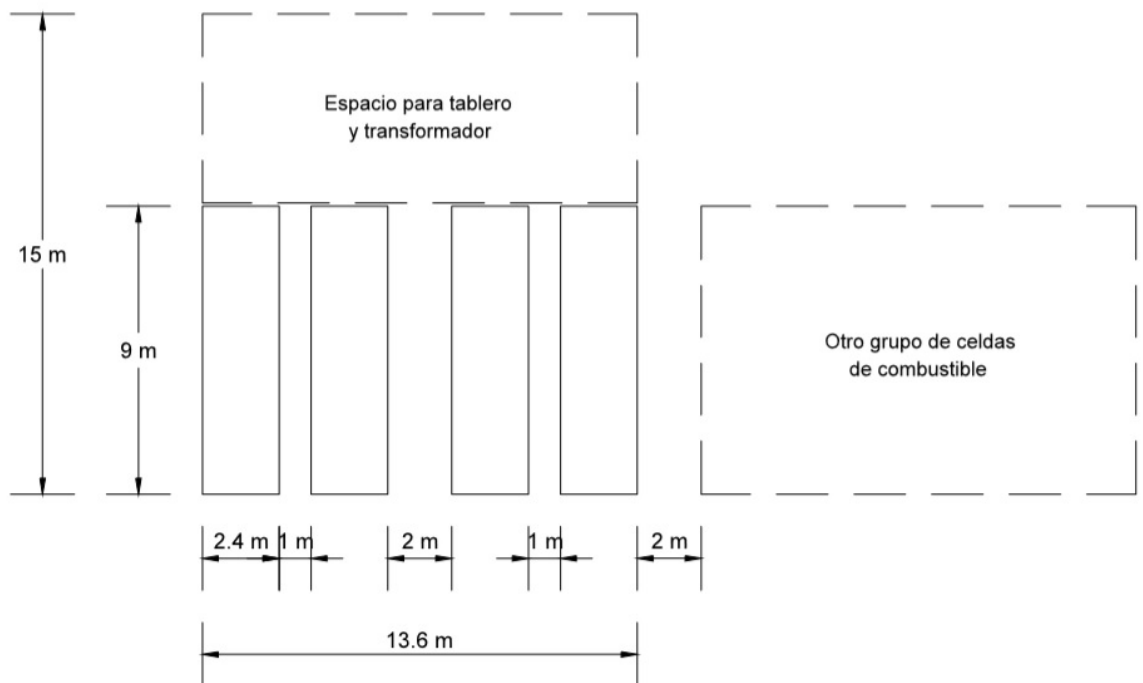


Figura 10.45: Vista de un grupo de celdas de combustible.

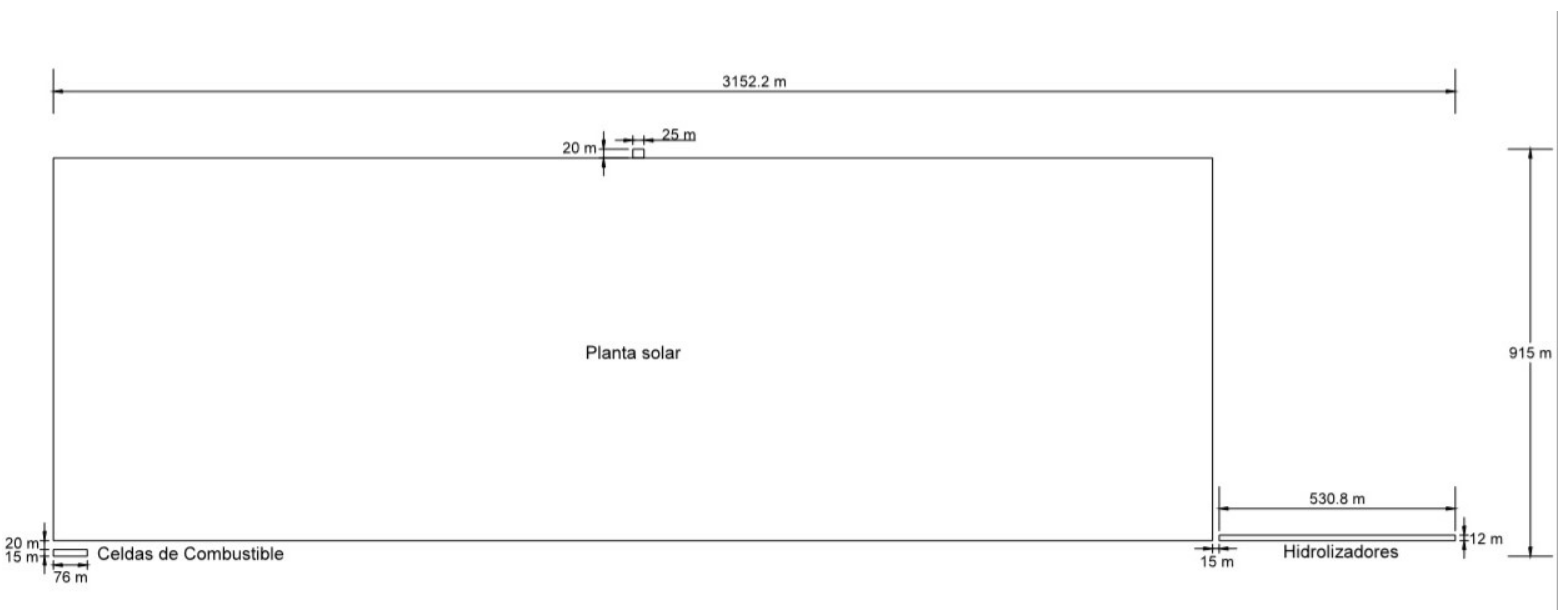


Figura 10.46: Dimensiones totales de la planta solar-híbrida.

10.6. Subestación

Cada uno de los proyectos aquí presentados requiere una subestación. Sin embargo, el arreglo de las tres subestaciones es el mismo, los elementos que se usarán son los mismos y las tensiones a usar son las mismas. Lo único que varía es la potencia de las tres subestaciones. Es por esto que únicamente se presenta una subestación, la subestación correspondiente al proyecto de mayor potencia.

Las dos subestaciones que no se muestran aquí, tendrían exactamente el mismo procedimiento de cálculo, e incluso los resultados no variarían mucho.

10.6.1. Datos preliminares

La subestación tendrá un arreglo de barra sencilla y trabajará a una tensión de 13.8 kV/115 kV.

El diagrama unifilar de la subestación, incluyendo la parte de corriente alterna y la parte de generación de hidrógeno, se encuentra en los Anexos.

10.6.2. Transformador

Se tienen 60 MVA de carga instalada en la subestación, ya que se usarán dos transformadores con las características mostradas en la Tabla 10.27.

Potencia	30 MVA
Relación de transformación	13.8 kV - 115 kV
Por ciento de impedancia (%Z)	7 %
Factor de potencia	0.85(-)

Tabla 10.27: Características de los transformadores de la subestación.

La conexión del transformador será delta-estrella, con delta del lado de 115 kV y con la estrella (aterrizada), del lado de 13.8 kV.

Cada uno de los transformadores puede dar el 25 % más de su capacidad debido al enfriamiento forzado con el que cuenta.

Corriente nominal.

Para cada uno de los transformadores se tienen las siguientes corrientes nominales.

$$I_{nomBaja} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} \times 13.8kV} = 1476.5991A$$

$$I_{nomAlta} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} \times 115kV} = 177.1919A$$

10.6.3. Cálculo de corrientes de corto circuito

En esta sección se calcularán las corrientes de corto circuito que se necesitarán a lo largo del diseño de la subestación. Estas corrientes serán calculadas en el bus de 115 kV, el de 13.8 kV y el de 240 V.

Se procede a este cálculo con ayuda del diagrama de la Figura 10.47 y de los datos mostrados a continuación:

T_1 : 30 MVA, 13.8 kV / 115 kV, %Z = 7%, conexión estrella-delta.

T_2 : 2.5 MVA, 240 V / 13.8 kV, %Z = 5%, conexión estrella-delta.

T_3 : 2 MVA, 480 V / 13.8 kV, %Z = 5%, conexión estrella-delta.

Z_{tramo1} : 0.1995+j0.0651 Ω

Z_{tramo2} : 0.1669+j0.1483 Ω

Las impedancias Z_{tramo1} y Z_{tramo2} se obtuvieron del trabajo de diseño de este parque solar.

A continuación se procede a obtener las bases que se usarán para este cálculo. Éstas se muestran en la Tabla 10.28.

	I	II	Unidades
S_{base}	30	30	MVA
V_{base}	115	13.8	kVA
I_{base}	150.6131	1255.109	A
Z_{base}	440.8383	6.348	Ω

Tabla 10.28: Bases del sistema para el cálculo del corto circuito.

Los datos de los transformadores y de los cables se obtienen ahora en pu con las bases obtenidas:

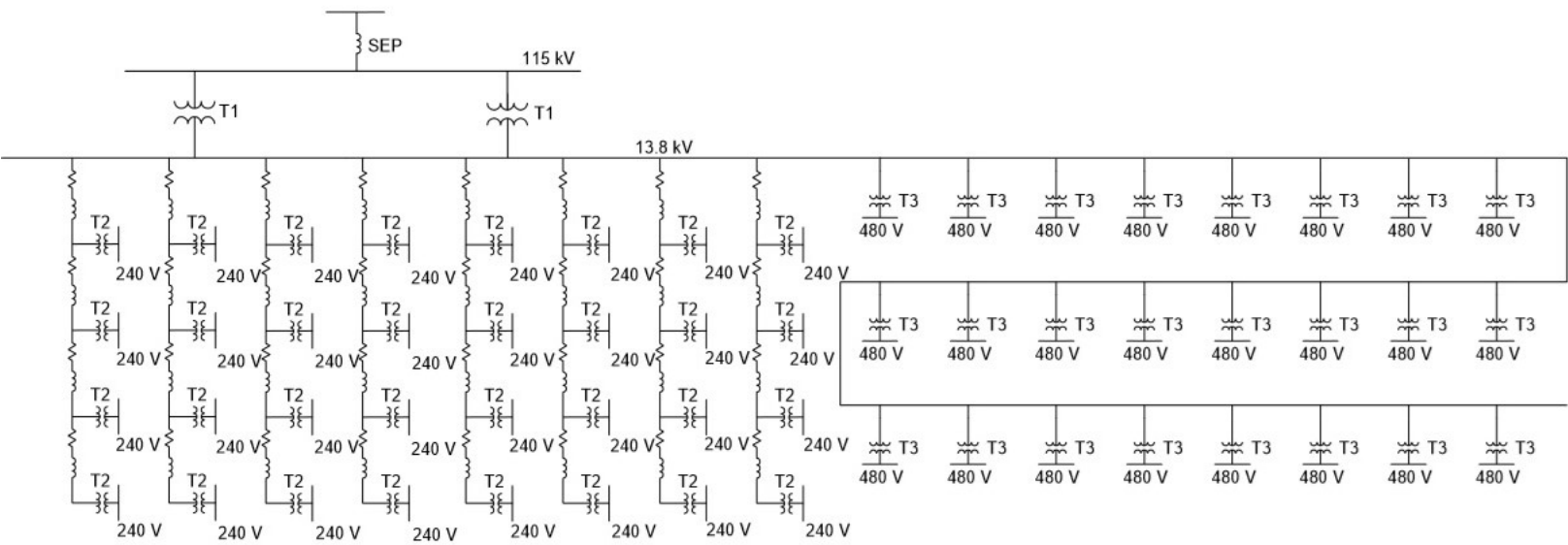


Figura 10.47: Esquema para el cálculo de corto circuito.

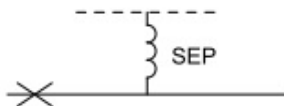


Figura 10.48: Diagrama para calcular todas las impedancias de secuencia en el bus de 115 kV.

$$T_1 : \bar{X}_{T1} = 0.07 \left(\frac{115kV}{115kV} \right)^2 \frac{30MVA}{30MVA} = j0.07$$

$$T_2 : \bar{X}_{T2} = 0.05 \left(\frac{13.8kV}{13.8kV} \right)^2 \frac{30MVA}{2.5MVA} = j0.6$$

$$T_3 : \bar{X}_{T3} = 0.05 \left(\frac{13.8kV}{13.8kV} \right)^2 \frac{30MVA}{2MVA} = j0.75$$

$$Z_{tramo1} : \bar{Z}_1 = \frac{0.1995 + j0.0651}{6.348} = 0.0314 + j0.0102$$

$$Z_{tramo2} : \bar{Z}_2 = \frac{0.1669 + j0.1483}{6.348} = 0.0262 + j0.0233$$

10.6.3.1. Corto circuito en el bus de 115 kV

La Figura 10.48 muestra el diagrama para obtener las impedancias de secuencia positiva, negativa y para este caso específico también de secuencia cero. Se observa que la reactancia del sistema eléctrico de potencia no se conoce, por lo que se deberá calcular.

De acuerdo a la Guía de Criterios Básicos para Subestaciones de 115, 230 y 400 kV de la CFE, se sabe que el corto circuito trifásico máximo en una subestación de 115 kV es de:

$$I_{LLL} = 25kA$$

Si este valor en amperes se convierte a por unidad queda:

$$I_{LLL} = \frac{25000}{150.6131} = 165.9882 \angle 90^\circ pu$$

Tomando en cuenta que

$$I_{LLL} = \frac{E_a}{Z_1} \quad (10.33)$$

y que

$$E_a = 1\angle 0^\circ$$

se puede obtener la reactancia de secuencia positiva (Z_1) que es igual a la reactancia de secuencia negativa (Z_2)

$$Z_1 = Z_2 = \frac{1\angle 0^\circ}{165.9882\angle 90^\circ} = j0.0060$$

Debido a que no están involucradas las conexiones de algún transformador, la reactancia de secuencia cero será:

$$Z_0 = Z_1 = Z_2 = j0.0060$$

Se requieren las corrientes monofásica y bifásica a tierra para el diseño de la subestación, sin embargo no es necesario calcularlas puesto que las tres reactancias de secuencia son idénticas, por lo tanto, en pu:

$$I_{LLL} = I_{LLT} = I_{LT} = 165.9882\angle 90^\circ pu$$

10.6.3.2. Corto circuito en el bus de 13.8 kV

Para obtener las corrientes de falla en este bus, se deben obtener las impedancias de secuencia. En la Figura 10.49 se observa el diagrama para obtener las impedancias de secuencia positiva y negativa.

De la reducción del diagrama se tiene que

$$Z_1 = Z_2 = j0.041$$

Ahora para obtener la impedancia de secuencia cero se utiliza el diagrama mostrado en la Figura 10.50

Del diagrama:

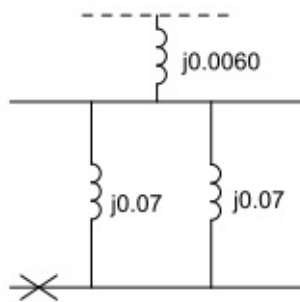


Figura 10.49: Diagrama para calcular las impedancias de secuencia positiva y negativa en el bus de 13.8 kV.

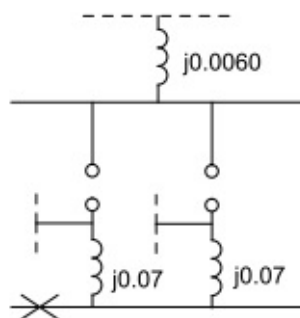


Figura 10.50: Diagrama para calcular la impedancia de secuencia cero en el bus de 13.8 kV.

$$Z_0 = j0.035$$

Y se procede a calcular las corrientes de falla trifásica, monofásica a tierra y bifásica a tierra.

Para la corriente de falla trifásica, se utilizará la ecuación (refeqn:triff):

$$I_{LLL} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0.041} = 24.3902\angle -90^\circ pu$$

Para la corriente de falla bifásica a tierra:

$$I_{LLT} = I_B + I_C = 3I_{a0} \quad (10.34)$$

$$I_{a0} = \frac{E_a Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_0 Z_2 + Z_0 Z_1} \quad (10.35)$$

Que reducida:

$$I_{LLT} = \frac{3E_a}{2Z_0 + Z_1} \quad (10.36)$$

$$I_{LLT} = \frac{3(1\angle 0^\circ)}{2(j0.035) + j0.041} = 27.0270\angle -90^\circ pu$$

Finalmente la corriente de falla monofásica a tierra se obtiene como sigue

$$I_{LT} = 3I_{a0} \quad (10.37)$$

$$I_{a0} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (10.38)$$

Las ecuaciones (10.37) quedan reducidas a la ecuación (10.39)

$$I_{LT} = \frac{3E_a}{2(Z_1) + Z_0} \quad (10.39)$$

Así:

$$I_{LT} = \frac{3(1\angle 0^\circ)}{2(j0.041) + j0.035} = 25.6410\angle -90^\circ pu$$

Resumiendo, para el bus de 13.8 kV, en pu:

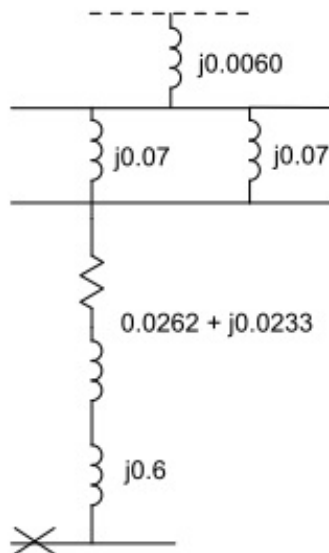


Figura 10.51: Diagrama para calcular las impedancias de secuencia positiva y negativa en el bus de 240 V.

$$I_{LLL} = 24.3902 \angle -90^\circ pu$$

$$I_{LLT} = 27.0270 \angle -90^\circ pu$$

$$I_{LT} = 25.6410 \angle -90^\circ pu$$

10.6.3.3. Corto circuito en el bus de 240 V

Para obtener las impedancias de secuencia positiva y negativa, se empleó el diagrama mostrado en la Figura 10.51.

De reducir dicho diagrama, se obtiene:

$$Z_1 = Z_2 = 0.0262 + j0.6643$$

En la Figura 10.52 se muestra el diagrama para obtener la impedancia de secuencia cero.

Al reducir dicho diagrama se obtiene:

$$Z_0 = j0.6$$

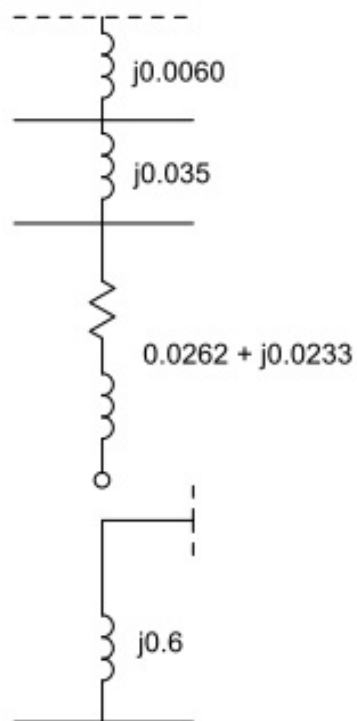


Figura 10.52: Diagrama para calcular la impedancia de secuencia cero en el bus de 240 V.

Obteniendo las corrientes de falla:

De la ecuación (refeqn:trifF)

$$I_{LLL} = \frac{1\angle 0^\circ}{0.0262 + j0.6643} = 1.5041\angle -87.741^\circ pu$$

De la ecuación (refeqn:fasesr)

$$I_{LLT} = \frac{3(1\angle 0^\circ)}{2(j0.6) + (0.0262 + j0.6643)} = 1.6090\angle -89.1948^\circ pu$$

De la ecuación (refeqn:faser)

$$I_{LT} = \frac{3(1\angle 0^\circ)}{2(0.0262 + j0.6643) + j0.6} = 1.5549\angle -88.443^\circ pu$$

En resumen, para el bus de 240 V:

$$I_{LLL} = 1.6090\angle -89.1948^\circ pu$$

$$I_{LLT} = 1.6090\angle -89.1948^\circ pu$$

$$I_{LT} = 1.5549\angle -88.443^\circ pu$$

10.6.4. Tableros

Llegan 8 circuitos trifásicos al tablero, es decir, 24 cables de 177 mm² (350 kCM) (según los cálculos realizados en el diseño de este parque solar).

La corriente máxima que llega por cada uno de los 8 circuitos es:

$$I_{max} = 347.0129A$$

Todos los interruptores deben soportar la corriente de corto circuito trifásica en el bus de 13.8 kV, que ya se tiene calculada en pu y que debe ser obtenida en amperes por medio de su base:

$$I_{cc} = 24.3902(150.6131) = 3673.4836A = 3.6734kA$$

Los tableros deben conformar un arreglo de barra simple partida, tal como se aprecia en su diagrama unifilar mostrado en los anexos.

A continuación se especificarán las secciones que se requieren para los tableros de esta subestación.

Sección de transformación.

Esta sección permite enlazar las barras del tablero con el primario de los transformadores y se conforma por: un interruptor de potencia tripolar tipo removible y dos juegos de TC con dos secundarios, uno para medición y otro para protección.

- Interruptores de la sección de transformación (2).

La corriente nominal de estos interruptores debe ser de:

$$I_{nom} = 347.0129(4) = 1388.0516A$$

- Transformadores de corriente (4).

se utiliza la corriente de 1400 por ser la que aproximadamente pasará hacia cada transformador

$$1400(1.2) = 1680$$

Por lo tanto deben tener una relación de transformación de:

$$2000 : 5A$$

Para esta sección se utilizarán dos tableros NXPLUS 24 kV marca SIEMENS, con capacidad para una corriente nominal de 2000 A y una corriente de corto circuito de 31.5 kA. Los transformadores de corriente serán con relación 2000/5. Los transformadores de corriente llevan en el secundario protección 50/51 y 50/51 N.

Sección de entradas al tablero.

Esta sección permite conectar los circuitos de distribución de media tensión a las barras del tablero. Los principales componentes que incluye esta sección son: un interruptor de potencia tripolar tipo removible, un juego de TC con dos secundarios, uno para medición y otro para protección en el lado de la llegada al tablero.

- Interruptores de la sección de entradas al tablero (8).

La corriente nominal de estos interruptores debe ser de:

$$I_{nom} = 347.0129A \approx 400A$$

- Transformadores de corriente (8).

$$400(1.2) = 480$$

Por lo tanto deben tener una relación de transformación de:

$$500 : 5A$$

Para esta sección se utilizarán ocho tableros NXPLUS 24 kV marca SIEMENS, con capacidad para una corriente nominal de 2000 A y una corriente de corto circuito de 31.5 kA. Los transformadores de corriente serán con relación 500/5. Los transformadores de corriente llevan en el secundario protección 50/51 y 50/51 N.

10.6.5. Cables subterráneos del tablero al transformador

Se utilizará un cable de energía XLP con aislamiento de 15 kV.

Los transformadores están preparados para dar un 25 % más de su capacidad debido a su enfriamiento forzado. Si los hidrolizadores se dejan fuera del sistema y uno de los transformadores de la subestación se encuentra fuera de servicio, el otro transformador puede soportar una pequeña parte de la carga del que está fuera de servicio.

De este modo, cada transformador recibirá:

$$I_{maxT1} = I_{maxT2} = 347.0129(4) = 1388.0516A$$

Y con el 25 % más:

$$I_{maxT1} = I_{maxT2} = 1388.0516(1.25) = 1735.0645A$$

Sin embargo esta corriente debe ser corregida por temperatura, tal como se indica en 310-60(c)(4) de la NOM-001-SEDE-2012. Según la tabla:

Para $T_{max} = 52^{\circ}C$, corresponde un $F.T. = 0.84$

De este modo:

$$I_{maxT1,2dis} = \frac{1735.0645}{0.84}$$

$$I_{maxT1,2dis} = 2065.5529A$$

Los conductores se calcularán con la corriente anterior y con la Tabla 310-60(c)(77) de la NOM-001-SEDE-2012, en la columna de 5,001–35,000 V, $90^{\circ}C$.

Sin embargo, los conductores no presentan la suficiente ampacidad para cubrir esta corriente de $I = 2065.5529$, por lo que se dividirá en 4:

$$I_{dividida} = \frac{2065.5529}{4} = 516.3882A$$

No se analizarán caídas de tensión, ya que la distancia que recorren estos cables es irrelevante.

Se utilizará un calibre de 380 mm² (750 kcmil) con una ampacidad de 565 A.

10.6.6. Cálculo de barras

El cálculo de barras se efectúa siguiendo la norma ANSI/IEEE Std. 605-1987. Las barras deben ser capaces de soportar no sólo corriente, sino diversas fuerzas entre otras cosas. En esta sección se eligen las barras que cumplan con todos los requisitos planteados en la norma mencionada.

10.6.6.1. Datos previos

Los datos necesarios para el cálculo de las barras se muestran en la Tabla 10.29.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Característica	Magnitud
Carga máxima conectada	60 MVA
Máxima corriente de falla	25 kA
Tensión de operación	115 kV
Duración de falla	0.133 s (8 ciclos)
Corriente nominal de alta	177.1919 A
Máxima tensión de operación	123 kV
Temperatura de operación del conductor	90 ° C
Temperatura máxima permisible en las barras	250 °C
Temperatura ambiente máxima	52 °C
Temperatura ambiente mínima	2.9 °C
Velocidad del viento máxima	90 km/h
Espesor de capa de hielo de las barras	6 mm
Ubicación subestación Altitud	8 msnm
Ubicación subestación Longitud	115°28' O
Ubicación subestación Latitud	32°39' N

Tabla 10.29: Datos previos al cálculo de barras.

10.6.6.2. Tamaño de las barras por ampacidad.

Las barras serán tubos de aluminio, elegidos con los datos de la Tabla B3 de la norma ANSI/IEEE Std. 605-1987. Se considera un tubo de aluminio con un 53.0% de conductividad y una temperatura ambiente máxima de 52°C.

La corriente que deben soportar los tubos de aluminio es la corriente nominal del lado de alta de 177.1919 A.

De la tabla se selecciona un tubo de 1 in. A 50°C el tubo tiene una ampacidad de 770 A, y a 60°C tiene una ampacidad de 840 A. Considerando que su temperatura de operación será de 52°C de temperatura ambiente máxima, la ampacidad real de este tubo será:

$$m = \frac{T_2 - T_1}{I_2 - I_1} = \frac{840 - 770}{60 - 50} = 7$$

$$\text{Ampacidad} = 7(52 - 50) + 770 = 784A$$

Por ampacidad, el tubo de aluminio de 1 in es el adecuado, ya que:

$$784A > 177.1919A$$

10.6.6.3. Máxima corriente de corto circuito de la barra

La máxima corriente de falla de corto circuito que pueden soportar las barras se muestra en la ecuación (10.40).

Para que la selección del tubo sea la adecuada, esta corriente debe ser mayor que la corriente de corto circuito del sistema.

$$I_{ccMax} = K10^6 Ar \sqrt{\frac{1}{t} \log_{10} \left(\frac{T_f - 20 + \frac{C}{G}}{T_i - 20 + \frac{C}{G}} \right)} \quad (10.40)$$

Donde:

- Factor de material para Al: $K = 2.232 \times 10^{-4}$
- Tiempo de duración de falla: $t = 0.133s$ (8ciclos)
- Sección transversal del conductor: $Ar = 318.77 \text{ mm}^2$
- Temperatura del conductor al inicio de falla: $T_i = 52^\circ C$
- Temperatura del conductor al final de falla: $T_f = 90^\circ C$
- Constante del material (aluminio): $C = 15150$
- Conductividad del material (aluminio), obtenida de la tabla B3: $G = 53 \%$

Sustituyendo en la ecuación (10.40)

$$I_{ccMax} = (2.232 \times 10^{-4})10^6(251.54) \sqrt{\frac{1}{0.133} \log_{10} \left(\frac{90 - 20 + \frac{15150}{61}}{52 - 20 + \frac{15150}{61}} \right)}$$

$$I_{ccMax} = 43.2059kA$$

Al tener que:

$$43.20586kA > 25kA$$

se concluye que el tubo elegido es adecuado para soportar la fuerza del corto circuito máximo.

10.6.6.4. Espaciamiento de barras

Las barras deben tener una separación entre ellas y entre ellas al suelo, como se muestra en la Figura 10.53. En este apartado se calculan estas distancias, que a su vez servirán posteriormente para elegir los aisladores que se utilizarán.

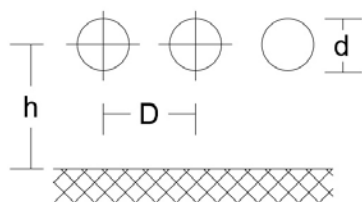


Figura 10.53: Arreglo trifásico.

Donde:

- Distancia mínima de aislamiento entre fase y tierra: h .
- Distancia mínima de aislamiento entre fases: D .
- Diámetro del tubo: d .

Se determinará h y D mínimas a continuación.

Obtención de D

De la ecuación (10.41) se obtendrá D , que es la distancia entre fases y en los aisladores es la distancia dieléctrica o de impulso.

$$D = \frac{TFC_{noestandar}}{k} \quad (10.41)$$

Donde:

- Gradiente de tensión: $k = 550$ kV/m
- Tensión crítica de flameo no estándar: $TFC_{noestandar}$

Para obtener $TFC_{noestandar}$, se utiliza la ecuación (10.42).

$$TFC_{noestandar} = \frac{TFC}{\delta} \quad (10.42)$$

Donde:

- Tensión crítica de flameo estándar: TFC

$$TFC = \frac{NBAI}{0.961} = \frac{550}{0.961}$$

A partir del voltaje nominal $V_{nom} = 115$ kV se obtiene $V_{NBAI} = 550$ kV.

$$TFC = 572.3204kV$$

- Factor de corrección de densidad del aire: δ

$$\delta = \frac{0.392b}{273 + T_{amb}} \quad (10.43)$$

para lo cuál se requiere b , que es la presión del aire:

$$\frac{b_0}{b} = e^{\frac{H_a}{8150}}$$

Donde:

Presión a nivel del mar: $b_0 = 101.3$ kPa

Metros sobre el nivel del mar: $H_a = 8$ msnm

Así:

$$b = \frac{101.3}{e^{\frac{8}{8150}}} = 100.2121kPa$$

Que en centímetros de mercurio sería:

$$b = 75.1652cmHg$$

Con este valor se tiene que:

$$\delta = \frac{0.392(75.1652)}{273 + 52^\circ C} = 0.9066$$

Y ahora se regresa a la ecuación (10.42) para obtener $TFC_{noestandar}$:

$$TFC_{noestandar} = \frac{572.3204}{0.9066}$$

$$TFC_{noestandar} = 631.2821kV$$

Con lo que finalmente, de la ecuación (10.41) se tiene D:

$$D = \frac{631.2821}{550}$$

$$D = 1.1478m$$

Obtención de h

La distancia de fase a tierra, que en los aisladores es la distancia de fuga, se obtiene con la ecuación (10.44)

$$h = k_{cf}V_mk_d \quad (10.44)$$

Donde:

- Coeficiente de nivel de contaminación: $k_{cf} = 25$ mm/kV (valor medio)
- Tensión máxima de diseño: $V_m = 123$ kV
- Coeficiente de corrección por diámetro del aislador: $k_d = 1$

De modo que:

$$h = (25)(123)(1) = 3075mm$$

$$h = 3.075m$$

10.6.6.5. Efecto corona y radio interferencia

El efecto corona para el diseño de barras menores de 115 kV, no es un efecto prominente, sin embargo la radio influencia se puede presentar a cualquier tensión por arqueo debido a deficientes conexiones entre las barras y el equipo asociado.

Como esta subestación está en 115 kV, el cálculo se llevará a cabo.

Para que no se presente efecto corona ni de radio interferencia, se debe cumplir que:

$$E_m < E_0$$

Donde:

- Gradiente de tensión máximo superficial en la barra: E_m
- Gradiente de tensión máximo superficial permisible: E_0

Obtención de E_0

El gradiente de tensión máximo superficial permisible se obtiene de acuerdo con la ecuación (10.45).

$$E_0 = \delta E_{g0} \quad (10.45)$$

Donde:

- Gradiente de tensión superficial permisible para igual generación de radio influencia en conductores circulares bajo condiciones estándar: $g_0=18.75 \text{ kV}_{rms}/\text{cm}$.
- Factor de densidad del aire (obtenido en la ecuación (10.43)): $\delta = 0.9066$

Con lo cual se obtiene E_0 :

$$E_0 = (0.9066)(18.75) = 16.9988 \text{ kV/cm}$$

Obtención de E_m

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

La ecuación (10.46) se usa para calcular este gradiente de tensión considerando un arreglo trifásico.

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \frac{d}{2}} E_a \quad (10.46)$$

Donde:

- Diámetro exterior del conductor individual (cm): $d = 3.34$ cm
- Distancia equivalente desde el centro del conductor al plano de tierra para las tres fases (cm): h_e

$$h_e = \frac{hD}{\sqrt{4h^2 + D^2}}$$

Donde:

Distancia del centro del conductor al plano de tierra: $h = 307.5\text{cm} \approx 310\text{cm}$

Separación entre fases (cm): $D = 114.78\text{cm} \approx 120\text{cm}$

$$h_e = \frac{(310)(120)}{\sqrt{4(310)^2 + (120)^2}} = 58.9067\text{cm}$$

- Gradiente promedio de tensión superficial del conductor (kV/cm): E_a

$$E_a = \frac{2V_1}{d \left(\ln \frac{4h_e}{d} \right)}$$

Donde:

Diámetro exterior del conductor individual (cm): $d = 3.34$ cm

El 110 % del voltaje nominal de línea a tierra (kV): V_1

$$V_1 = 1.1 \frac{115}{\sqrt{3}} = 73.0348\text{kV}$$

Así:

$$E_a = \frac{2(73.0348)}{3.34 \left(\ln \frac{4(58.9067)}{3.34} \right)} = 10.2750\text{kV/cm}$$

Finalmente con la expresión (10.46), se obtiene E_m :

$$E_m = \frac{58.9067}{58.9067 - \frac{3.34}{2}} (10.2750) = 10.5748\text{kV/cm}$$

Comparando E_m con E_0 :

$$10.5748kV/cm < 16.99607kV/cm$$

Se cumple que $E_m < E_0$ y no se presenta efecto corona ni de radiofrecuencia con los tubos de 1 pulgada.

10.6.6.6. Fuerzas sobre el conductor

Fuerza gravitacional sobre el conductor.

Las fuerzas gravitacionales determinan la deflexión vertical de los conductores de las barras y son una componente de la fuerza total que el conductor debe soportar. Este tipo de fuerza se basa en el peso del conductor, los materiales de amortiguamiento, el peso del hielo y masas concentradas. Se calcula con la ecuación (10.47)

$$F_G = F_C + F_H + F_A \quad (10.47)$$

Donde:

- Fuerza gravitacional total (N/m): F_G
- Peso unitario de los materiales de amortiguamiento: F_A

Dado que no se agregan dispositivos de amortiguamiento a las barras:

$$F_A = 0$$

- Peso del conductor por unidad de longitud: F_C

$$F_C = gP_C$$

Donde:

Aceleración gravitacional: $g=9.81 \text{ m/s}^2$

Peso del tubo: $P_C=0.863 \text{ Kg/m}$

$$F_C = (0.863)(9.81) = 8.4660N/m$$

- Peso unitario del hielo sobre el conductor: F_H

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$F_H = 2.815r_1(d + r_1)$$

Donde:

Espesor radial del hielo: $r_1 = 0.6$ cm (Según NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (utilización) Sección 922-83)

Diámetro exterior del conductor: $d = 3.34$ cm

$$F_H = 2.815(0.6)(3.34 + 0.6) = 6.6546N/m$$

Entonces de la ecuación (10.47):

$$F_G = 8.4660 + 6.6546 + 0 = 15.1206N/m$$

Fuerza uniforme por viento.

Las estructuras de las barras deben soportar las fuerzas mecánicas provocadas por el viento. La máxima fuerza debida al viento puede ocurrir durante condiciones extremas de viento sin hielo o condiciones altas de viento con hielo. La fuerza uniforme por viento se obtiene de la ecuación (10.48).

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4} C_A K_Z G_R V^2 (1.15d + 2.3r_1) \quad (10.48)$$

Donde:

- Fuerza uniforme por viento: F_V en N/m
- Diámetro externo del conductor: $d=3.34$ cm
- Espesor radial de hielo: $r_1 =0.6$ cm
- Coeficiente de arrastre, debido a que es una estructura circular: $C_A= 1$
- Factor de exposición y altura, para estructuras con menos de 9.1 m de altura:
 $K_Z=1$
- Factor de ráfaga, considerando zona abierta: $G_R= 0.85$
- Velocidad del viento: $V=90$ km/h (Según NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (utilización) Sección 922-8, considerando el lugar como Zona I)

Por tanto de la ecuación (10.48):

$$F_V = 4.7 \times 10^{-4}(1)(1)(0.85)(90)^2(1.15(3.34) + 2.3(0.6)) = 16.8949N/m$$

Fuerza de corto circuito.

Los campos magnéticos producidos por la corriente de corto circuito provocan fuerzas sobre las barras, las cuales, en conjunto con sus soportes, deben ser lo suficientemente robustas para soportar estas fuerzas.

La fuerza provocada por el corto circuito se calcula con la ecuación (10.49).

$$F_{SC} = \frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (D_f \sqrt{2} I_{SC})^2}{D} \quad (10.49)$$

Donde:

- Fuerza por corto circuito entre conductores paralelos: F_{SC} en N/m
- Espaciamiento entre centros de conductores paralelos: $D = 120$ cm
- Constante basada en el tipo de corto circuito y arreglo de conductores, para un arreglo trifásico: $\Gamma = 0.866$
- Corriente de corto circuito simétrica, cálculos anteriores: $I_{SC} = 25000$ A
- Factor de decremento: D_f

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left[1 - e^{-2\frac{t_f}{T_a}} \right]} \quad (10.50)$$

Donde:

Tiempo de liberación de la falla: $t_f = 0.133$ s

Constante de tiempo definida por la relación de la reactancia (X) entre la resistencia del sistema (R) a la frecuencia (f) del sistema: T_a

$$T_a = \frac{X}{R2\pi f}$$

$X = 0.1098 \Omega$, $R = 0.0533 \Omega$, $f = 60$ Hz

$$T_a = \frac{0.1098}{(0.0533)(2)(\pi)(60)} = 0.0054s$$

Por lo tanto:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{(0.0054)}{(0.133)} \left[1 - e^{-2 \frac{(0.133)}{(0.0054)}} \right]} = 1.0200$$

Retomando la ecuación (10.49)

$$F_{SC} = \frac{0.2 \times 10^{-4}(0.886)(1.0200\sqrt{2}(25000))^2}{120} = 192.0405N/m$$

10.6.6.7. Fuerza total sobre el conductor en configuración horizontal

Con las fuerzas obtenidas en la sección anterior, se puede determinar la fuerza total sobre el conductor en configuración horizontal.

Los máximos esfuerzos de deflexión que un conductor soporta, son una función de la fuerza vectorial total sobre el conductor. La fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal se obtiene de la ecuación (10.51)

$$F_T = \sqrt{F_G^2 + (F_V + F_{SC})^2} \quad (10.51)$$

Donde:

- Fuerza total unitaria sobre un conductor en configuración horizontal: F_{TH} en N/m.
- Fuerza unitaria del viento: $F_V = 16.8949$ N/m de la ecuación (10.48)
- Fuerza unitaria por corto circuito: $F_{sc} = 192.0405$ N/m de la ecuación (10.49)
- Fuerza gravitacional sobre el conductor: $F_G = 15.1206$ N/m de la ecuación (10.47)

De modo que:

$$F_T = \sqrt{(15.1206)^2 + ((16.8949) + (192.0405))^2} = 209.4818N/m$$

Ángulo de la fuerza F_{TH}

El ángulo θ_V , de la fuerza F_{TH} vertical se obtiene de:

$$\theta_V = \tan^{-1} \left(\frac{F_G}{F_V} + F_{SC} \right) \quad (10.52)$$

$$\theta_V = \tan^{-1} \left(\frac{(15.1206)}{(16.8949)} + (192.0405) \right) = 89.7030^\circ$$

Con la fuerza F_{TH} , que es la fuerza total que deben soportar las barras, se puede determinar la longitud máxima que deben tener a fin de cumplir con esto.

10.6.6.8. Longitud máxima por deflexión

Los tubos tendrán dos apoyos fijos. La longitud máxima por deflexión se obtiene de la ecuación (10.53)

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{384EJY_B}{F_G}} \quad (10.53)$$

Donde:

- Longitud permisible por deflexión: L_D en cm
- Deflexión permisible, considerando 1 % de deflexión: $Y_B = \frac{1}{150}$
- Módulo de elasticidad para aluminio: $E=6.89 \times 10^7$ MN/m²
- Momento de inercia de la sección transversal: $J=3.6336$ cm⁴
- Fuerza gravitacional: $F_G = 15.1206$ N/m, de la ecuación (10.47)

Por tanto, de la ecuación (10.53) se tiene:

$$L_D = 2.154 \sqrt[3]{\frac{384(6.89 \times 10^7)(3.6336) \left(\frac{1}{150}\right)}{15.1206}} = 751.0257 \text{ cm}$$

La máxima longitud por deflexión que pueden tener los tubos es de:

$$L_D = 7.5102 \text{ m}$$

10.6.6.9. Longitud por esfuerzo

Aquí se determinará la máxima longitud por esfuerzo que pueden tener las barras. Considerando dos apoyos fijos:

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{12F_E S}{F_T}} \quad (10.54)$$

Donde:

- Longitud por esfuerzo: L_S en cm
- Esfuerzo máximo permisible o resistencia a la tensión: $F_E = 2460 \text{ Kg/m}^2 = 241326 \text{ kN/m}^2$
- Módulo de sección: $S = 2.1761 \text{ cm}^3$

Así:

$$L_S = 3.16 \sqrt{\frac{12(241326)(2.1761)}{24.0004}} = 1619.2325 \text{ cm}$$

La longitud máxima por esfuerzo permisible es:

$$L_S = 16.1923 \text{ m}$$

10.6.6.10. Longitud permitida en los tubos

La longitud permitida para los tubos será aquella que respete las dos longitudes máximas permisibles calculadas con anterioridad, por esfuerzo y por deflexión.

Es decir:

$$L_A < L_D < L_S \quad (10.55)$$

Donde:

- Longitud permitida de la barra: L_A
- Longitud permitida por esfuerzo: L_S
- Longitud permitida por deflexión: L_D

$$L_A < 7.5102 \text{ m} < 16.1923 \text{ m}$$

Se propone una longitud de 6 m para los tubos de aluminio.

10.6.6.11. Vibración del conductor

Un tramo de conductor rígido soportado en dos extremos tiene su propia frecuencia natural de vibración. Si un conductor es desplazado de su posición de equilibrio y después liberado, iniciará una vibración a su frecuencia natural. La magnitud de la oscilación decaerá debido al amortiguamiento propio.

Por otro lado, si el conductor se somete a una fuerza periódica cuya frecuencia es cercana a la natural del tramo de conductor, la barra puede continuar vibrando resonantemente, con una amplitud que se incrementará paulatinamente provocando probables daños a las barras por esfuerzo o fatiga.

La frecuencia natural se obtiene con la ecuación (10.56)

$$f_n = \frac{k^2}{20\pi L^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}} \quad (10.56)$$

Donde:

- Frecuencia natural de un tramo de conductor: f_n en Hz
- Para dos terminales fijas: $k=1.51$
- Masa por unidad del conductor: $m=0.863$ Kg/m
- Módulo de elasticidad para aluminio: $E=6.89 \times 10^7$ MN/m²
- Momento de inercia de la sección transversal: $J=3.6336$ cm⁴
- Longitud del tubo: $L=6$ m

La frecuencia natural es entonces:

$$f_n = \frac{(1.51)^2}{20\pi(6)^2} \sqrt{\frac{(6.89 \times 10^7)(3.6336)}{0.863}} = 17.1689 Hz$$

La frecuencia natural debe ser menor que la frecuencia de operación para que el tubo con las características asignadas sea el adecuado:

$$f_n < f_{operacion}$$

Los tubos son los adecuados, ya que:

$$17.1689 Hz < 60 Hz$$

10.6.6.12. Fuerzas sobre aisladores

Esfuerzo de aisladores por corto circuito.

Debido a que las fuerzas sobre los conductores son transmitidas a los aisladores, la rigidez de éstos debe evaluarse. La fuerza por corriente de corto circuito transmitida a los soportes se calcula con la ecuación (10.57):

$$F_{SB} = L_E F_{SC} \quad (10.57)$$

Donde:

- Fuerza sobre aisladores por corto circuito (N): F_{SB}
- Longitud efectiva de barra, para tramo sencillo: L_E

$$L_E = \frac{1}{2} L_A = 3m$$

- Fuerza unitaria por corto circuito: $F_{SC} = 192.0405$ N/m de la ecuación (10.49)

Por tanto:

$$F_{SB} = 3(192.0405) = 576.1215N$$

Esfuerzo de aisladores por viento.

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$F_{VB} = L_E F_V \quad (10.58)$$

Donde:

- Fuerza del viento transmitida a los soportes (N): F_{VB}
- Longitud efectiva de barra, para tramo sencillo: $L_E = 3$ m
- Fuerza del viento sobre la barra: $F_V = 16.8949$ N/m de la ecuación (10.48)

Se tiene entonces:

$$F_{VB} = 3(16.8949) = 50.6847N$$

10.6.6.13. Expansión térmica

Cuando la temperatura de una barra cambia, existe un correspondiente cambio en su longitud. Este cambio de longitud puede calcularse como lo indica la ecuación (10.59)

$$\Delta L = \frac{\alpha L_A (T_f - T_i)}{1 + \alpha T_i} \quad (10.59)$$

Donde:

- Razón de cambio de longitud del tramo de conductor (m): ΔL
- Coeficiente de expansión térmica para el Aluminio: $\alpha = 2.31 \times 10^{-5}$.
- Temperatura inicial de la instalación: $T_i = 52^\circ$
- Temperatura final: $T_f = 90^\circ$

De la ecuación (10.59) se tiene:

$$\Delta L = \frac{(2.31 \times 10^{-5})(6)(90 - 52)}{1 + (2.31 \times 10^{-5})(52)} = 0.0052m$$

La expansión térmica será de:

$$\Delta L = 0.5260cm$$

10.6.6.14. Conclusiones del cálculo de barras

Al cumplirse todos los criterios de diseño se concluye que:

Se usarán tubos de aluminio de 1 in, cada tubo será de 6 m de longitud.

10.6.7. Elección de aisladores

Se requieren aisladores para las barras, para librar las distancias entre ellas y entre las barras y tierra (no deben tocar las estructuras metálicas aterrizadas).

Se utilizarán aisladores GAMMA de porcelana tipo suspensión, 52-4, modelo 8265. Su hoja de especificaciones se encuentra en los anexos.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Las distancias de arco de fuga que se requieren se obtuvieron previamente:

$$d_{\text{arco}} = D = 1147.8 \text{ mm, de la ecuación (10.41).}$$

$$d_{\text{fuga}} = h = 3075 \text{ mm, de la ecuación (10.44).}$$

Para saber cuántos aisladores se requieren para poder cubrir estas distancias, se dividen las distancias obtenidas entre las propias de los aisladores:

$$d_{\text{arcoAislador}} = 197 \text{ mm}$$

$$d_{\text{fugaAislador}} = 300 \text{ mm}$$

Número de aisladores requeridos por distancia de arco:

$$No. = \frac{1147.8}{197} = 5.8 \approx 6 \text{ aisladores}$$

Número de aisladores requeridos por distancia de fuga:

$$No. = \frac{3075}{300} = 10.25 \approx 11 \text{ aisladores}$$

Las cadenas serán de 11 aisladores.

Además, estos aisladores deben soportar las fuerzas calculadas en la sección Fuerzas sobre aisladores:

$$F_{SB} = 576.1215 \text{ N, de la ecuación (10.57).}$$

$$F_{VB} = 50.6847 \text{ N, de la ecuación (10.58).}$$

10.6.8. Interruptores de potencia

El interruptor es el encargado de llevar a cabo las maniobras de conexión y desconexión de circuitos con carga en la subestación, así como de interrumpir las corrientes de falla o sobrecorrientes peligrosas que eventualmente pudieran afectar la instalación.

De acuerdo con CFE, para tensiones nominales de 72.5 kV a 420 kV, el medio de extinción del arco eléctrico debe ser el gas SF₆, mientras que para 15 kV a 38 kV debe ser el vacío. Los interruptores serán SIEMENS, con las características que a continuación se describirán. Están definidas de acuerdo a la norma internacional IEC 62271-1.

Se utilizarán dos tipos de interruptores para la subestación, los interruptores que se encuentran pasando los transformadores y los que se encuentran al final de la subestación. Ambos tipos tendrán las mismas características a continuación descritas a menos

que se indique lo contrario.

Tensión nominal.

La tensión nominal para los interruptores está normalizada. El interruptor de esta subestación debería ser a 115 kV de tensión nominal, pero como este valor no está normalizado, se escoge el inmediato superior:

$$U_r = 123kV$$

Frecuencia nominal

Es la frecuencia de operación del sistema:

$$f = 60Hz$$

Niveles nominales de aislamiento

Para el interruptor de esta subestación (definido como de rango I de acuerdo a la norma mencionada, debido a su tensión nominal), se deben especificar dos grupos de tensiones que se describirán a continuación.

- Tensión nominal de aguante de corta duración U_d

Es un voltaje de valor eficaz, que representa la habilidad del aislamiento del interruptor para soportar una sobretensión, a la frecuencia del sistema, en un período de tiempo igual o menor a un minuto.

El valor de este parámetro es un poco mayor a la tensión nominal del interruptor, y su propósito es simular las posibles sobretensiones que se puedan presentar en el sistema.

Se definen de acuerdo a la norma, a la Tabla 1a:

U_d De fase a tierra y entre fases:

$$U_d = 185kV$$

U_d A través del interruptor abierto:

$$U_d = 210kV$$

- Tensión nominal de aguante al impulso por rayo U_p

Es el valor pico de una sobretensión de muy corta duración, por lo general de 1.2 μs , que el interruptor debe ser capaz de soportar sin sufrir daños. El valor de este parámetro es muy superior a la tensión nominal del equipo, y su finalidad es verificar que el aislamiento del interruptor sea capaz de soportar una sobretensión generada por una descarga atmosférica.

Se definen de acuerdo a la norma, a la Tabla 1a:

U_p De fase a tierra y entre fases:

$$U_p = 450kV$$

U_d A través del interruptor abierto:

$$U_d = 520kV$$

Corriente nominal Para los interruptores que se encuentran después del transformador, se tiene que la corriente nominal en el lado de alta es $I_{nomAlta} = 177.1919$ A, se elige el valor estandarizado de acuerdo con la norma del IEC de:

$$I_r = 200A$$

Para los interruptores que se encuentran al final de la subestación se tendrá el doble de esta corriente nominal:

$$I_r = 400A$$

Corriente de interrupción de corto circuito

Es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito máximo, expresado en kA, que el interruptor es capaz de interrumpir cuando se encuentra operando a un valor igual o menor a su tensión nominal.

En la subestación se tiene una corriente de corto circuito de:

$$I_{sc} = 25kA$$

Corriente de aguante de corta duración

Es la corriente máxima que el interruptor de potencia es capaz de conducir en posición cerrada en un tiempo específico, por lo general de 1 s. El propósito de esta corriente es probar el diseño térmico del interruptor.

El valor de corriente de aguante de corta duración, debe ser igual a la corriente de interrupción de cortocircuito, por lo que:

$$I_k = 25kA$$

Valor pico de la corriente de aguante de corta duración

Es el valor pico de la corriente asociada con el primer ciclo de la corriente de aguante de corta duración que el interruptor debe poder manejar estando en posición cerrada, sin sufrir daños ni deformaciones permanentes. La prueba asociada con esta corriente tiene la finalidad de verificar el diseño mecánico del interruptor. Este valor está en función de la frecuencia del sistema, y se calcula a partir de la siguiente ecuación (aplicable a sistemas de 60 Hz):

$$I_p = 2.6I_{sc}$$

Donde:

- Corriente de interrupción de cortocircuito: $I_{sc} = 25 \text{ kA}$

$$I_p = 2.6(25000) = 65000A = 65kA$$

Mecanismo de operación

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

De acuerdo con la norma NRF-022-CFE, para tensiones menores a 245 kV de tensión nominal, el mecanismo de operación debe ser tripolar, lo que significa que se tiene un sistema de apertura y cierre de contactos único para los tres polos del interruptor.

Mecanismo de operación tripolar.

Tiempos de operación

El tiempo de operación de un interruptor se refiere al lapso que le toma al equipo efectuar una maniobra de apertura o cierre, considerando por ejemplo, para el caso de una apertura, el instante desde que se manda la señal de disparo, hasta el momento en que los contactos se han separado totalmente y el arco eléctrico se ha extinguido por completo.

De acuerdo con las normas NRF-022-CFE y NRF-028-CFE, debido a que la tensión del interruptor está entre 72.5 kV y 420 kV, el tiempo máximo en maniobra de interrupción o cierre debe ser:

En interrupción: 50 ms.

En cierre: 160 ms.

Tensiones de alimentación de elementos auxiliares

Los elementos auxiliares de los interruptores de potencia son aquellos componentes que se requieren para que el equipo pueda efectuar las maniobras de conexión y desconexión, además de mantenerlo en condiciones óptimas de servicio.

Es necesario definir el nivel de tensión con el que se alimentarán sus elementos auxiliares. En este caso únicamente serán de protección, señalización y control, por lo que la tensión se definirá como:

$$U_{aux} = 125VCD$$

Se utilizarán los dos interruptores marca SIEMENS, modelo 3AP1, cumpliendo con las especificaciones descritas anteriormente.

10.6.9. Cuchillas desconectadoras

La cuchilla desconectadora es un equipo electromecánico que permite abrir o cerrar circuitos eléctricos y constituye, junto con los interruptores, los principales equipos primarios de maniobra en una subestación.

La cuchilla desconectadora es considerada un equipo de ruptura lenta, debido a que depende de su mecanismo de operación, por ello debe ser siempre utilizado sin carga, es decir, el proceso de desconexión debe ser después de abrir el interruptor, por lo que no debe haber flujo de corriente eléctrica antes de abrir la cuchilla. En esta subestación las cuchillas irán al lado del interruptor.

Para la selección del equipo se tomó como referencia la especificación CFE V4200-12 “Cuchillas desconectadoras en aire de 72,5 kV A 420 kV con accionamiento controlado”

Se tendrá una cuchilla después de cada interruptor del transformador de la subestación y una antes y una después del interruptor del final de la subestación. Los parámetros de ambas son idénticos excepto la corriente nominal, como se indicará en seguida.

Las cuchillas desconectadoras deben especificarse con las siguientes características del equipo que son muy parecidas al las características de los interruptores:

Tensión nominal

De acuerdo con la norma IEC 62271-1 (la misma aplicada a los interruptores), la tensión nominal estandarizada es:

$$U_r = 123kV$$

Frecuencia nominal

Es la frecuencia de operación del sistema:

$$f = 60Hz$$

Niveles nominales de aislamiento

Éstos son los mismos que para los interruptores:

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- Tensión nominal de aguante de corta duración U_d

U_d De fase a tierra y entre fases:

$$U_d = 185kV$$

U_d A través del interruptor abierto:

$$U_d = 210kV$$

- Tensión nominal de aguante al impulso por rayo U_p

U_p De fase a tierra y entre fases:

$$U_p = 450kV$$

U_p A través del interruptor abierto:

$$U_d = 520kV$$

Corriente nominal

Como la corriente nominal en el lado de alta es $I_{nomAlta} = 177.1919$ A, se elige el valor estandarizado de acuerdo con la norma del IEC para las cuchillas del interruptor de los transformadores, que es de:

$$I_r = 200A$$

Para las cuchillas del interruptor final de la subestación:

$$I_r = 400A$$

Corriente de aguante de corta duración

Es la corriente máxima que la cuchilla desconectadora es capaz de conducir en posición

cerrada en un tiempo específico, por lo general de 1 s. El propósito de esta corriente es probar el diseño térmico de la cuchilla.

$$I_k = 25kA$$

Valor pico de la corriente de aguante de corta duración

Es el valor pico de la corriente asociada con el primer ciclo de la corriente de aguante de corta duración, que la cuchilla debe poder manejar estando en posición cerrada, sin sufrir daños ni deformaciones permanentes. La prueba asociada con esta corriente tiene la finalidad de verificar el diseño mecánico de la cuchilla.

$$I_p = 2.6I_{sc}$$

Donde:

- Corriente de interrupción de cortocircuito: $I_{sc} = 25$ kA, elegida en los interruptores.

$$I_p = 2.6(25000) = 65000A = 65kA$$

Tensiones de alimentación de elementos auxiliares

Al igual que en los interruptores:

$$U_{aux} = 125VCD$$

Operación

Serán con un mecanismo de operación tripolar y un accionamiento manual.

El tipo de apertura de las cuchillas será de tipo vertical (Tipo A).

Se elige un modelo COMANEL CAVPT-123-800-550-MM-H/V, que al tener una corriente nominal de 800 A, puede ser usado en los dos tipos de cuchillas de la subestación. Cumple con las características que requiere el sistema, sin embargo no trata con valores estándar. Su hoja de especificaciones se encuentra en los Anexos.

10.6.10. Apartarrayos

Los apartarrayos son una protección esencial para las descargas atmosféricas. Para poder elegir un apartarrayos adecuado se debe saber a qué corriente de descarga se quiere (de acuerdo a la región) y se debe conocer el MCOV (voltaje máximo de operación continua, por sus siglas en inglés). Éste último se obtiene de la ecuación (10.60).

$$MCOV = V_m \times FA \quad (10.60)$$

Donde:

- Tensión máxima de diseño para 115 kV: $V_m = 123$ kV
- Factor de aterrizamiento (%): FA

El factor de aterrizamiento se obtiene del estándar de la IEE, Std. C62.22-1997.

Del cálculo de las impedancias de secuencia positiva y cero se tienen los siguientes datos:

$$R_1 = 0 \text{ pu}$$

$$X_1 = j0.0060 \text{ pu}$$

$$R_0 = 0 \text{ pu}$$

$$X_0 = j0.0060 \text{ pu}$$

De la relación $\frac{R_1}{X_1}$ se obtendrá el dato de qué gráfica del estándar de la IEEE usar.

$$\frac{R_1}{X_1} = \frac{0}{0.0060} = 0$$

Con este valor se utilizará la gráfica B.1, mostrada en la Figura 10.54. Para obtener finalmente el factor de aterrizamiento se obtienen los siguientes valores que se usarán como ejes:

Para el eje horizontal:

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{0}{0.1098} = 0$$

Para el eje vertical:

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{0.0060}{0.0060} = 1$$

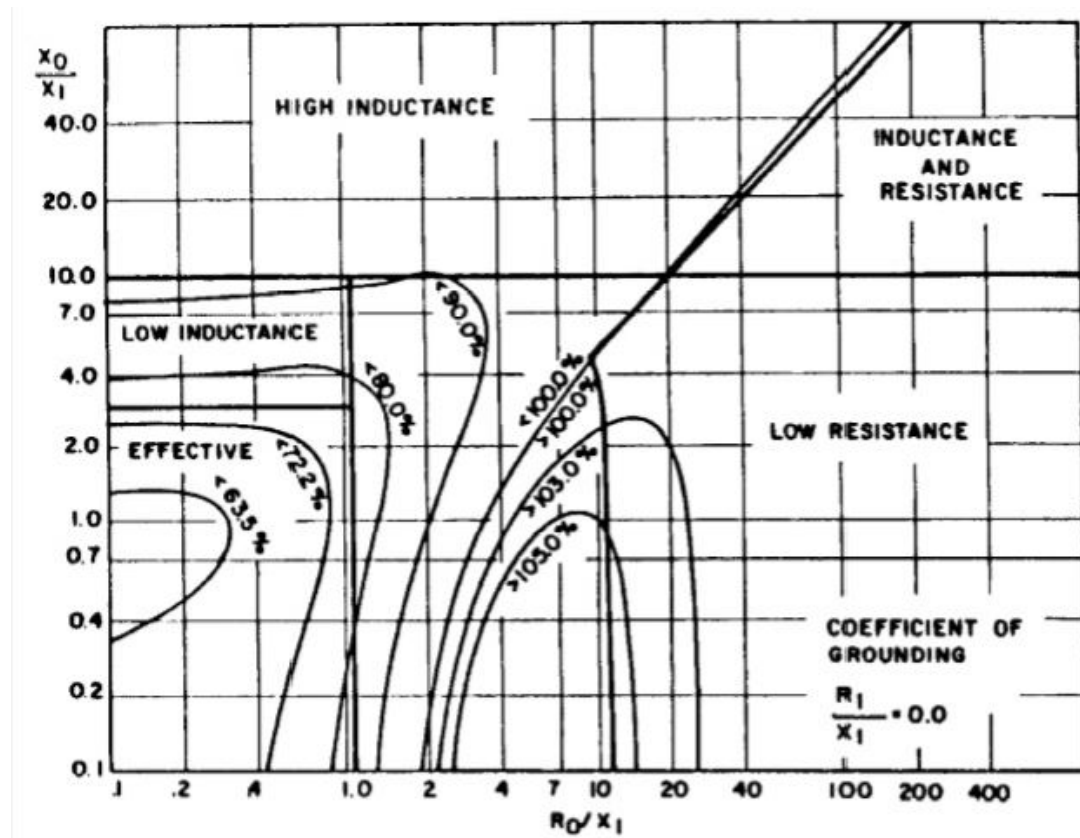


Figura 10.54: Gráfica B.1 del estándar de la IEE, Std. C62.22-1997.

De esta manera:

$$FA = 63.5 \%$$

Regresando a la ecuación (10.60):

$$MCOV = 123kV \times 0.635 = 78.105kV$$

Con este valor de MCOV y utilizando una corriente de descarga de 20 kA se escoge un apartarrayos de la marca Hubbell tipo estación, modelo MVN108GA084AA. Este modelo tiene las siguientes características (su hoja de especificaciones se encuentra en los anexos):

$$V_{duty} = 108 \text{ kV}$$

$$MCOV = 84 \text{ kV}$$

$$V_{descarga} = 261 \text{ kV, usando la curva de descarga } 8/20$$

Para asegurar que el apartarrayos elegido funcionará adecuadamente, se obtiene el margen de protección, MP, el cual para ser aceptable debe ser superior al 80 %:

$$MP = \left(\frac{NBAI}{V_{descarga}} - 1 \right) 100 \% \quad (10.61)$$

Se utilizará un NBAI=550 kV.

$$MP = \left(\frac{550}{261} - 1 \right) 100 \% = 110.7280 \%$$

Al ser aceptable el margen de protección, se utilizará el apartarrayos Hubbell modelo MVN108GA084AA.

10.6.11. Sistema de tierra

El sistema de tierra estará conformado por un anillo que protegerá la zona del transformador de 240V/13.8 kV y el de 13.8 kV/115kV en la zona de baja tensión. En esta zona se puede poner un anillo debido a que las corrientes de falla retornan por los neutros de los transformadores, como se muestra en la Figura 10.55.

En cambio, en 115 kV, se debe diseñar forzosamente una malla para evitar potenciales mayores a los tolerables por el cuerpo humano y para reducir la resistencia a tierra, de tal modo que la corriente de falla pueda ser drenada.

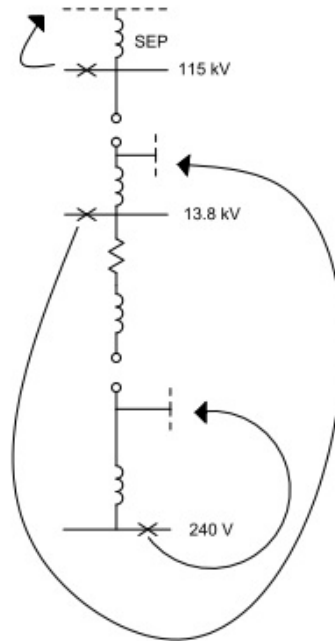


Figura 10.55: Esquema de las corrientes de falla.

10.6.11.1. Anillo

Para el anillo debe dimensionarse el conductor adecuado, que resista la corriente de corto circuito máxima que pueda en algún momento pasar por dicho anillo.

Las corrientes que pasarán por el anillo serán I_{LT} e I_{LLT} de las fallas en 240 V y en 13.8 kV, por lo tanto, se debe seleccionar la máxima de éstas para elegir el calibre adecuado.

De los cálculos de las corrientes de corto circuito en cada uno de los buses principales, la corriente mayor es, en el bus de 13.8 kV:

$$I_{LLT} = 27.0270 pu$$

Que en amperes:

$$I_{falla} = 27.0270(150.6131) = 4070.6202 A$$

Con esta corriente se procede a calcular el calibre del conductor.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Los conductores serán de cobre y se usarán conectores de $250^{\circ}C$, ya que la temperatura máxima que presentarán los conductores de la malla es de $90^{\circ}C$.

El calibre del conductor se obtiene con la ecuación (10.62), que es la adecuada para las características de los conectores y conductores, el diámetro de éste estará dado en cmil.

$$A_T = \sqrt{138t}I_{dis} \quad (10.62)$$

Donde:

- Tiempo de duración de la falla: $t = 0.133$ s
- Corriente de diseño: I_{dis}

$$I_{dis} = I_{falla}fcD_f \quad (10.63)$$

Donde:

Corriente de falla: $I_{falla} = 4070.6202$ A

Factor de crecimiento: $fc = 1$, pues no habrá crecimiento de la subestación.

Factor de decremento: $D_f = 1.0200$, obtenido de la ecuación (10.50).

$$I_{dis} = (4070.6202)(1)(1.0200) = 4152.0326A$$

Regresando a la ecuación (10.62):

$$A_T = \sqrt{138(0.133)}(4152.0326) = 17787.9589cmil$$

De acuerdo a este resultado, se debería usar un conductor de calibre 13.3 mm^2 (6 AWG), pues tiene una sección transversal de 26 240 cmil, pero por recomendación del estándar de la IEEE Std. 80-2000:

para los anillos se utilizará un conductor de calibre 107.2 mm^2 (4/0 AWG), cuya capacidad de corriente es de 480 A y tiene una sección transversal de 211 600 cmil.

10.6.11.2. Malla**Datos de campo.**

Se trata de una malla rectangular con el área siguiente:

Ancho de la malla: 25 m

Largo de la malla: 30 m

$$A = 30m \times 25m = 750m^2$$

La resistividad del terreno se considera uniforme y de una sola capa:

$$\rho = 50\Omega m$$

10.6.11.3. Corriente de corto circuito para el diseño de la malla

Para el diseño de la malla se utilizará ya sea la corriente I_{LT} o I_{LLT} en 13.8 kV o en 115 kV. Puesto que se debe utilizar la corriente de falla más grande de éstas, se utilizará la corriente monofásica a tierra (que es igual a la bifásica a tierra) calculada en el bus de 115 kV:

$$I_{cc} = I_{LT} = I_{LLT} = 25kA$$

10.6.11.4. Dimensionamiento del conductor

Los anillos se deben conectar a la malla, por lo que el conductor de ésta debe estar dimensionado para soportar la mayor de las corrientes de falla a tierra de todo el sistema.

Esta corriente es la de 115 kV, coincidiendo con la corriente de corto circuito para el diseño de la malla, por lo que con $I_{LLT} = I_{LT} = 25$ kA se dimensionará el conductor.

Los conductores serán de cobre y se usarán conectores de $250^\circ C$, ya que la temperatura máxima que presentarán los conductores de la malla es de $90^\circ C$.

El calibre del conductor se obtiene, de igual forma que el conductor de los anillos, con la ecuación (10.62):

Donde, de la ecuación (10.63):

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$I_{dis} = (25000)(1)(1.0200) = 25500A$$

Regresando a la ecuación (10.62):

$$A_T = \sqrt{138(0.133)}(25500) = 109245.9999\text{cmil}$$

De acuerdo a este resultado, se debería usar un conductor de calibre 67.43 mm² (2/0 AWG), pues tiene una sección transversal de 133 100 cmil, pero por recomendación del estándar de la IEEE Std. 80-2000:

se utilizará un conductor de calibre 107.2 mm² (4/0 AWG), cuya capacidad de corriente es de 480 A y tiene una sección transversal de 211 600 cmil.

Cálculo de potenciales de paso y de contacto tolerables.

Aquí se obtendrán los potenciales de paso y de contacto tolerables por una persona de 50 kg (caso crítico) que servirán como límites de los potenciales de la malla.

Potencial de paso.

El potencial de paso se calcula con la siguiente expresión:

$$E_{paso} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad (10.64)$$

Donde:

- Tiempo de duración de la falla: $t = 0.133$ s
- Resistividad del material de la superficie: $\rho_s = 3000 \Omega m$, resistividad de la grava.
- Factor de reducción: C_s

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \quad (10.65)$$

Donde:

Resistividad del suelo: $\rho = 50 \Omega m$

Resistividad del material de la superficie: $\rho_s = 3000 \Omega m$

Profundidad del material de la superficie: $h_s 0.15$ m

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{50}{3000}\right)}{2(0.15) + 0.09} = 0.7731$$

Y finalmente se obtiene el potencial de paso de la ecuación (10.64):

$$E_{paso} = (1000 + 6(0.7731)(3000)) \frac{0.116}{\sqrt{0.133}} = 4744.3718V$$

Potencial de contacto.

El potencial de contacto se calcula con la ecuación (10.66).

$$E_{contacto} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad (10.66)$$

Donde:

- Tiempo de duración de la falla: $t = 0.133$ s
- Resistividad del material de la superficie: $\rho_s = 3000 \Omega m$, resistividad de la grava.
- Factor de reducción: $C_s = 0.7731$, de la ecuación (10.65).

Quedando así:

$$E_{contacto} = (1000 + 1.5(0.7731)(3000)) \frac{0.116}{\sqrt{0.133}} = 1424.6507V$$

Diseño inicial de la malla.

La Figura 10.56 muestra el diseño inicial propuesto de la malla, que constará de:

- 13 conductores transversales de 25 m
- 11 conductores longitudinales de 30m
- 23 varillas de tierra de 3 m, con un diámetro de 0.0159 m
- Los conductores se encuentran espaciados 2.5 m
- La profundidad de la malla será de $h = 0.5$ m

Resistencia a tierra de la malla.

En esta sección se calculará un valor preliminar de la resistencia de la malla. Se hará con

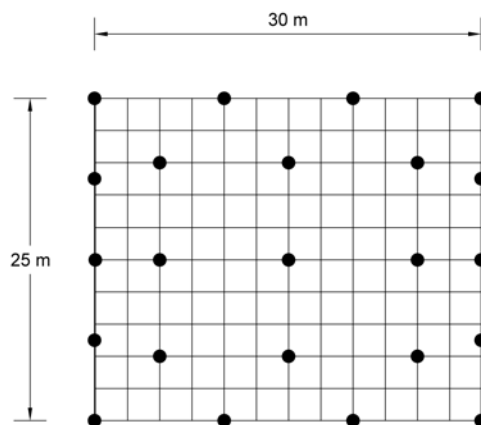


Figura 10.56: Propuesta de la malla.

la ecuación (10.67), que es una ecuación que toma en cuenta profundidades de la malla de entre 0.25 m y 2.5 m y un suelo uniforme. No es la ecuación más precisa (pues no utiliza directamente la resistencia de las varillas), pero es adecuada para poder obtener con ella los potenciales de la malla.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (10.67)$$

Donde:

- Resistividad del suelo: $\rho = 50 \Omega m$
- Profundidad de la red de tierras: $h = 0.5 \text{ m}$
- Área de la malla: $A = 750 \text{ m}^2$
- Longitud total de conductores y varillas (m): L

$$L = L_{CT} + L_{CL} + L_V \quad (10.68)$$

Donde:

Longitud de los conductores transversales: L_{CT}

$$L_{CT} = 13(25) = 325m$$

Longitud de los conductores longitudinales: L_{CL}

$$L_{CL} = 11(30) = 330m$$

Longitud de las varillas: L_V

$$L_V = 23(3) = 69m$$

Por lo que la ecuación (10.68) da como resultado:

$$L = 325 + 330 + 30 = 724m$$

Y a continuación se puede obtener R_G :

$$R_g = 50 \left[\frac{1}{724} + \frac{1}{\sqrt{20(750)}} \left(1 + \frac{1}{1 + (0.5)\sqrt{\frac{20}{750}}} \right) \right] = 0.8547\Omega$$

Corriente de malla.

La corriente de malla, I_G , es igual a la corriente de diseño, I_{dis} , calculada en la ecuación (10.63).

$$I_G = 25500A$$

Comparación de potenciales.

Ahora se compararán el potencial de contacto que soporta una persona, obtenido de la ecuación (10.66) con la máxima elevación de potencial de la malla, que se obtendrá de la ecuación (10.69). Si ésta última es menor al potencial de contacto que soporta una persona de 50 kg, en este punto termina el diseño de la malla y ésta se considera adecuada. De no ser así, el proceso continúa.

$$I_G R_G = 25500(0.8547) = 21794.85V \quad (10.69)$$

Debe cumplirse que:

$$E_{contacto} < I_G R_G$$

Pero se tiene:

$$21794.85V > 1424.6507V$$

Por lo tanto el procedimiento continúa.

Cálculo de potenciales de paso y de contacto en la malla.

Al no estar la máxima elevación de potencial de la malla del diseño preliminar por debajo del valor del potencial de contacto tolerable, se deben calcular cada uno de los potenciales de la malla: de paso y de contacto. Con estos valores obtenidos se realizará la comparación con los potenciales tolerables.

Potencial de contacto.

Con la ecuación (10.70) se obtiene el potencial de contacto.

$$E_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L_M} \quad (10.70)$$

Donde:

- Resistividad del suelo: $\rho = 50 \Omega\text{m}$
- Corriente de malla: $I_G = 25500 \text{ A}$
- Factor geométrico: K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad (10.71)$$

- Factor de irregularidad: K_i

$$K_i = 0.644 + 0.148n \quad (10.72)$$

- Longitud efectiva de conductores enterrados: L_M

$$L_M = L_c + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad (10.73)$$

Se comenzará por obtener K_m de la ecuación (10.71), donde:

- Espaciamiento entre conductores: $D = 2.5$ m
- Diámetro del conductor: $d = 0.0134$ m
- Profundidad de la malla: $h = 0.5$ m
- Factor de corrección de los conductores interiores de la malla: $K_{ii} = 1$, por tratarse de una malla con las varillas de tierra en las esquinas y a lo largo del perímetro.
- Factor de profundidad: K_h

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

Donde:

Profundidad de referencia: $h_0 = 1$ m

Profundidad de la malla: $h = 0.5$ m

Entonces:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1}} = 1.2247$$

- Número efectivo de conductores paralelos: n

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (10.74)$$

Donde:

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} \quad (10.75)$$

A su vez:

Longitud de los conductores en la malla: L_c

$$L_c = 13(25) + 11(30) = 655m$$

Longitud de los conductores del perímetro: L_p

$$L_p = 25 + 30 + 25 + 30 = 110m$$

Entonces:

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

$$n_a = \frac{2(655)}{110} = 11.9090$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad (10.76)$$

Donde:

Longitud de los conductores del perímetro: $L_p = 110$ m

Área de la malla: $A = 750$ m²

Así:

$$n_b = \sqrt{\frac{110}{4\sqrt{750}}} = 1.0020$$

Por tratarse de una malla rectangular:

$$n_c = n_d = 1 \quad (10.77)$$

Por tanto, de la ecuación (10.74) se obtiene:

$$n = (11.9090)(1.0020)(1)(1) = 11.9328$$

Finalmente se puede obtener K_m de la ecuación (10.71).

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{(2.5)^2}{16(0.5)(0.0134)} + \frac{(2.5 + 2(0.5))^2}{8(2.5)(0.0134)} - \frac{0.5}{4(0.0134)} \right) + \frac{1}{1.2247} \ln \frac{8}{\pi(2(11.9328) - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.3482$$

Ahora se puede obtener K_i de la ecuación (10.72) donde:

- Número efectivo de conductores paralelos: $n = 11.9328$

$$K_i = 0.644 + 0.148(11.9328) = 2.4100$$

Obteniendo L_M de la ecuación (10.73), donde:

- Longitud de los conductores en la malla: $L_c = 655$ m
- Longitud de cada varilla de tierra: $L_r = 3$ m
- Longitud total de las varillas de tierra: $L_R = 69$ m
- Largo de la malla: $L_x = 30$ m
- Ancho de la malla: $L_y = 25$ m

$$L_M = 655 + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{3}{\sqrt{(30)^2 + (25)^2}} \right) \right] 69 = 768.4168m$$

Finalmente, con todos los valores obtenidos, se regresa a la ecuación (10.70) y se obtiene que:

$$E_m = \frac{(50)(0.3482)(2.4100)(25500)}{768.4168} = 1392.3843V$$

Potencial de paso.

Con la ecuación (10.78) se obtiene el potencial de paso.

$$E_s = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L_s} \quad (10.78)$$

Donde:

- Resistividad del suelo: $\rho = 50 \Omega m$
- Factor de espaciamiento para voltaje de paso: K_s

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (10.79)$$

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Donde:

Espaciamiento entre conductores: $D = 2.5$ m

Profundidad de la red de tierras: $h = 0.5$ m

Número efectivo de conductores paralelos: $n = 11.9328$, de la ecuación (10.74)

Por lo tanto:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{(2.5) + (0.5)} + \frac{1}{(2.5)} (1 - 0.5^{(11.9328)-2}) \right] = 0.5516$$

- Factor de irregularidad: $K_i = 2.4100$, de la ecuación (10.72)
- Corriente de malla: $I_G = 25500$ A
- Longitud total de conductores del sistema de tierras: L_S

$$L_s = 0.75L_c + 0.85L_R \quad (10.80)$$

Donde:

Longitud de los conductores en la malla: $L_c = 655$ m

Longitud total de las varillas de tierra: $L_R = 69$ m

$$L_s = 0.75(655) + 0.85(69) = 549.9m$$

Retomando la ecuación (10.78):

$$E_s = \frac{(50)(0.5516)(2.4100)(25500)}{549.9} = 3082.2493V$$

Comparación de potencial de contacto en la malla con el potencial de contacto tolerable.

Para que el diseño de la malla sea el correcto, debe cumplirse que:

$$E_m < E_{contacto} \quad (10.81)$$

y también que:

$$E_s < E_{paso} \quad (10.82)$$

Con los valores de esta red se tiene en la ecuación (10.81):

$$1392.3843V < 1424.6507V \checkmark$$

Y en la ecuación (10.82):

$$3082.2493V < 4744.3718V \checkmark$$

Ambas comparaciones se cumplen.

Conclusiones.

Al cumplirse las comparaciones (10.81) y (10.82), y al ser la $R_G < 5\Omega$, el diseño de la malla de tierras propuesto es adecuado, pues cumple con las especificaciones de los Artículos 14 y 16 de la Norma IEEE Std 80-2000. El diseño será el que se propuso y que muestra la Figura 10.56.

10.6.12. Servicios auxiliares

La distribución del cuarto de control se muestra en la 10.57, el cual es el lugar en el que se aloja la instalación de los servicios auxiliares.

Los servicios auxiliares de la subestación deben tener una alimentación de respaldo, por lo tanto se implementan dos fuentes de alimentación independientes y se clasifican como:

Principal: Circuito de distribución de media tensión 13.8 kV.

Emergencia: Planta de generación diésel.

El dimensionamiento de los servicios auxiliares o propios se realiza en función de las cargas que se tiene que alimentar. Para realizar el análisis de cargas se tienen que considerar:

Las cargas de corriente directa.

Las cargas de corriente alterna.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

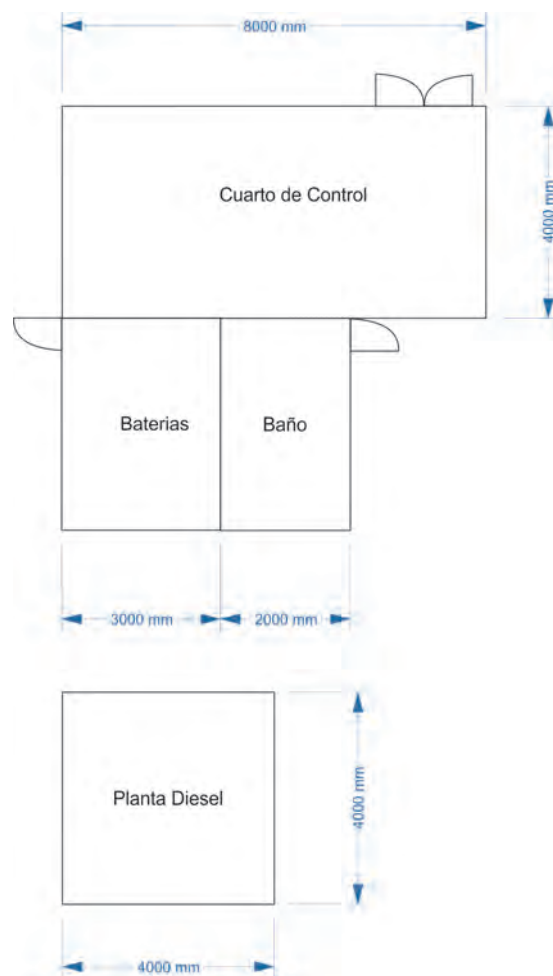


Figura 10.57: Croquis del cuarto de control.

Carga	$P_{unitaria}$ [W]	F.P.	$P_{unitaria}$ [VA]	Equipos	Carga [VA]	F.U. [%]	Demanda _{max} [kVA]
Aire acondicionado	2800	1	2800	5	11200	0.9.	10.08
Extractor aire	14	1	14	1	14	1	0.014
Bomba agua	1 HP	1	745.7	1	745.7	1	0.7457
Sistemas incendios	2000	1	2000	1	2000	1	2
Cargador baterías	4375	1	4375	3	13125	1	13.125
Ctos. fuerza	2000	1	2000	1	2000	1	2
Calefacción Tab.	100	1	100	2	200	1	0.2
Seguidores	5	1	5	6144	30720	1	30.72
Al. exterior	160	1	160	6	960	1	0.96
Al. perimetral	160	1	160	8	1280	1	1.28
Al. interior	18	1	18	12	216	1	0.126
Eq. Comunicación	500	1	500	2	100	1	
Eq. Control	1500	1	1500	2	100	1	1.5
Inversores	1000	1	1000	1	1000	1	1
Cajas comb.	1000	1	1000	1	1000	1	1
Cuchillas	200	1	200	2	400	1	0.4
Relevadores	80	1	80	8	640	1	0.64
Eq. comunicación	500	1	500	1	640	1	0.5
Eq. control	500	1	500	1	640	1	0.5
+20 %	13476.14	1	13476.14	1	13476.14	1	13.476

Tabla 10.30: Cargas de los servicios propios de la subestación. El factor de crecimiento es 1 para todos los casos.

También se deben de jerarquizar y clasificar las cargas de modo que se determinen las cargas que se conectarán a la fuente de alimentación de emergencia. La Tabla 10.30 contiene las cargas de los servicios propios.

Donde:

- El factor de potencia, F.P.
- El factor de carga, F.C.
- El factor de utilización, F. U.

Con base en la información de la tabla se puede determinar la capacidad que debe de tener el transformador para los servicios auxiliares, así como la capacidad de la planta

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

diésel y del banco de baterías para la alimentación auxiliar de las cargas de corriente directa.

Cuantificando todas las cargas se obtiene:

Carga total= 67.38 kVA

Carga total +20 %= 80.85 kVA

Carga total CA= 63.84 kVA

Carga total CD= 3.54 kVA

Carga total Plata diesel= 24.69 kVA

La carga de la planta diésel es la carga de mayor relevancia en la subestación ya que en caso de que la fuente principal de alimentación falle la planta comenzará a operar, estas cargas son:

Circuitos de fuerza.

Aire acondicionado.

Calefacción de gabinetes de control.

Alumbrado perimetral.

Sistema contra incendios.

Por lo tanto el transformador que se utilizará para los servicios auxiliares de la subestación debe contar con las siguientes características:

- Carga instalada 100 kVA
- Tipo pedestal
- Conexión delta-estrella
- Tensión 13.8 kV-220/127 V
- Impedancia 4 %

La planta de generación debe ser tipo diésel, además de:

- Carga instalada 25 kVA
- Frecuencia 60 Hz
- Conexión estrella
- Tensión 220/127 V

10.6.12.1. Banco de baterías

El tablero de CD cuenta con el banco de baterías como fuente de emergencia. Considerando la carga, su corriente nominal será:

$$I_{CD} = \left[\frac{3.54kW}{6V} \right]$$

$$I_{CD} = 28.32[A]$$

Considerando que el banco de batería nos puede proporcionar 8 horas de autonomía, la capacidad del banco debe ser:

$$Capacidad_{banco} = 8h \times (28A)$$

$$Capacidad_{banco} = 224Ah$$

Considerando que el banco de baterías debe proporcionar 125 VCD, se determina el número de baterías en serie que se deben instalar.

$$\#Baterias = \left[\frac{125V}{6V} \right] = 20.8 - > 21baterias$$

En el mercado hay baterías con 230 Ah a 6 V, tipo HydroLink. Utilizando este modelo de batería se cumple con las necesidades de las cargas de CD. Se colocarán dos bancos de baterías, siendo uno de emergencia.

El cargador para las baterías debe cumplir con la especificación de la siguiente corriente (10.83):

$$I = \left[\frac{C_B \times k_E}{T_R} + L \right] \quad (10.83)$$

Donde:

- Capacidad del cargador de baterías: I en A.
- Capacidad del banco de baterías: $C_B = 230$ Ah.
- Constante de eficiencia de carga del banco de baterías: $k_E = 1.1$ para bancos con celdas de plomo-ácido.
- Carga continua que debe alimentar el cargador: $L = 0$, no se considera para este diseño.

10. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- Tiempo máximo de recarga de la batería: $T_R = 8$ h.

Por tanto:

$$I = \left[\frac{230 \times 1.1}{8} \right] = 31.625 A$$

Por las características que presenta el banco de baterías una cargador la marca GAMA modelo MIT NG 1, monofásico, 125 VCD voltaje de salida con una corriente 35 A.

Capítulo 11

Conclusiones

La importancia de los sistemas solares fotovoltaicos está incrementándose en la actualidad. La humanidad está obligada a buscar nuevas formas de generar energía de manera limpia y a perfeccionar las ya existentes.

En la presente tesis se dio un marco teórico que permite comprender de manera general un sistema fotovoltaico y se dieron tres ejemplos de aplicación, en los cuales se observa que, si bien existe una estructura general para el dimensionamiento e instalación de una planta solar fotovoltaica, existen también ciertos criterios de diseño que crean pequeñas diferencias en el procedimiento.

Además, las condiciones climatológicas son distintas en cada lugar donde se desee instalar una planta solar, y éstas afectan de manera importante el funcionamiento de las celdas, los seguidores y a las subestaciones.

Las energías renovables no son las más eficientes, por lo que el ingenio debe hacerse presente. Una forma de aprovechar mejor una instalación de esta magnitud es combinando más de un tipo de energía limpia. En este trabajo se expuso el uso de celdas de combustible en conjunto con un parque solar. De este modo, en las noches, cuando el parque solar no pueda generar energía eléctrica, el hidrógeno almacenado entra en acción. Si esta energía se aprovecha, por ejemplo, en horas donde la demanda de energía sea muy alta, se estará aligerando a las plantas generadoras de energía no limpia, como las carboeléctricas.

Este trabajo de tesis hace una aportación a quienes deseen incursionar en el tema de la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos. A su vez, es una

11. CONCLUSIONES

aportación a la búsqueda de soluciones para contrarrestar la problemática del cambio climático. México es un país privilegiado en cuanto a su recurso solar, de manera que el diseño y la instalación de una planta solar es bastante noble, como se pudo observar en los ejemplos de aplicación.

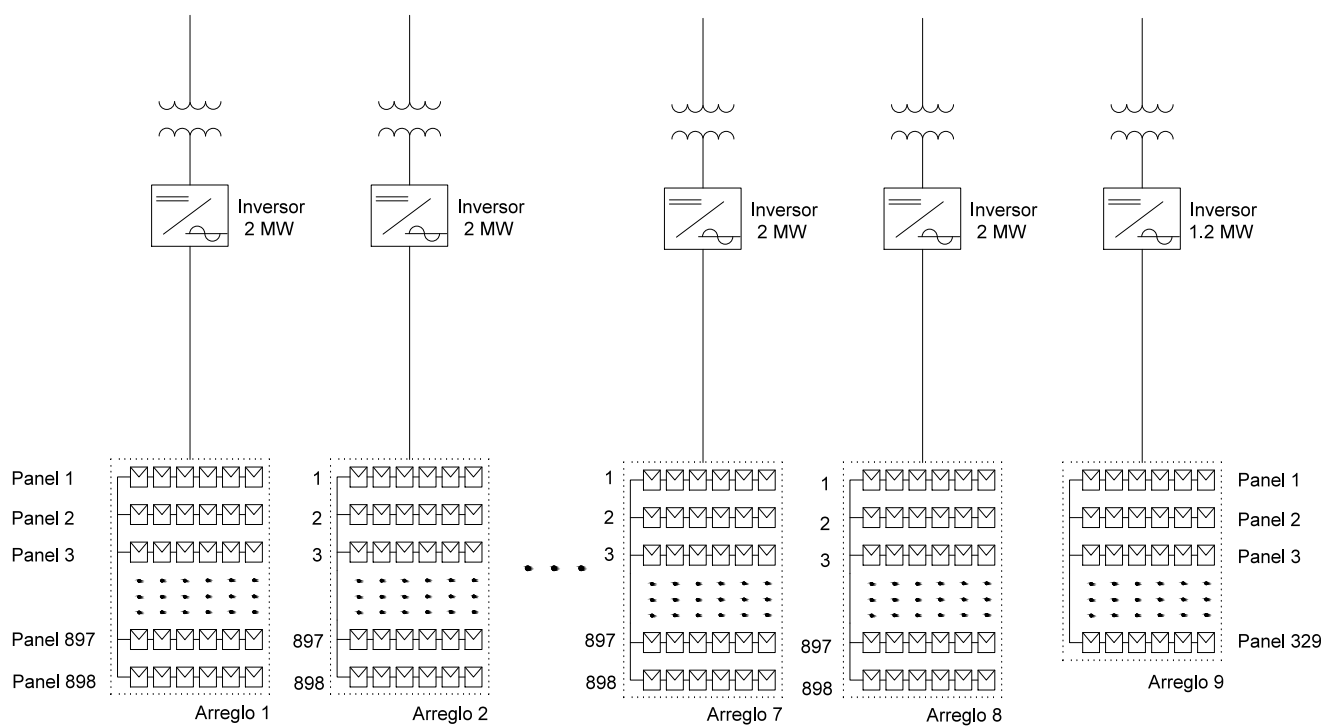
A lo largo del diseño de los ejemplos de aplicación de esta tesis, se exploraron las distintas normas, reglamentos y criterios aplicables a cada una de las partes de una planta solar híbrida, de modo que esta tesis logra presentar las bases y consideraciones necesarias para el diseño e implementación de una planta real.

Anexo A

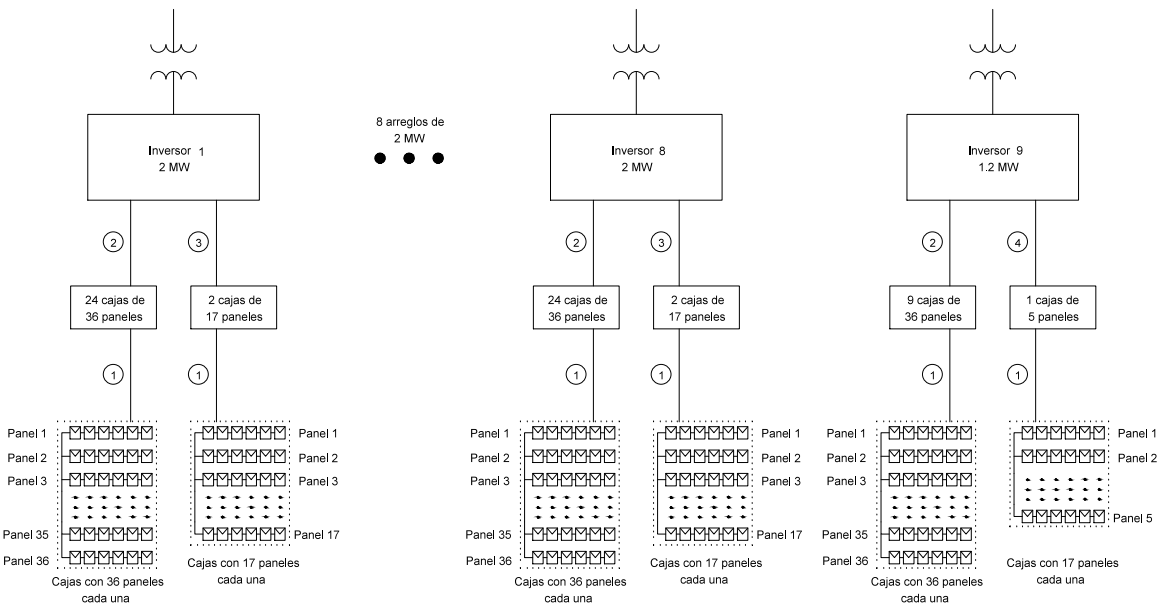
Diagramas unifilares

A.1. Parque solar de Durango

Parque solar de Durango. Diagrama unifilar de C.D.

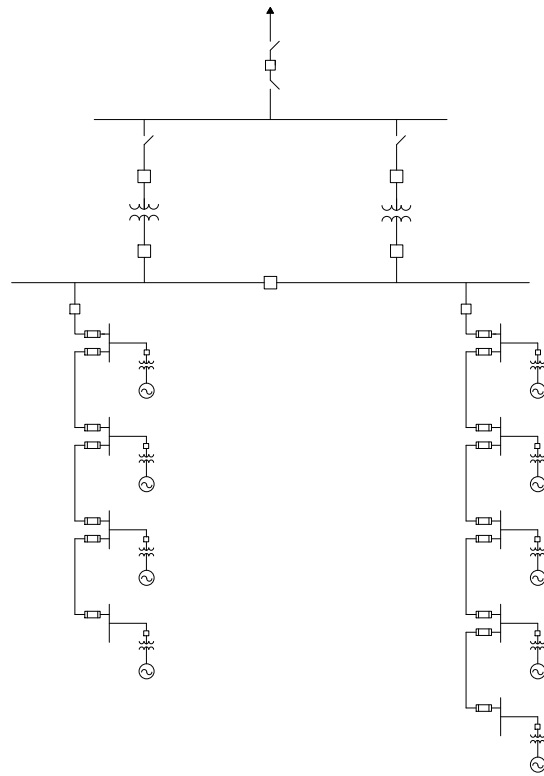


Parque solar de Durango. Cédula de cableado C.D.

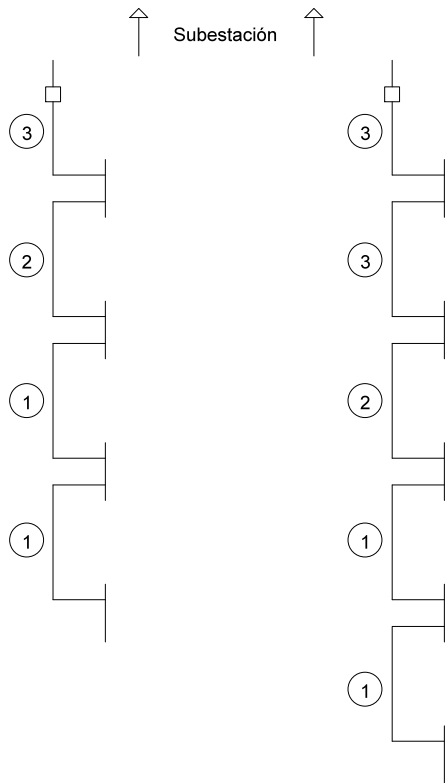


- ① 3.31 mm² (12 AWG)
Tierra: 2.08 mm² (14 AWG)
Cable RHW-2
- ② 85.01 mm² (3/0 AWG)
Tierra: 21.2 mm² (4 AWG)
Cable RHW-2
- ① 26.7 mm² (3 AWG)
Tierra: 13.3 mm² (6 AWG)
Cable RHW-2
- ② 13.3 mm² (6 AWG)
Tierra: 13.3 mm² (6 AWG)
Cable RHW-2

Parque solar de Durango. Diagrama unifilar de C.A.



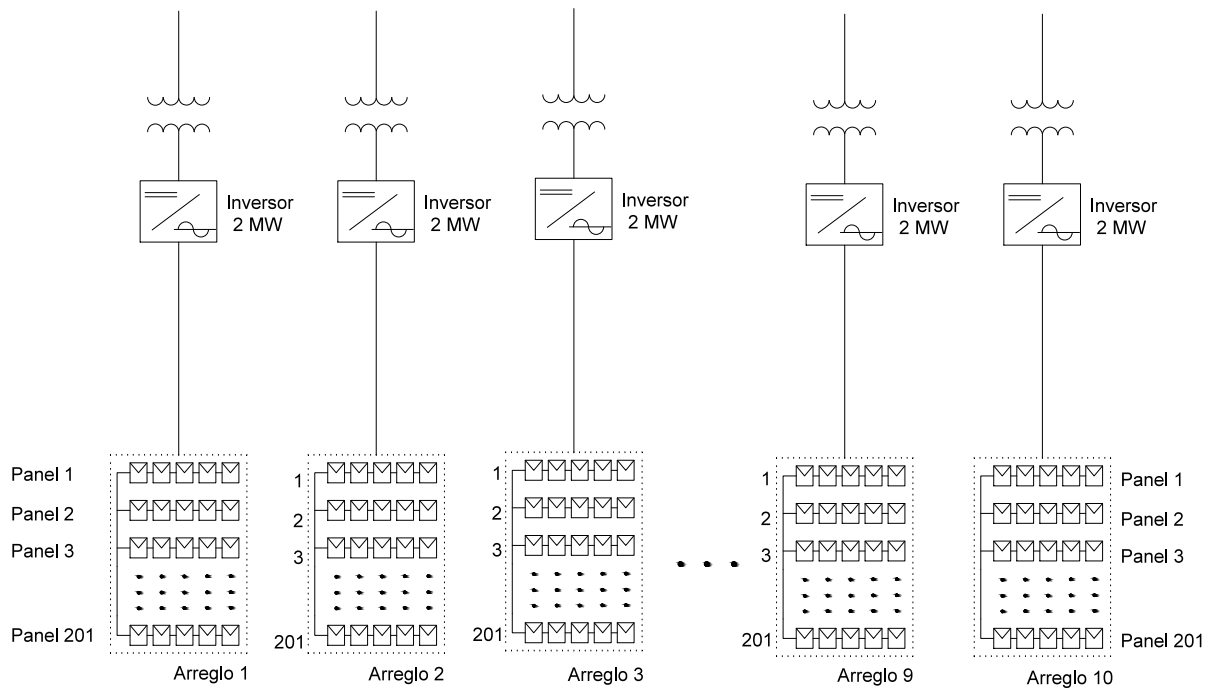
Parque solar de Durango. Cédula de cableado C.A.



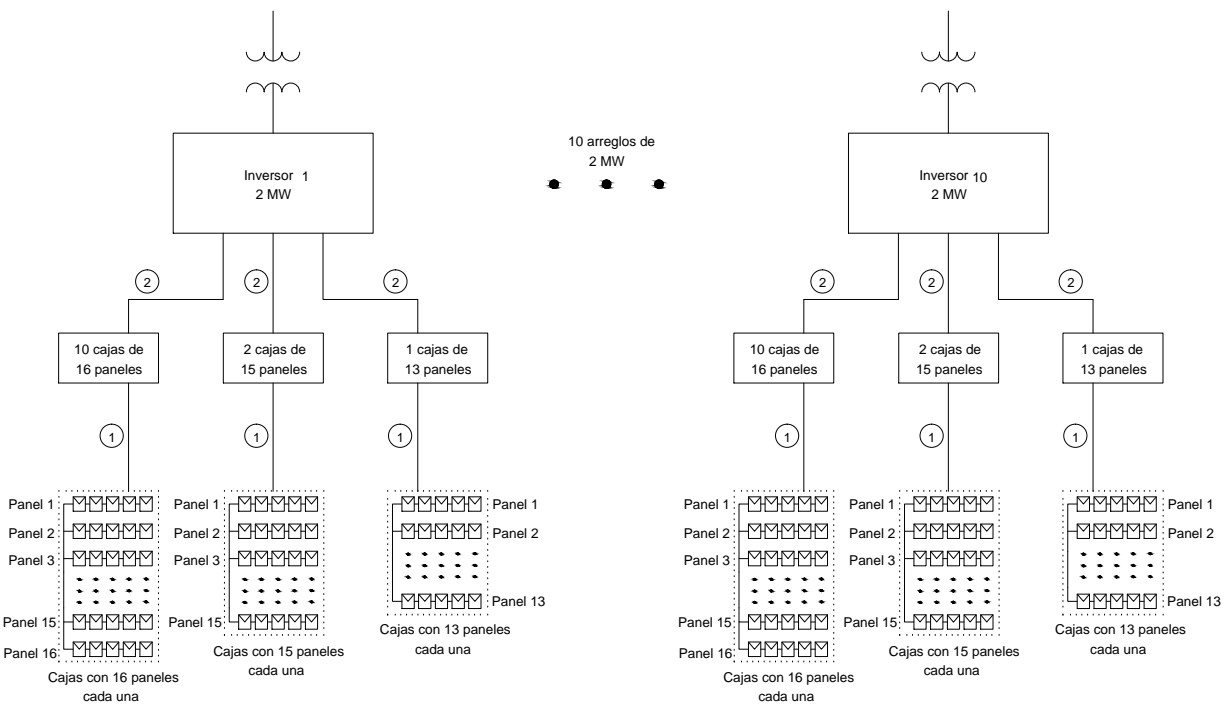
①	53.49 mm ² 1/0 AWG, cable XLP
②	85.01 mm ² 3/0 AWG, cable XLP
③	177 mm ² 350 kcmil, cable XLP

A.2. Parque solar de Sonora

Parque solar de Sonora. Diagrama unifilar de C.D.

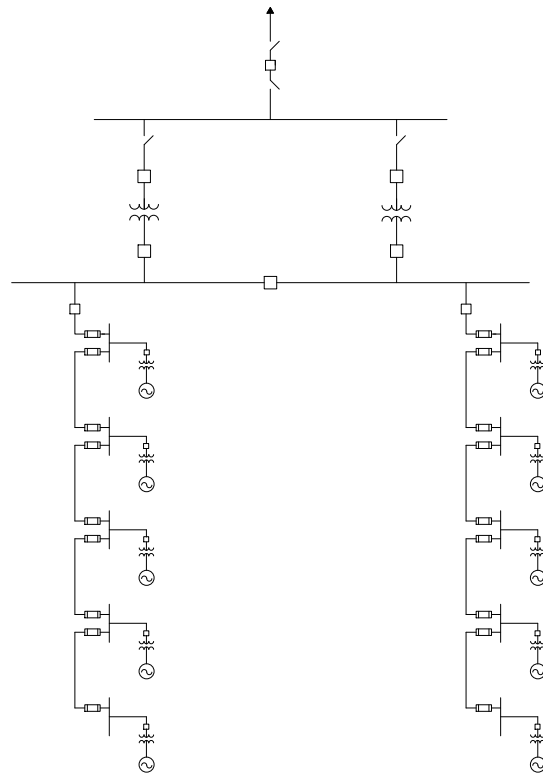


Parque solar de Sonora. Cédula de cableado C.D.

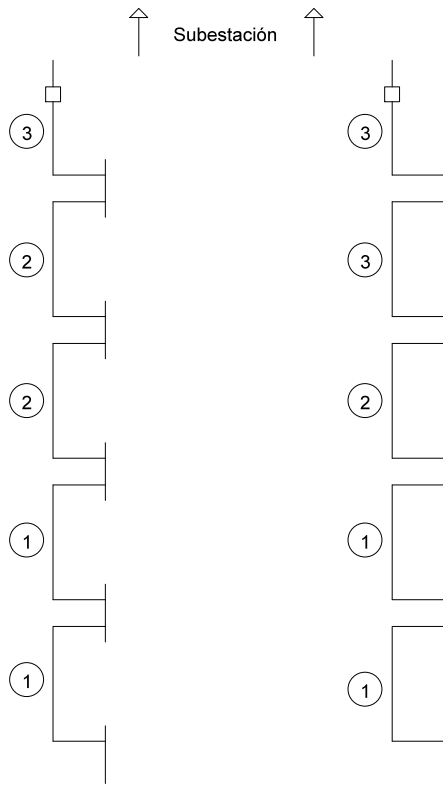


①	3.31 mm ² (12 AWG) Tierra: 3.31 mm ² (12 AWG) Cable RHW-2
②	67.43 mm ² (2/0 AWG) Tierra: 21.4 mm ² (4 AWG) Cable RHW-2

Parque solar de Sonora. Diagrama unifilar de C.A.



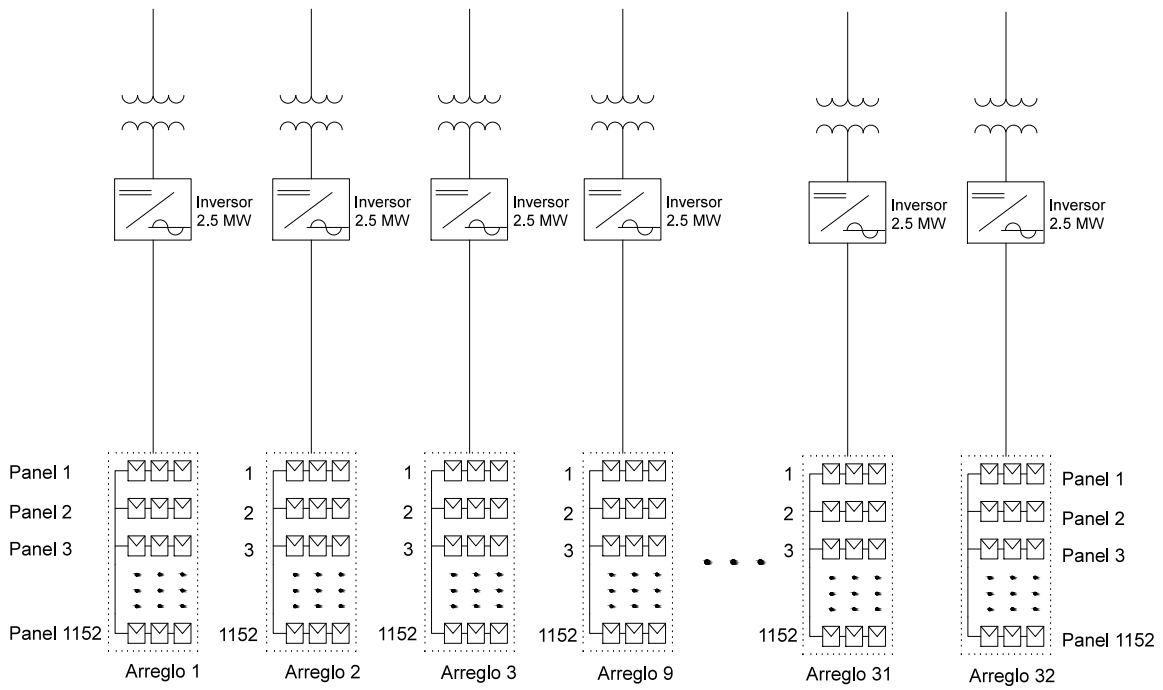
Parque solar de Sonora. Cédula de cableado C.A.



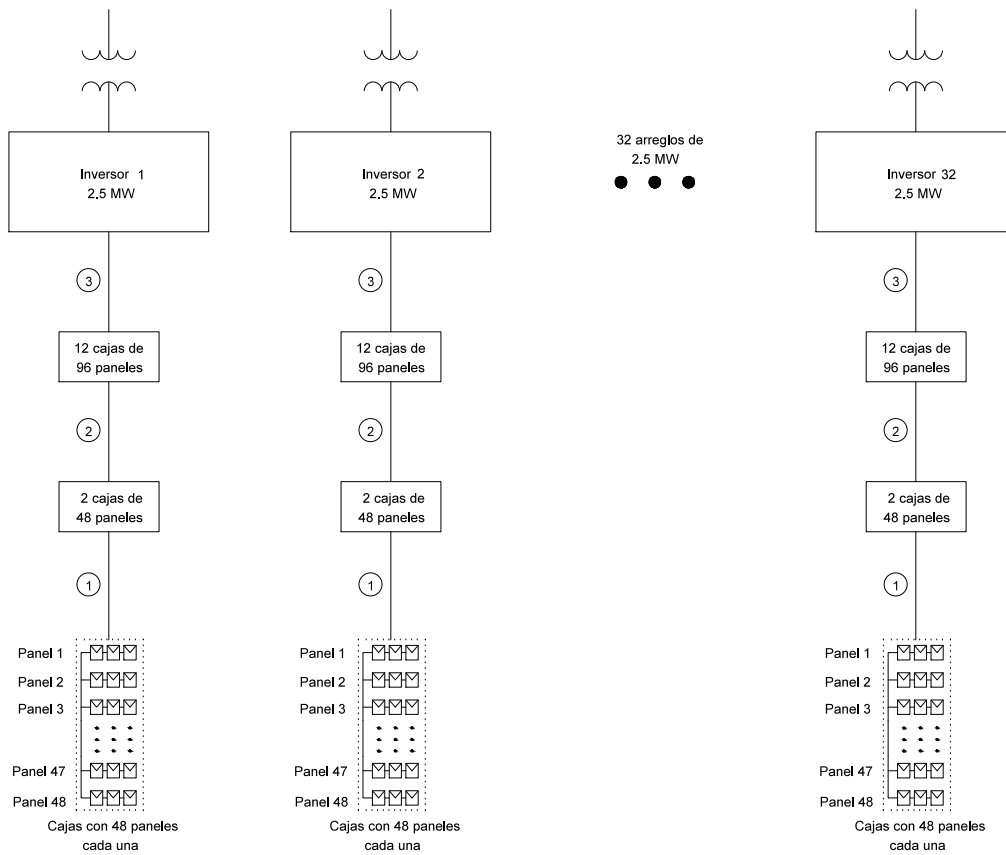
①	67.40 mm ² 2/0 AWG, cable XLP
②	253 mm ² 500 kcmil, cable XLP
③	380 mm ² 750 kcmil, cable XLP

A.3. Planta solar-híbrida de Mexicali

Parque solar de Mexicali. Diagrama unifilar de C.D.

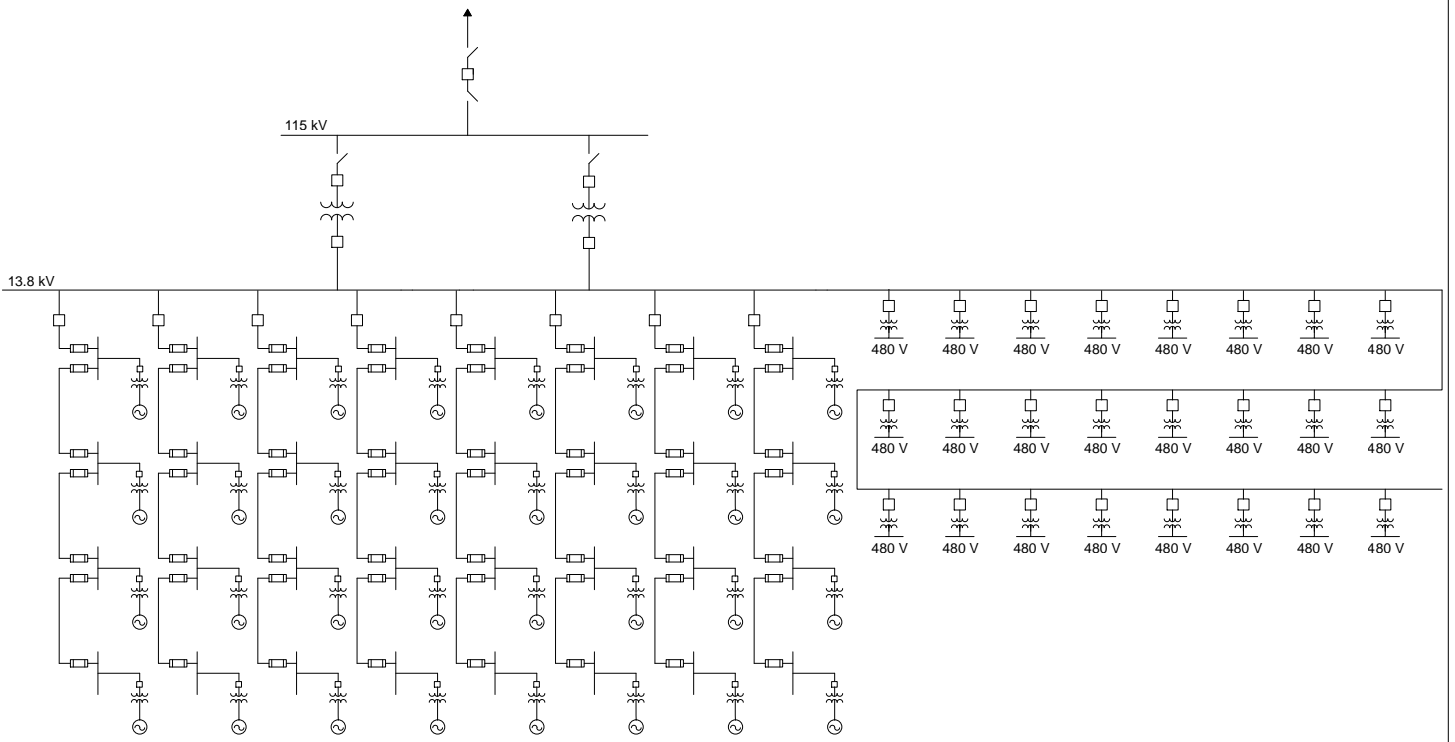


Parque solar de Mexicali. Cédula de cableado C.D.

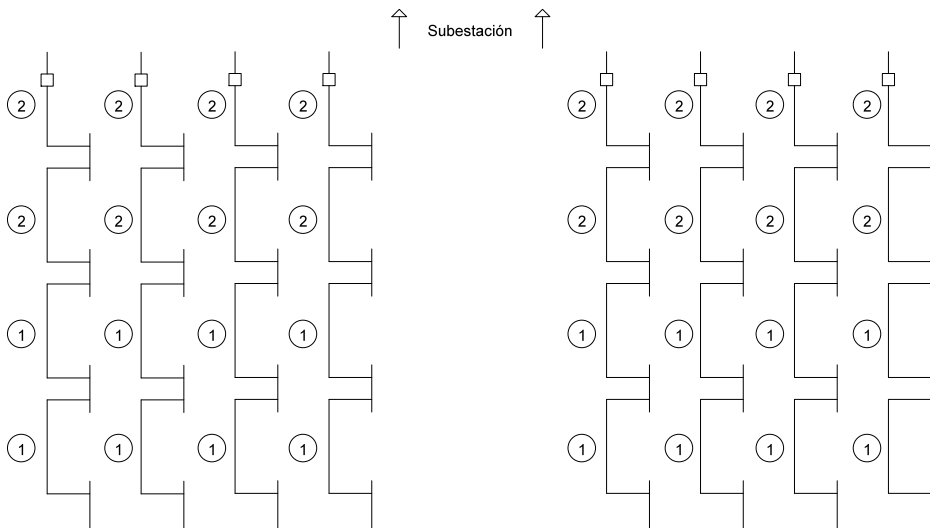


- ① 2.08 mm² (14 AWG)
Tierra: 2.08 mm² (14 AWG)
Cable RHW-2
- ② 107.2 mm² (4/0 AWG)
Tierra: 13.3 mm² (6 AWG)
Cable RHW-2
- ③ 355 mm² (700 kcmil)
Tierra: 33.6 mm² (2 AWG)
Cable RHW-2

Parque solar de Mexicali. Diagrama unifilar de C.A.



Parque solar de Mexicali. Cédula de cableado C.A.



①	53.49 mm ² 1/0 AWG, cable EPR
②	177 mm ² 350 kcmil, cable EPR

Diagrama unifilar de la conexión de las celdas de combustible

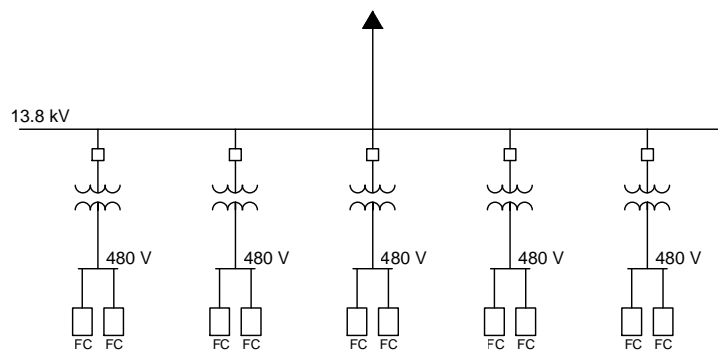
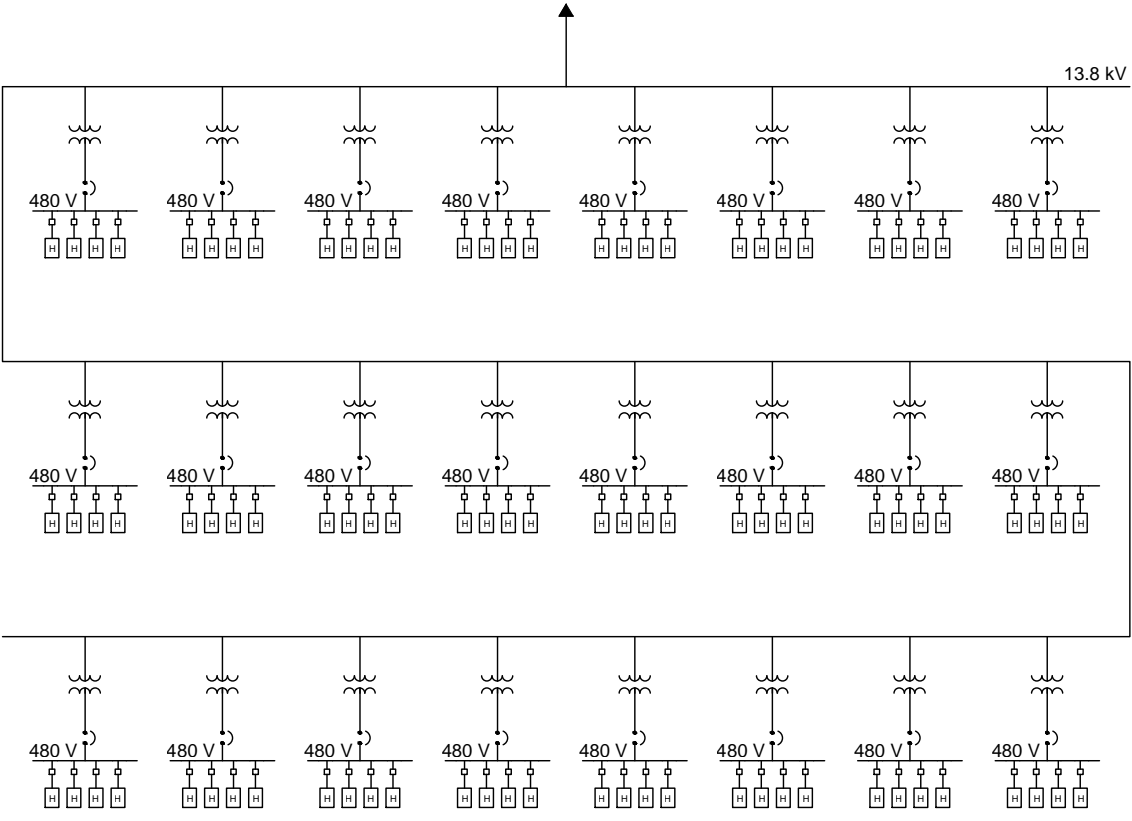


Diagrama unifilar de la conexión de los hidrolizadores



Anexo B

Hojas de datos utilizadas

B.1. Parque solar de Durango



SoloPanel® SP3L is an innovative photovoltaic module based upon Copper, Indium, Gallium, Selenium ("CIGS") semiconductor material electro-deposited on a flexible stainless steel substrate and encapsulated in a state-of-the-art moisture barrier laminate. It is designed for a wide range of applications.



SoloPanel® Model

SP3L

LOW INSTALLED SYSTEM COST

The flexible, lightweight form factor of the SP3L enables rapid and easy installation as well as low cost system integration with a wide variety of mounting solutions. The SP3L module is optimized for commercial and industrial building integration.

HIGH ENERGY PERFORMANCE

SoloPower® is the market leader in high efficiency flexible modules. Modules are designed for superior performance under all light conditions, including low sun angle, providing excellent energy yield throughout the year.

PROVEN DURABILITY

SoloPower® modules are built to meet or exceed UL 1703, IEC 61646 & IEC 61730 standards. Cells and modules are continually subjected to rigorous environmental and accelerated life cycle testing beyond industry standards.

KEY FEATURES

- + One hundred eighty (180) series connected, high efficiency, CIGS solar cells optimize panel performance
- + Low weight, non-penetrating mounting solutions take advantage of the lightweight module characteristics
- + Superior low-sun angle and low light performance provide excellent energy yield
- + Low profile bypass diodes allow for maximum performance under shade conditions
- + Weather resistant front sheet, sealed junction box and protective back sheet provide a long life, reliable and durable package
- + Modules are built to meet and/or exceed UL standard 1703, IEC 61646 & IEC 61730 standards
- + Manufactured in a highly automated state-of-the-art facility
- + 5-year limited warranty against defective materials and workmanship
- + 25-year warranty on power output
- + Designed and manufactured in USA
- + For a complete listing of SoloPower products visit: www.solopower.com

Imagine Integration

SoloPower, Inc. is a US based manufacturer of high-efficiency thin-film photovoltaic modules based on Copper Indium Gallium di Selenide (CIGS). The unique manufacturing process utilizes a low cost, proprietary electro-deposition tool set. The company is headquartered in San Jose, California.

SOLOPOWER® SP3L SPECIFICATIONS



Dimensions 1.146m x 2.197m
 Power Ranges 220-300 Wp

APPLICATIONS

Segments: Commercial, Industrial Rooftop & Utility

ELECTRICAL CHARACTERISTICS (STC)¹

Solopower SP3L		220	240	260	280	300
Rated Power (Pmax) ²	W	220	240	260	280	300
Voltage at Pmax (Vmp)	V	65.1	68.2	70.8	77.1	83.6
Current at Pmax (Imp)	A	3.4	3.5	3.7	3.6	3.6
Short-circuit current (Isc)	A	4.4	4.3	4.4	4.2	4.2
Open-circuit Voltage (Voc)	V	91.8	95.4	97.2	102.6	108.0
Efficiency ³	%	9.5	10.4	11.2	12.1	13.0

- STC standard test conditions: 1000W/m² intensity, Air Mass 1.5, 25°C cell temperature. The power tolerance is -3% / +5% Wp, at STC. The electrical characteristics are within ± 10% unless otherwise specified.
- Stabilized Power.
- Aperture Efficiency.

Solopower SP3L

Temp. Co-efficient of Isc	%/°C	-0.03	Pmp	-0.48	%/°C
Temp. Co-efficient of Voc	%/°C	-0.36			
Max. Series Fuse Rating	A	7			

Maximum DC Voltage

US	VDC	600
EU	VDC	1,000
NOCT	°C	48

PHYSICAL CHARACTERISTICS

Solopower SP3L

Length	86.5 in / 2.197 m
Width	45.1 in / 1.146 m
Thickness	0.1 in / 2.0 mm
Weight	13.2 lbs / 6.1 kg
Roof Load From Module	0.49 lbs/ft ² / 2.4 kg/m ²

QUALIFICATIONS

Certified to Standards: UL 1703, IEC 61646, & IEC 61730.



WARRANTY

Limited Warranty

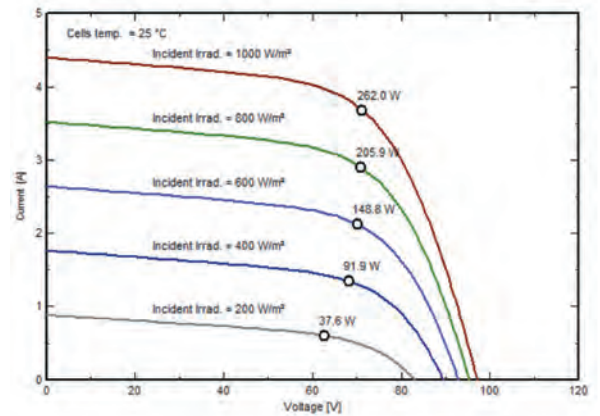
Materials and workmanship: 5 years

Power output: 25 years (90% of nominal rated power for years 1 to 10, 80% of nominal rated power for years 11 to 25). Designed and manufactured in the US.

Contact sales@solopower.com for complete terms of the limited warranty.

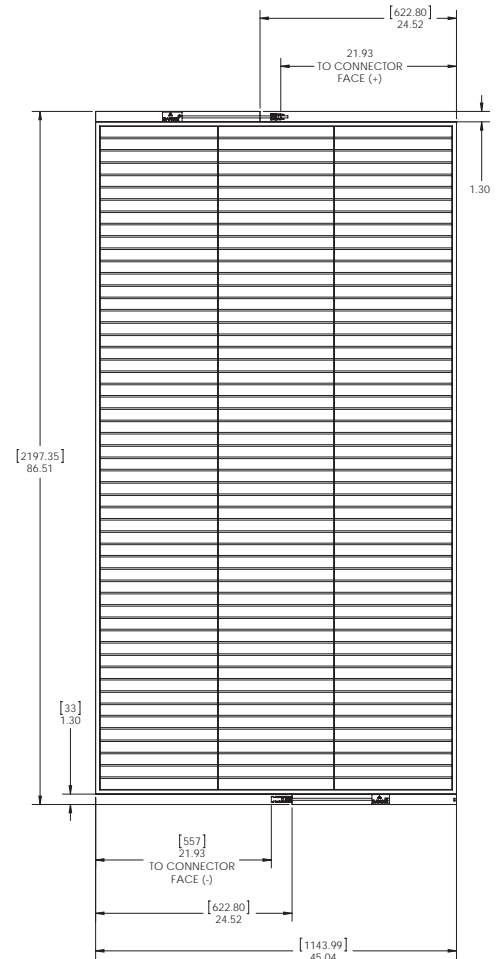
©2012 SoloPower, Inc.® All rights reserved. SoloPower®, the SoloPower® logo, and Solo Panel® are trademarks of SoloPower, Inc.® in the US and other countries.

IV CURVES



Current (A) vs. Voltage (V) at various Irradiance levels

MECHANICAL DRAWING



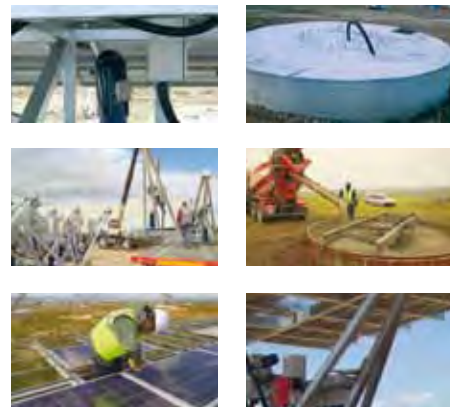
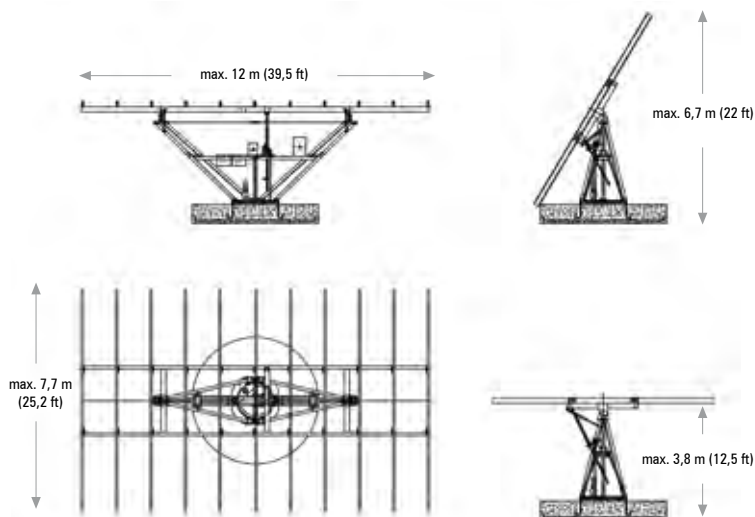
5981 Optical Court
 San Jose, CA USA 95138
 408-281-1582

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Eje de seguimiento	2 EJE: Horizontal y Vertical
Superficie máxima de módulos	92 m ²
Potencia fotovoltaica máxima	13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Gato Mecánico de accionamiento eléctrico
Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°
Altura del seguidor a 60°	6,7 m (desde suelo a módulos superiores)
Consumo de motor	100 kWh/año
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente
Diseño estructura	Estructura "V" sobre corona dentada
Peso sin módulos y sin cimentación	3.000 kg
Armarios eléctricos de automática y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66 Incluye automática, cableado hasta motor y protección del mismo

Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP55 incluye protecciones sobretensión AC, pias y diferencial (sólo para MS TRACKER +)
Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente
Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Módulos a instalar	Cualquier tipo de modulo FV Opcional, perfilera portamodulos
Peso máximo de modulos	1.250 kg
Sistema protección contra viento	Programable. Posicionamiento en horizontal y en veleta a velocidades mayores de 70 km/h (por medido de resbalamiento en motoreductor)
Cimentación	Cimentación superficial circular, 7,5 m ³ hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional , anclaje por tornillo directo
Cumple normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE
Velocidad máxima del viento	140 km/h (87 mph)
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía

ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA



Comprobación del seguidor a 2 ejes mediante programa de elementos finitos



HEADQUARTERS

Pol. Ind. Santos Justo y Pastor, s/n,
31510 Fustiñana, Navarra
ESPAÑA
Tfno.: (+34) 902 107 049
(+34) 948 840 993
Fax: (+34) 902 108 402
(+34) 948 840 702
mecasolar@mecasolar.com
italia@mecasolar.com

GRECIA

Κρήτης 90, περιοχή Βούλγαρη,
Θεσσαλονίκη,
TK 54655
GRECIA
Tfno.: (+30) 2310 799 209
Fax: (+30) 2310 570 597
hellas@mecasolar.com

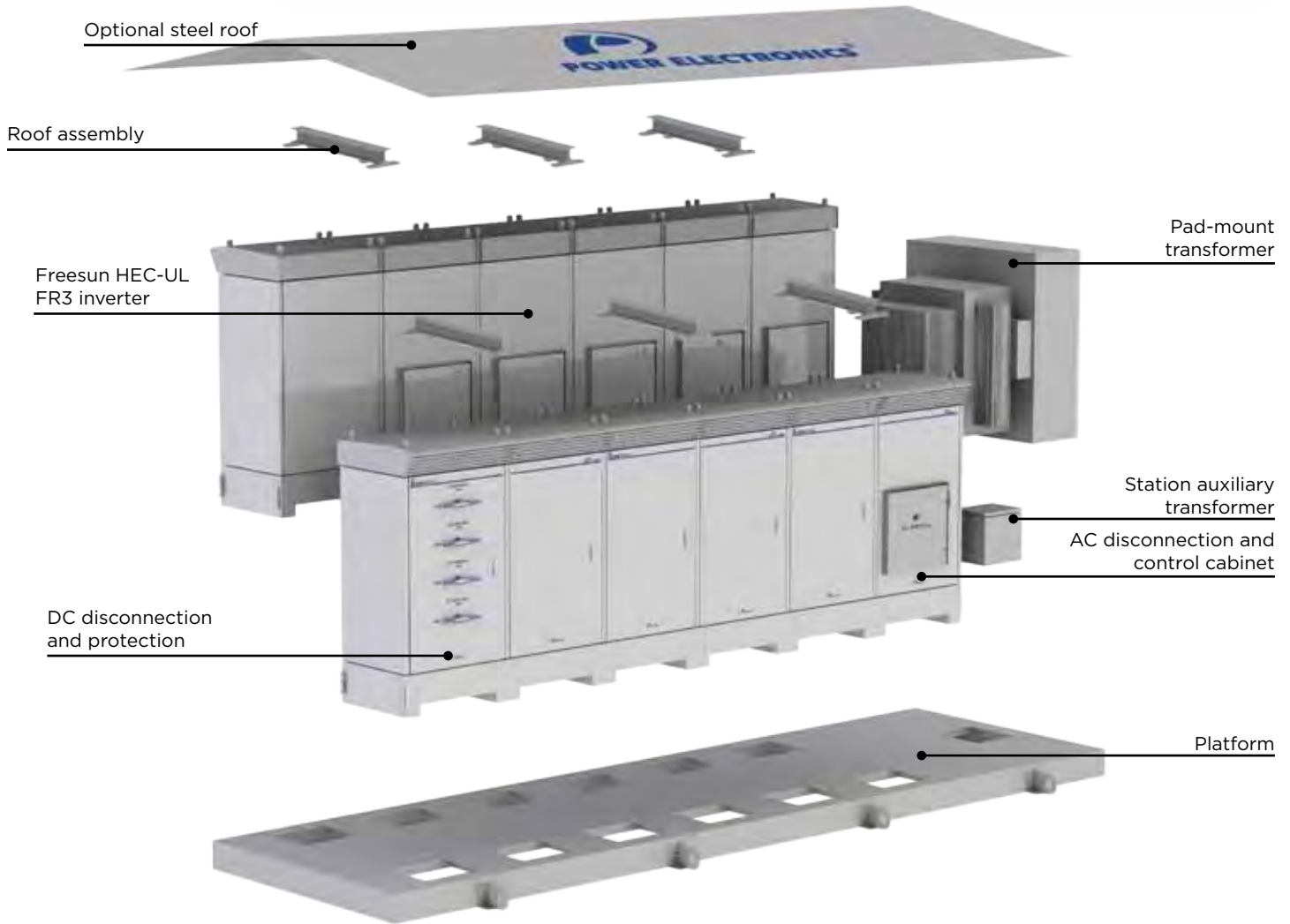
INDIA

Ground floor, Ismail Building,
D. N. Road
Flora Fountain,
Mumbai - 400001
INDIA
Tfno.: (+91) 022 - 4348 4019
Fax: (+91) 022 - 4348 4001
india@mecasolar.com

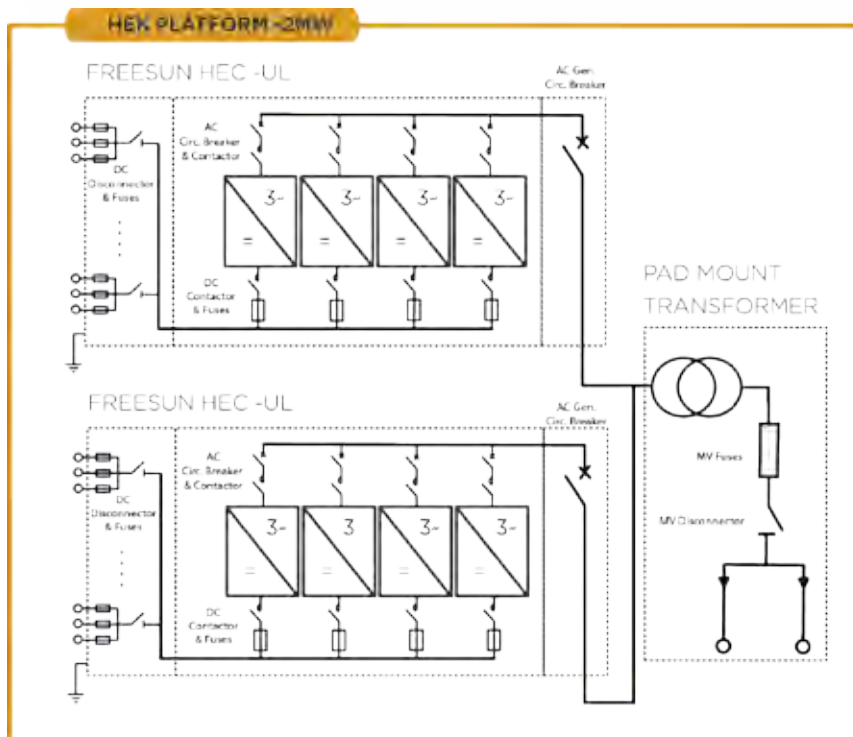
USA - CANADA

3410 Industrial BLVD, Suite 102
West Sacramento, 95691 CA
USA
Tfno.: (+1) 916 374 8722
Fax: (+1) 916 374 8063
usa@mecasolar.com
canada@mecasolar.com

SKID TOPOLOGY



BLOCK DIAGRAM



TECHNICAL CHARACTERISTICS

	INVERTER	Freesun HEK - 1.2MW 1x(FS1200CU+FSHEULDU4S40)	Freesun HE - 2MW 2x(FS1000CU+FSHEULDU4S40)
AC OUTPUT	MV Output Voltage(V)	13.8kV(± 10%)	
	Nominal Power (kVA) @ 50°C	1200kVA	2000kVA
	Rated Output Power (+10%) (kVA) ^[1]	1320kVA	2200kVA
	Inverter Output Voltage (V)	390Vac	330Vac
	Rated Frequency and Variation	60Hz (± 0.2%)	
	Inverter Max. Output Current (A)	1176A	1750A
	Current Harmonic Distortion (THDi)	<3% THDi	
	Power Factor (cosine PHI) ^[2]	0.90 leading...0.90 lagging adjustable	
	Power curtailment (%)	0..110% /0.1% Steps	
TRANSFORMER & MV SWITCHGEAR	Transformer Type	Pad Mount - Liquid Filled with biodegradable oil	
	Input/Output Voltage	0.390kV/13.8kV	2x0.330kV/13.8kV
	Transformer Vector configuration	Dyn11	Dyn11 -Double or Single Winding (TWIN Inverters)
	MV Switchgear	MV on-load switch	
		MV Current limiting Fuses 2 x Split taps above and below (2.5%Increment)	
INPUT W/DU	DC Voltage Range MPPT (VDC) ^[3]	520Vdc-820Vdc	500Vdc-820Vdc
	Max. permissible DC voltage	1000Vdc	
	Max. permissible DC current (A)	2000A	4000Adc
	Max. DC fuse protected connections / Fuses	24 / 400A	48 / 400A
	Nº of ON-Load Disconnecter	4x600A	8x600A
	Max. cable section per input (mm ²) ^[4]	2x240 mm ²	
Array Configuration	Floating earth or grounded pole		
EFFICIENCY	Inverter Max. Efficiency PAC, nom (η)	98.6%	
	Inverter Euroeta (η)	98.3%	
	Inverter CEC Californian efficiency (η)	98.0%	
	Max. Standby Consumption (Pnight)	< approx. 240W	< approx. 480W
AUXILIARY SERVICE	Inverter Power Supply	Built-in transformer 3P -390/400Vac - 208Vac Optional built-in UPS System	Built-in transformer 3P- 330/400Vac - 208Vac Optional built-in UPS System
	Station Auxiliary transformer	Optional 15kVA,30kVA -208V,120V	
	Optional Equipment ^[5]	Communication Cabinet Low Voltage Cabinet	
MECHANICAL DATA	Dimensions (mm) (WxL)	2000x8800	2600x8800
	Weight (kg)	15.000	15.000
	Enclosure	Stainless Steel construction & Rockwool Panel Sandwich isolation	
	Cooling	Independent VSD control cooling - Intake through the bottom part blown out through the top	
ENVIRONMENT	Degree of protection	Outdoor (NEMA3R)/ Electronics NEMA4	
	Permissible Ambient Temperature ^[5]	-20°C ...+50°C, Máx 70°C Power derating 2% Sn (kVA) per °C	
	Humidity	0% to 95% Condensing - Heating resistor controlled by higrometer	
	Max. Altitude (above sea level) ^[5]	1000m; >1000m power derating 1% Sn (kVA) per 100m	
	Noise level ^[6]	< 79 dBA	
CONTROL INTERFACE	Communication	RS232 / RS485 / USB / Ethernet, (Modbus RTU Protocol, Modbus TCP/IP, Optional GSM / GPRS)	
	Inputs & Outputs	2DI, 2AI, 2DO, 1AO programmable per module	
	Interface	3.5" Colour Touch Screen Display/Datalogger (4Gb SD Card), Ethernet Switch, Built-in help system	
	Monitoring	Freesun Data Center, Freesun Web Portal, Open Modbus RTU protocol	
GRID SUPPORT & STANDARDS	Grid Support Functions	LVRT, HVRT, ZVRT, FRT, Ramp rate, Reconnection, Anti-Islanding, Power curtailment, PF control, Remote Stop, Compatible with every local requirement	
	Protections	E-Stop, 2xHV, 2x LV, 2xHF, 2xLF, current & voltage unbalance, OC protections, others consult PE	
	Standards Freesun Inverter	UL1741, CSA 22.2 No.1071-01, IEEE1547,	
	Standards Power Transformer	IEEE - C57.12.00, IEEE C57.12.34, IEEE C57.12.28, IEEE, C57.12.29, IEEE C57.12.70, IEEE, C57.12.80, IEEE C57.12.90, IEEE C57.9 and NEMA	

[1] Maximum ambient temperature 40°C, reactive power injection..

[2] Available adjustable power factor 0.80leading...0.80 lagging, under request.

[3] Values at 1.05•Vac nom and cos Φ= 1.

[4] Maximum DC cable section per connexion and pole. The installer must also consider for the cable selection the factors such as length of cable for each installation, environmental conditions, aluminium conductors, installation methods and requirements set out in current regulations applicable in the country of installation.

[5] Other characteristics consult with Power Electronics.

[6] Sound pressure level at a distance of 1m from the rear part.

TEALSOLAR™ COMBINER BOX

CONFIGURABLE STRING ARRAY COMBINER BOXES FOR COMMERCIAL & INDUSTRIAL SCALE SOLAR PV SYSTEMS - INCLUDING INTEGRATED DC DISCONNECT & TVSS



TEALSOLAR CONFIGURABLE
COMBINER BOX -
EXAMPLE OF 20-STRING COMBINER
WITH INTEGRATED DISCONNECT
& TVSS IN A NEMA 4X FIBERGLASS
ENCLOSURE

THE TEALSOLAR™ CONFIGURABLE COMBINER BOX:

The TEAL Electronics Configurable Combiner Boxes are designed for Solar Photovoltaic (PV) installations to combine the output of multiple strings of PV modules for connection to the inverter. In a large PV array, multiple PV modules are connected in series in a string to build the voltage up to proper levels for the inverter. Multiple strings of PV modules are then combined together to multiply the string output currents to higher levels for input into the inverter. In multiple string systems, each string must be protected from over-current (fused typically) before being paralleled and connected to an inverter.

The TEALSolar™ Configurable Combiner Box is available in configurations supporting from 8 strings to 36 strings. The TEALSolar™ Configurable Combiner is certified to 600VDC for 600VDC rated fuses. Available fuse sizes can be 8A, 10A, 12A, 15A, 20A, 25A, or 30A. Typically, the fuse size you chose is at least 1.56 x the short circuit current rating (Isc) of the PV module (or string) that the fuse protects.

The TEALSolar™ Configurable Combiner is available in NEMA 3R (Painted Steel), NEMA 4 (Painted Steel or Stainless Steel), or NEMA 4X (Fiberglass or Stainless Steel) enclosures for outdoor use. The TEALSolar™ Configurable Combiner was designed to be easy to mount and connect on-site.

TEALSOLAR™ COMBINER BOX FEATURES INCLUDE:

- Listed to UL 1741 for all 600VDC applications and select 1000VDC applications
- Designed to meet IEC 62109-1 and CSA C22.2 No. 107.1 (Sept. 2001) @ 1000V
- Configurable in the following wall-mount outdoor enclosure types:
 - Painted Steel (NEMA type 3R or 4)
 - Fiberglass (NEMA type 4X)
 - Stainless Steel (NEMA type 4 or 4X)
- Configurable in the following enclosure sizes (not all sizes available in all types):
 - 16”h x 16”w x 6”d - Some 8 string configurable units
 - 24”h x 16”w x 8”d - Some 8, 12 & 16 string configurable units
 - 20”h x 20”w x 8”d - Some 12, 16 & 20 string configurable units
 - 24”h x 24”w x 8”d - Some 12, 16 & 20 string configurable units
 - 30”h x 24”w x 8”d - Some 16, 20, 24, 28, 32, & 36 string configurable units
 - 36”h x 30”w x 8”d - Some 24, 28, 32, & 36 string configurable units
 - 36”h x 30”w x 12”d - Some 28, 32, & 36 string configurable units
- Simplified input & output wiring with working room for easy connection & maintenance
- Designed for conduit feed from the bottom, with top feed capability (Note: proper feed-through connectors are required to maintain NEMA 4 and 4X rating)



We Power Technology™

SPECIFICATIONS - TEALSOLAR™ CONFIGURABLE COMBINER BOX

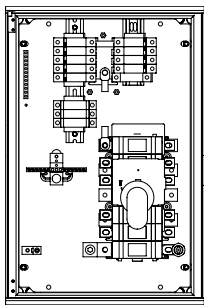
TEALSOLAR™ CONFIGURABLE COMBINER BOX FEATURES INCLUDE (CONTINUED):

- Designed and rated for -25C to +50C ambient temperatures with terminals rated for 90C wire ratings
- Proprietary bus-work for combined high current conductors in discrete sizes of:
 1. ≤160A, with a single output connection for wire sizes of 6AWG to 350MCM
 2. 161A to 250A, with either a single output connection for wire sizes of 6AWG to 350MCM or a dual output connection for wire sizes of 6AWG to 350MCM
 3. 251A to 315A, with either a single output connection for wire sizes of 4AWG to 500MCM or a dual output connection for wire sizes of 6AWG to 350MCM
 4. 316A to 400A, with a dual output connection for wire sizes of 6AWG to 350MCM

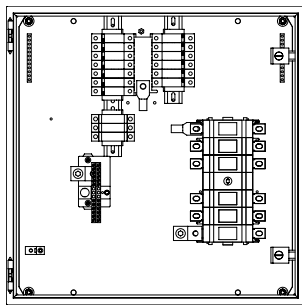
NOTE: The bus current rating is calculated by multiplying the short circuit current rating of the string module by the number of strings and by 1.25 [$I_{sc} \times (\# \text{ of strings}) \times 1.25 = \text{bus current}$]

- Includes as standard the optional integrated DC Disconnect switch, rated at the appropriate bus current rating
- Includes as standard the optional integrated Transient Voltage Surge Suppression (TVSS) device

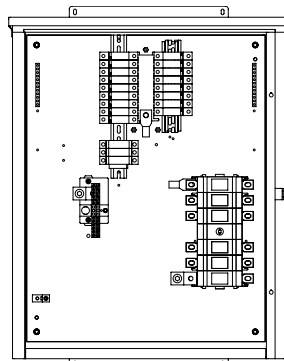
PHYSICAL SPECIFICATIONS EXAMPLES:



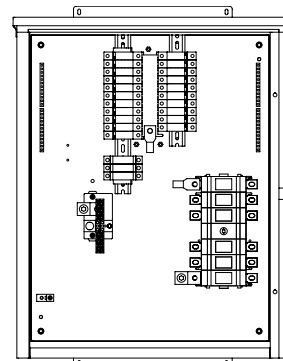
8-STRING
WITH
DISCONNECT
& TVSS



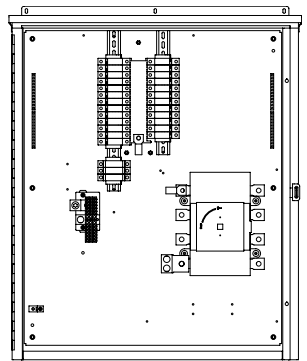
12-STRING
WITH
DISCONNECT
& TVSS



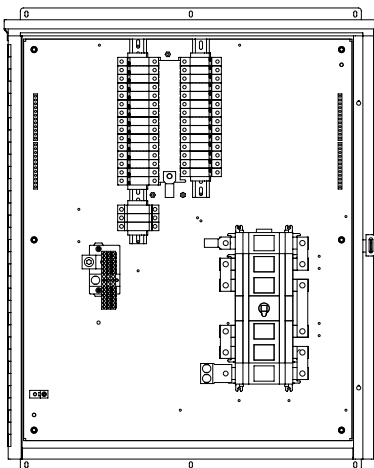
16-STRING WITH
DISCONNECT & TVSS



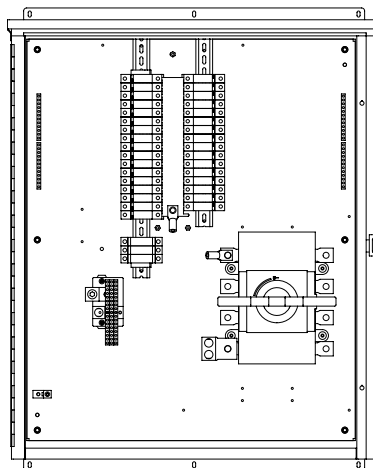
20-STRING WITH
DISCONNECT & TVSS



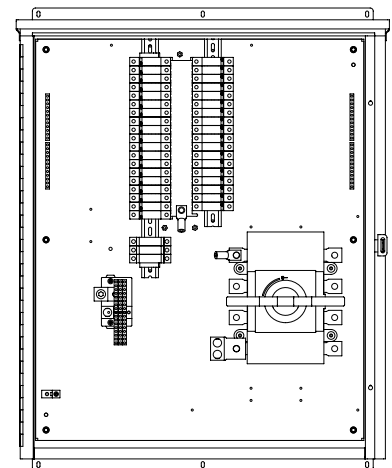
24-STRING WITH
DISCONNECT & TVSS



28-STRING WITH
DISCONNECT & TVSS



32-STRING WITH
DISCONNECT & TVSS



36-STRING WITH
DISCONNECT & TVSS

TEAL ELECTRONICS CORPORATION

10350 Sorrento Valley Road • San Diego, CA 92121

800.888.8325 • 858.558.9000 • Fax: 858.558.9500

WWW.TEAL.COM



DESIGNED AND MANUFACTURED EXCLUSIVELY BY TEAL ELECTRONICS CORPORATION, SAN DIEGO, CA
TEALSOLAR™ CONFIGURABLE COMBINER BOX - OCT 11 - COPYRIGHT © 2011 - TEAL ELECTRONICS CORPORATION

B.2. Parque solar de Sonora

BENEFITS

Highest Efficiency

SunPower™ Solar Panels are the most efficient photovoltaic panels on the market today.

More Power

Our panels produce more power in the same amount of space—up to 50% more than conventional designs and 100% more than thin film solar panels.

Reduced Installation Cost

More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

Reliable and Robust Design

Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations.



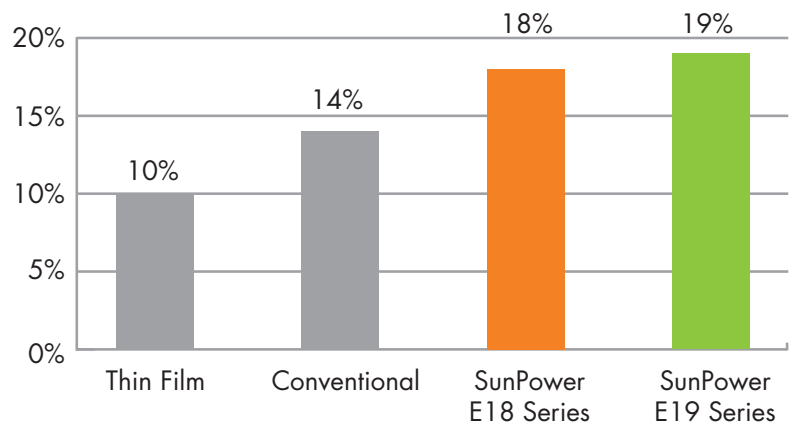
SPR-425E-WHT-D



A new standard for power plants.

The SunPower® 425 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 128 back-contact solar cells, the SunPower 425 delivers a total panel conversion efficiency of 19.7%. The panel's reduced 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



Electrical Data

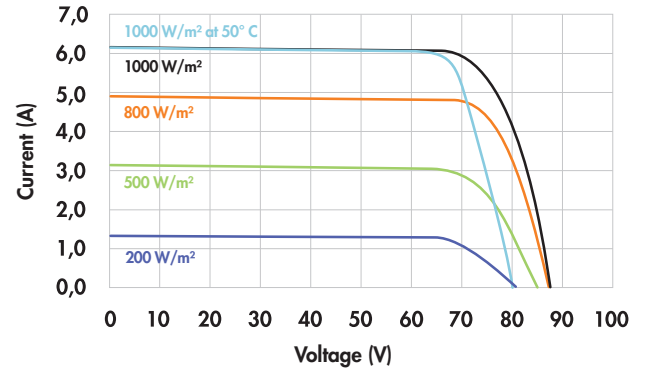
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000W/m², AM 1.5, and cell temperature 25° C

Peak Power (+/-5%)	P _{max}	425 W
Efficiency	η	19.7 %
Rated Voltage	V _{mpp}	72.9 V
Rated Current	I _{mpp}	5.83 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	85.6 V
Short Circuit Current	I _{sc}	6.18 A
Maximum System Voltage	UL	600 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		15 A

Mechanical Data

Solar Cells	128 SunPower all-back contact monocrystalline	
Front Glass	High transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating	
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes Dimensions: 32 x 155 x 128 (mm)	
Output Cables	1000 mm length cables/ MultiContact (MC4) connectors	
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063 (silver); stacking pins	
Weight	56.0 lbs. (25.4 kg)	

I-V Curve



Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature.

Tested Operating Conditions

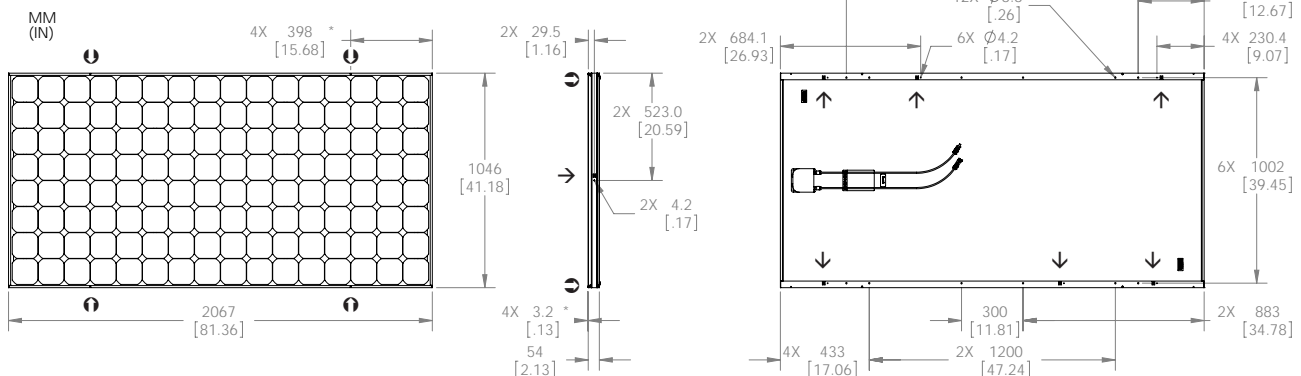
Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to + 85° C)
Max load	50 psf (245 kg/m ²) (2400 Pa) front and back – e.g. wind
Impact Resistance	Hail 1 in (25 mm) at 52mph (23 m/s)

Warranties and Certifications

Warranties	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	Tested to UL 1703. Class C Fire Rating

Dimensions

- Grounding Holes
- ⊙ Stacking Pins



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

Visit sunpowercorp.com for details

FS Duo

- Maximaler Vorfertigungsgrad
- Keine Bodenversiegelung
- Schnelle und einfache Montage
- Perfekt aufeinander abgestimmte Systemkomponenten
- Hohe Wirtschaftlichkeit
- 5 Jahre Haltbarkeitsgarantie



Das Freiflächen-Montagesystem FS wird seit vielen Jahren in zahlreichen Projekten in Deutschland, wie im übrigen europäischen und außereuropäischen Raum erfolgreich eingesetzt.

Sämtliche dort gewonnenen Erfahrungswerte sind in die neue Entwicklung aus Stahl eingeflossen und führen zu einer noch günstigeren Variante der PV-Montage. Gerade im Bereich der Freiflächenanlagen ist durch den immer höher werdenden Kostendruck eine bestmögliche Materialausnutzung unumgänglich. Dies ist mit dem FS-Stahl konsequent umgesetzt worden.



Zweistützer ohne Diagonale

Projektbezogen werden auf Wunsch alle Möglichkeiten der Vormontage im Hause genutzt, um die Montagegeschwindigkeit auf der Baustelle zu optimieren. Verfügbar ist das Zweistützen-Gestell in zwei Varianten - mit oder ohne Diagonalstrebe. Zwei Grundvarianten mit oder ohne Diagonalstrebe erlauben je nach Bodenbeschaffenheit eine individuelle Projektierung mit maximaler Wirtschaftlichkeit.

FS Duo - Ihre Vorteile

- Effiziente Materialausnutzung
- Auf das Gelände angepasste größere Stützenabstände sind möglich
- Verzinkte Blechkanten durch bandverzinktes Material
- Mittlere Zinkschichtdicke bis 80µm

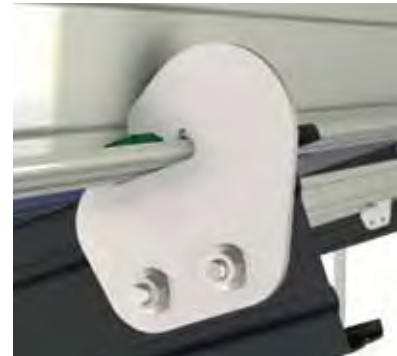


Zweistützer mit Diagonale



Kurzbeschreibung Montage

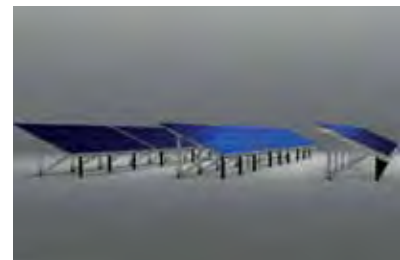
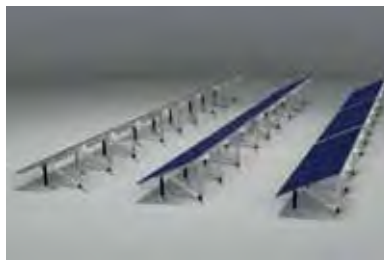
Das Binderprofil wird an den gerammten U-Profilen fixiert. Die Modultragprofile werden über Verbinderhaken eingehängt und mit einem Edelstahl-Spannschuh fixiert. Dazu wird der Spannschuh mittels Hammer auf Passung eingeschlagen, so dass eine feste Verbindung mit Vorspannung besteht. Daraus ergibt sich eine dauerhaft beständige Stabilität auch bei erschwerten Bedingungen.



Technische Daten

Material	Befestigungselemente, Schrauben: Stahl, feuerverzinkt bzw. Edelstahl (Spannschuh, Schrauben) Profile: Stahl, feuerverzinkt Rammfundamente: Stahl, feuerverzinkt
Logistik	<ul style="list-style-type: none"> • Einzelteillieferung bzw. auf Wunsch auch maximaler Vormontagegrad möglich • An die Montage angepasste Verbringung auf die Baustelle
Konstruktion	<ul style="list-style-type: none"> • Schnelle und einfache Montage
Lieferung und Leistung	<ul style="list-style-type: none"> • Bodenuntersuchung und Bodenstatik • Individuelle Gestellstatik auf Basis regionaler Daten • Rammung der Fundamente und Lieferung des gesamten Montagematerials • Optional: Gestellmontage • Optional: Komplette Modulmontage
Statik	<ul style="list-style-type: none"> • Individuelle Geländestatik auf Basis eines Bodengutachtens • Individuelle Systemstatik auf Basis der regionalen Belastungswerte • Lastannahmen nach DIN 1055, Teil 4 (03/2006), Teil 5 (06/2005), Teil 100 (03/2001), Eurocode 1 (06/2002), DIN 4113, DIN 18800, Eurocode 9 und weitere bzw. entsprechende länderspezifische Normen • Hocheffiziente, materialsparende Profilgeometrien • Nachweisführung aller Konstruktionsbauteile auf Basis FEM-Berechnung

Weitere Informationen unter: www.schletter.de



COMMERCIAL INVERTERS

SGI 225
 SGI 250
 SGI 266
 SGI 300
 SGI 500
 SGI 500PE

FEATURES

- 97.5% CEC efficiency
- Highest CEC efficiency in the industry
- Built-in redundancy
- Fully-integrated design
- Subcombiner options
- 480 VAC or 600 VAC
- Modbus communications
- User-interactive LCD

OPTIONS

- Uptime guarantee
- Stainless steel enclosure
- Web-based monitoring
- Built-in cellular connectivity

OPTIONS FOR UTILITIES

- Real power curtailment
- Reactive power control
- Voltage ride through
- Frequency ride through



COMMERCIAL INVERTERS

Solectria Renewables' SMARTGRID 225-500PE series of inverters boasts an industry leading 97.5% CEC weighted efficiency which translates into significantly greater energy production and cost savings over the lifetime of the system. The SGI line has been deployed in a large number of commercial and utility-scale PV systems across North America ranging from 200kW to multi-MW. Our customers find these inverters to be the most cost-effective, reliable and efficient in the market. The SGI product family offers options such as voltage and frequency ride through, controlled ramp rates and real power curtailment. Such critical utility options, combined with unsurpassed efficiencies and the lowest nighttime tare loss in the industry, earmark the SGI Series as the premier inverter for next generation large commercial and utility-scale systems.



Built for the real world

SPECIFICATIONS	SGI 225	SGI 250	SGI 266	SGI 300	SGI 500	SGI 500PE
DC Input						
Absolute Maximum Input Voltage	600 VDC					
MPPT Input Voltage Range	300-500 VDC					
Maximum Operating Input Current	768 A	853 A	908 A	1026 A	1721 A	1712 A
Strike Voltage	390 V					
AC Output						
Nominal Output Voltage	480 or 600 VAC, 3-Ph (3-wire standard, 4-wire optional)					
AC Voltage Range	-12%/+10%					
Continuous Output Power	225 kW	250 kW	266 kW	300 kW	500 kW	
Continuous Output Current	480 VAC	271 A	301 A	320 A	360 A	602 A
	600 VAC	217 A	240 A	256 A	289 A	480 A
Maximum Backfeed Current	0 A					
Nominal Output Frequency	60 Hz					
Output Frequency Range	57-63 Hz					
Power Factor	Unity, >0.99					
Total Harmonic Distortion (THD)	< 3%					
Efficiency						
Peak Efficiency	98.0%	98.0%	98.0%	97.9%	97.9%	98.3%
CEC Efficiency (480 VAC)	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%	97.0%	97.5%
Tare Loss	28 W				32 W	
Subcombiner Options						
Fuses or breakers	6 positions, 225-400 A				8 positions, 225-400 A	
	12 positions, 110-200 A				16 positions, 110-200 A	
Fuses only	24 positions, 70-100 A				32 positions, 70-100 A	
Temperature						
Ambient Temperature Range (full power)	-40°F to +122°F (-40°C to +50°C)					
Storage Temperature Range	-40°F to +158°F (-40°C to +70°C)					
Relative Humidity (non-condensing)	5-95%					
Data Monitoring						
Optional SolrenView Web-based Monitoring	Integrated					
Optional Revenue Grade Monitoring (Integrated)	400 A				800 A	
Optional SolZone™ Sub-Array Monitoring (DC Current)	6 zones				8 zones	
Optional Cellular Communication	SolrenView AIR					
External Communication Interface	RS485 SunSpec Modbus RTU					
Testing & Certifications						
Safety Listings & Certifications	UL 1741/IEEE 1547, IEEE 1547.1, CSA C22.2#107.1, FCC part 15 B					
Maintenance outage power factor per IEEE 762-2006	0.1					
Testing Agency	ETL					
Warranty						
Standard	5 year					
Optional	10, 15, 20 year; extended service agreement; uptime guarantee					
Enclosure						
dBA rating	< 60 dBA @ 5m					
Transformer	Standard, fully-integrated (internal); External optional					
AC Breaker/DC Disconnect	Fully-integrated (internal)					
Dimensions (H x W x D)	79 in. x 109 in. x 41 in. (2007 mm x 2769 mm x 1041 mm)					
Shading Set Back	137" (3480 mm) at 30° solar elevation					
Weight	5170 lbs (2350 kg)	5650 lbs (2568 kg)	5650 lbs (2568 kg)	5650 lbs (2568 kg)	6980 lbs (3173 kg)	7107 lbs (3230 kg)
Enclosure Rating	Type 3R					
Enclosure Finish	Polyester powder coated steel; Optional 316 stainless steel					
dBA rating	< 60 dBA @ 5m					

MSS 1MW MSS 1.5MW MSS 2MW

FEATURES

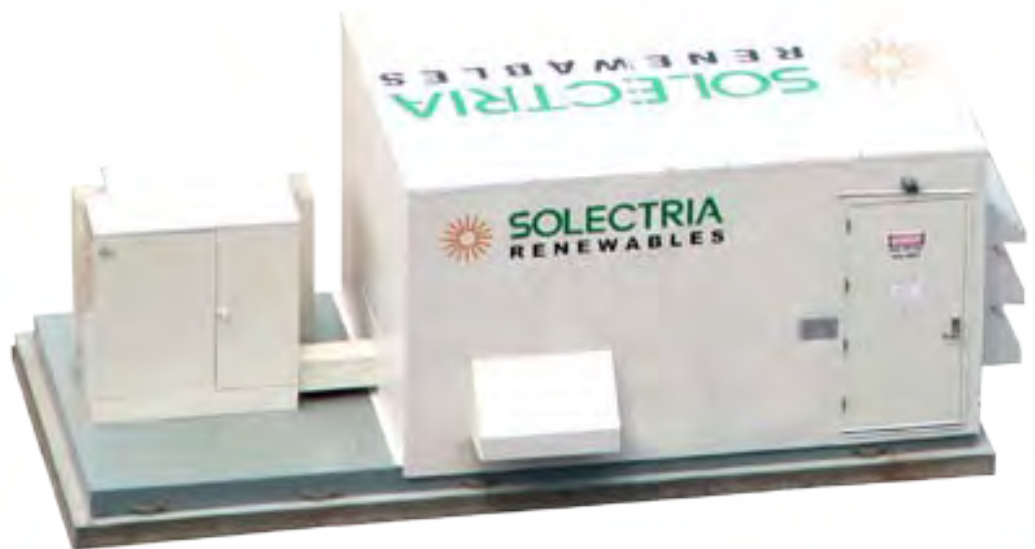
- Various station sizes: 800kW to 2MW; 1MW, 1.5MW, 2MW standard
- Integrated stations
- Direct connection to MV utility power
- Quick & easy installation

OPTIONS

- Uptime guarantee

OPTIONS FOR UTILITIES

- Real power curtailment
- Reactive power control
- Voltage ride through
- Frequency ride through



MEDIUM VOLTAGE SMARTGRID STATIONS

The Megawatt Solar Station (MSS) solutions provide a fully-integrated inverter solution containing premium efficiency components unprecedented in the industry. The MSS is available in two options – skid or enclosure. The station combines the Solectria Renewables SGI 500 (500 kW SMARTGRID Inverter), 2.5-35 kV medium voltage switchgear, MV transformer for multi-megawatt projects. All components arrive at a customer site assembled in one station, saving the additional time and cost of installing and wiring separate components.



SPECIFICATIONS	MSS 1MW SKID	MSS 1MW ENCLOSURE	MSS 1.5MW SKID	MSS 1.5MW ENCLOSURE	MSS 2MW SKID	MSS 2MW ENCLOSURE
Structural						
Dimensions (H x W x D)	89.3 in. x 258 in. x 137 in. (2268.5 mm x 6553.2 mm x 3479.8 mm)	120 in. x 312 in. x 138 in. (3048 mm x 7924.8 mm x 3505.2 mm)	89.3 in. x 392 in. x 137 in. (2268.5 mm x 9956.8 mm x 3479.8 mm)	120 in. x 462 in. x 138 in. (3048 mm x 11734.8 mm x 3505.2 mm)	89.3 in. x 392 in. x 137 in. (2268.5 mm x 9956.8 mm x 3479.8 mm)	120 in. x 462 in. x 138 in. (3048 mm x 11734.8 mm x 3505.2 mm)
Weight	33,000 lbs (15,000 kg)	39,000 lbs (17,727.3 kg)	52,000 lbs (23,636.4 kg)	53,500 lbs (23,318.2 kg)	60,000 lbs (27,273 kg)	62,000 lbs (28,181.8 kg)
Color	Frisco White; Other colors optional					
Baseframe	Structural steel; conforms to ASTM A36; shop welded					
Flooring (Enclosure)	3/4" fire rated plywood or 1" skid guard or 3/16" diamond tread steel plate or 1/4" diamond tread aluminum plate; insulation optional					
Walls (Enclosure)	Post minimum 14 gauge galvanized, shop welded to structural steel base frame & roof z-bracket					
Siding (Enclosure)	Full length, tight fitted, weather tight & weather proof; standard 22 gauge factory painted stucco aluminum; optional 24 gauge factory painted steel					
Roof (Enclosure)	Full length, tight fitted, weather tight & weather proof; EPDM membrane roof optional; bows are c-style 16 gauge galvanized at 24"; sloped at 1" minimum pitch; insulation optional					
Door (Enclosure)	Minimum 20 gauge hollow metal doors with R2.4 insulation; interior panic button; door closer; exterior drip strips					
Electrical						
General	All MSS components are UL or ETL listed and in full compliance with the National Electric Code (NEC)					
Lighting (Enclosure)	Interior florescent lighting; 4 ft or 8 ft T8 high output light fixtures; optional other light fixtures					
Conduit & Fittings	Electrical metallic tubing (EMT) or flexible metal conduit; not less than 1/2" diameter					
Light Switches (Enclosure)	20A, 250V minimum, UL listed					
Receptacles	20A, 125 V single or duplex, UL listed weather tight & approved for outdoor use; GFCI receptacles to be specified; cover plates are galvanized steel					
Wireways & Cables	All MSS components are UL or ETL listed and in full compliance with the National Electric Code (NEC)					
Mechanical						
Air Conditioning	Optional wall mounted unit					
Fire Extinguisher	1, 8 lb. multi-purpose dry chemical fire extinguisher included (HMIS 1-0-0)					
Medium Voltage Transformer						
Nominal Output Power	1000 kVA, 3-Ph		1500 kVA, 3-Ph		2000 kVA, 3-Ph	
Utility Connection Voltage	2500-35000 VAC					
Utility Connection kV Class	15 kV / 25 kV / 35 kV					
Taps	(2) 2.5% above & (2) below nominal					
Frequency	60 Hz					
Inverter Output Voltage	480Y/277					
Inverter Output kV Class	1.2 kV					
Cooling Class	KNAN					
Insulating Fluid	Envirotemp FR3					
Overcurrent Protection	Partial range current-limiting fuses					
Configuration	Dead front and loop feed					
SMARTGRID Inverters*						
SGL 500 Inverters*	2	2	3	3	4	4
*Any combination of the SGL 225/250/266/300/500 may be used for the MSS for stations ranging from 800kW to 2MW. Please see the SGL 225/250/266/300/500 datasheet for more specifications						



Engineering Specification Sheet

PROMINENCE SERIES configurable disconnecting string level current monitoring combiner box with 250 amp disconnect switch

GENERAL INFORMATION

- **Description:** Configurable disconnecting fused string level current monitoring combiner box with 250A disconnect; up to 36 strings. 250A at 1000VDC maximum output.
- **Enclosures:**

	Part number
○ NEMA 4X Fiberglass (Standard):	PR-X*-250-FG
○ NEMA 4 Metallic (Optional):	PR-X*-250-S
○ NEMA 4X 316 Stainless (Optional)	PR-X*-250-SS

X* = Configured Number of Strings
- *Enclosure sizes will vary depending on configured string count.
- **Fuse holders:** Finger safe, non-load break fuse holders. 30A, 1000VDC rated. Fuse amperage rating may differ as long as total amperes of all fuses do not exceed the bus rating or 30A per string.

TECHNICAL SPECIFICATIONS

- **Disconnect Switch:** 1000 VDC, 250A, load break, fully rated for continuous duty class DC-21.
- **String Current Monitor (SCM):** 12 input per board, 24 VDC input operating voltage, consumes 140-250mA, 2 Wire RS485 output, ModBus/RTU protocol, +/- 5% of full scale accuracy. For more information see www.obvius.com
- **Input Wires:** Fuses: X* total, 8-14AWG, 90°C, Cu Wire
- **Output Wires:** Fused, Non-Fused: 1 ea., 350MCM-6AWG, 90°C, Cu/Al Wire
*Dual 350MCM-6AWG, 90°C, Cu/Al Wire (Optional)
- **Ground Terminals:** 1 ea., 350MCM-6AWG, 90°C, Cu/Al Wire
X* total, 4-14AWG, 90°C, Cu/Al Wire
- **Operating Temperature, Humidity:** -10°C to +60°C (15°F to 130°F), 0-100% Humidity
- **Busbars:** C11000 Alloy (Copper), electroplated to prevent corrosion. Rated continuous duty.

FEATURES

- **Labeling:** All components, wire ranges, & torque values labeled onto back pan.
- **Mounting panel:** Aluminum back pan standard. Optional: White Powder Coated Steel
- **Insulators:** All busbars are supported by 1000VDC rated insulators for added rigidity.

OPTIONS

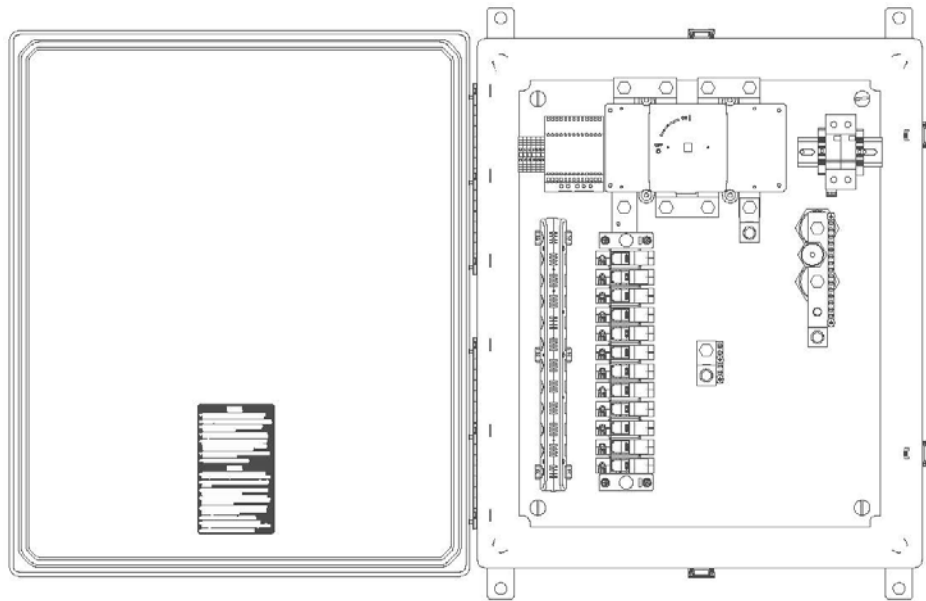
- **Surge Protection:** Surge protection can be added for an additional cost. Just as "SP" at the end of part number.
- **Power Supply:** 24VDC power supply pre-installed with wiring to SCMs.

APPROVALS

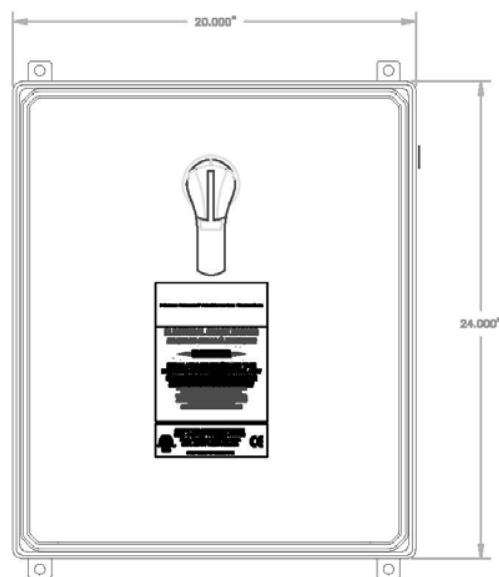
- Listed to UL1741, CAN/CSA C22.2 Listed @ 1000Volts, CE Listed @ 1000Volts.



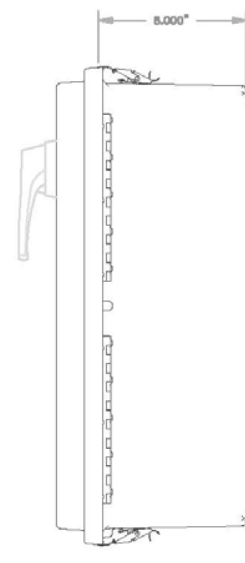
AMtec Solar
7079 Commerce Circle, Pleasanton CA 94588
www.amtecsolar.com
510.887.2289



FRONT VIEW – INTERNAL



FRONT VIEW



SIDE VIEW

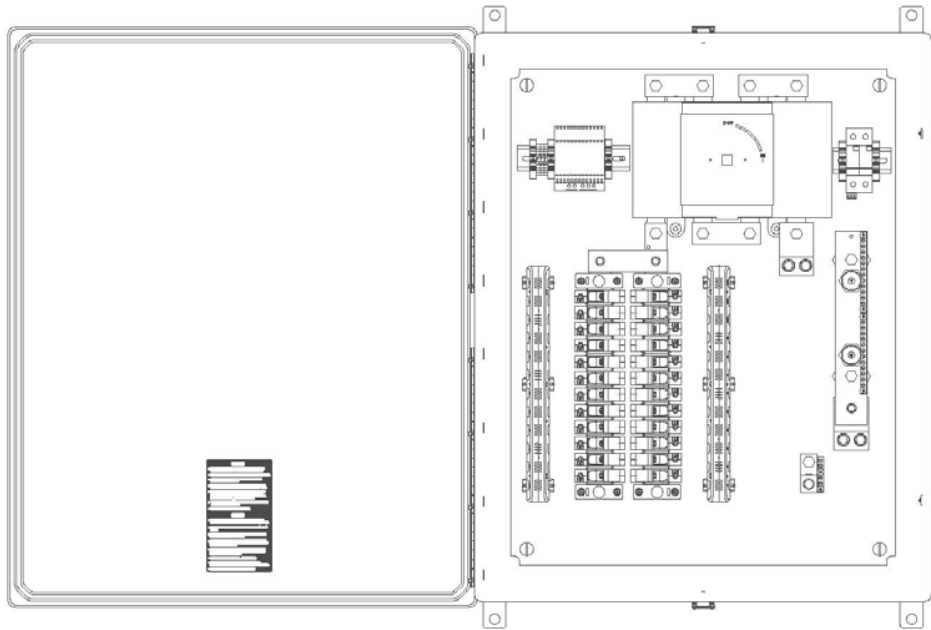
- Representative of string configurations up to 12 strings-
- Shown with optional surge suppression and power supply-
- Layouts shown are for standard fiberglass enclosure-

AMtec Solar

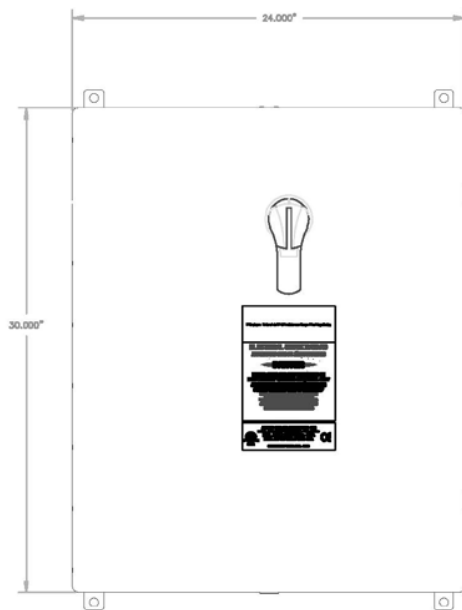
7079 Commerce Circle, Pleasanton CA 94588

www.amtecsolar.com

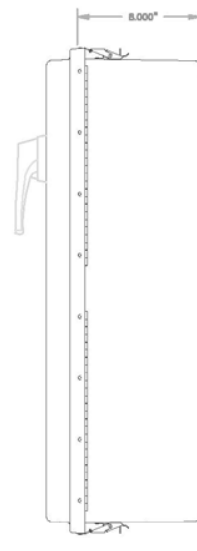
510.887.2289



FRONT VIEW - INTERNAL



FRONT VIEW



SIDE VIEW

- Representative of string configurations up to 36 strings-
- Shown with optional surge suppression and power supply-
- Layouts shown are for standard fiberglass enclosure-

AMtec Solar
 7079 Commerce Circle, Pleasanton CA 94588
www.amtecsolar.com
 510.887.2289

B.3. Planta solar-híbrida de Mexicali

▼ Electrical	
Power at STC (W)	414
Power at PTC (W)	384.8
Lower Power Tolerance (%)	-
Upper Power Tolerance (%)	-
Power Density at STC (W / m2)	72.378
Power Density at PTC (W / m2)	67.273
Module Efficiency (%)	-
Cell Efficiency (%)	-
Vmp: Voltage at Max Power (V)	159.8
Imp: Current at Max Power (A)	2.59
Voc: Open Circuit Voltage (V)	194.2
Isc: Short Circuit Current (A)	2.9
Max System Voltage (V)	-
Series Fuse Rating (A)	-
Bypass Diode	-
Nominal Operating Cell Temp (°C)	44.8
Open Circuit Voltage Temp Coefficient (% / °C)	-0.33
Short Circuit Current Temp Coefficient (% / °C)	0.08
Max Power Temp Coefficient (% / °C)	-0.3

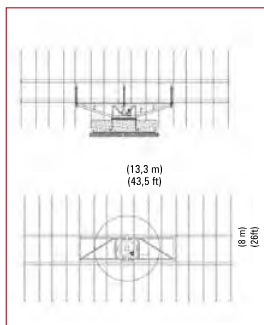
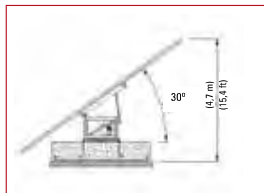
▼ Mechanical	
Cell Type	a-Si
Connector Type	-
Connector Cable Length (mm)	-
Length (mm)	2200.0
Width (mm)	2600.0
Module area (m2)	5.72
Depth (mm)	-
Weight (kg)	-
BIPV	No
Frame Color	-
Backsheet Color	-

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

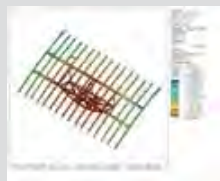
Eje de seguimiento	1 EJE: Azimutal (vertical)
Superficie máxima de módulos	106 m ²
Dimensiones de Parrilla	13,3 m x 8 m
Potencia fotovoltaica máxima	15,36 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Husillo manual micrométrico
Consumo de motor	40 kWh/año
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente
Diseño estructura	Estructura base sobre corona dentada
Peso sin módulos y sin cimentación	2.100 kg
Armarios eléctricos de autómatas y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP55. Incluye automata, cableado hasta motor y protección del mismo

Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66. Incluye protecciones sobretension AC, pias y diferencial (solo para MS-1E TRACKER 15+)
Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente
Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Módulos a instalar	Cualquier tipo de modulo FV No es necesario perfilera portamódulos
Peso máximo de módulos	1.500 kg
Sistema protección contra viento	Posicionamiento en veleta a velocidades mayores de 60 km/h
Cimentación	Cimentación superficial circular, 10 m ³ hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo.
Cumple normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE
Vientos máximos	140 km/h
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía

ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA



Comprobación del seguidor a 1 EJE mediante programa de elementos finitos.



HEADQUARTERS

Pol. Ind. Santos Justo y Pastor, s/n,
31510 Fustiñana, Navarra
ESPAÑA

Tfno.: (+34) 902 107 049

(+34) 948 840 993

Fax: (+34) 902 108 402

(+34) 948 840 702

mecasolar@mecasolar.com

italia@mecasolar.com

GRECIA

Κρήτης 90, περιοχή Βούλγαρη,
Θεσσαλονίκη,
TK 54655

GRECIA

Tfno.: (+30) 2310 799 209

Fax: (+30) 2310 570 597

hellas@mecasolar.com

INDIA

Ground floor, Ismail Building,
D. N. Road
Flora Fountain,
Mumbai -400001

INDIA

Tfno.: (+91) 022 - 4348 4019

Fax: (+91) 022 - 4348 4001

india@mecasolar.com

USA - CANADA

3410 Industrial BLVD, Suite 102
West Sacramento, 95691 CA
USA

Tfno.: (+1) 916 374 8722

Fax: (+1) 916 374 8063

usa@mecasolar.com

canada@mecasolar.com

Technical data of the SINVERT PVS500 inverter (according to IEC)¹⁾

Inverter type		PVS500	PVS1000	PVS1500	PVS2000
Input DC					
MPP voltage	V	450 ... 750	450 ... 750	450 ... 750	450 ... 750
Maximum input voltage ²⁾	V	820	820	820	820
Minimum input voltage	V	450	450	450	450
Rated input power	kW	513	1 026	1 539	2 052
Maximum input current	A	1 103	2 206	3 309	4 412
Number of DC inputs		3	6	9	12
Maximum current per DC input	A	368	368	368	368
Surge arrester		Type 2	Type 2	Type 2	Type 2
Output AC					
Grid connection		50/60 Hz 288 V 3 AC	50/60 Hz 288 V 3 AC	50/60 Hz 288 V 3 AC	50/60 Hz 288 V 3 AC
Rated power	kW	500	1 000	1 500	2 000
Maximum output current	A	1 002	2 004	3 006	4 008
Line voltage	V	244.8 ... 316.8	244.8 ... 316.8	244.8 ... 316.8	244.8 ... 316.8
Power factor, inductive		0.8	0.8	0.8	0.8
Power factor, capacitive		0.8	0.8	0.8	0.8
Efficiency					
European efficiency factor	%	98.1	98.3	98.3	98.3
CEC efficiency factor	%	98.2	98.3	98.3	98.3
Maximum efficiency factor	%	98.4	98.4	98.4	98.4
Further data					
Number of subunits		1	2	3	4
Dimensions (H/W/D) per subunit	mm	2 100 x 2 700 x 730	2 100 x 2 700 x 730	2 100 x 2 700 x 730	2 100 x 2 700 x 730
Weight per subunit	kg	2 085	2 085	2 085	2 085
Ambient temperature					
- during operation	°C	0 ... +50	0 ... +50	0 ... +50	0 ... +50
- during storage and transport	°C	-25 ... +70	-25 ... +70	-25 ... +70	-25 ... +70
Relative humidity	%	0 ... 95	0 ... 95	0 ... 95	0 ... 95
Installation altitude					
- maximum permissible	m	2 000	2 000	2 000	2 000
- at rated power	m	0 ... 1 000	0 ... 1 000	0 ... 1 000	0 ... 1 000
Data interface		Ethernet	Ethernet	Ethernet	Ethernet
Order number					
Order number (grid frequency 50 Hz)		6AG3111-1AH00-3AB0	6AG3111-1AH10-3AB0	6AG3111-1AH20-3AB0	6AG3111-1AH30-3AB0
Order number (grid frequency 60 Hz)		6AG3111-2AH00-3AB0	6AG3111-2AH10-3AB0	6AG3111-2AH20-3AB0	6AG3111-2AH30-3AB0

¹⁾ Detailed technical information can be found at:

<http://support.automation.siemens.com>

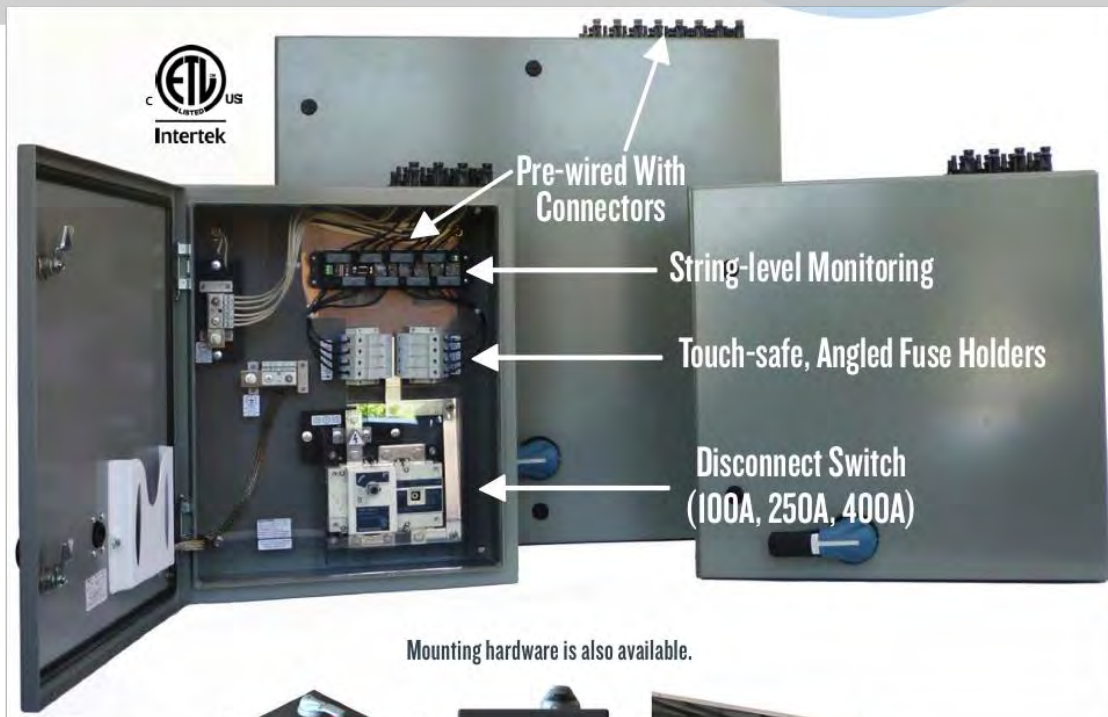
²⁾ With the 1 000 V option, expandable to 1 000 V (see page 10 and 24).

COMBINER BOXES

Proven on more than 100 MW of installations across North America, SunLink's® **HomeRun™** line of solar combiner boxes offers maximum versatility for projects of any size or design. Standard product options include:

- 4 to 48 poles
- Integrated disconnect switch
- NEMA 3R, 4 and 4x (fiberglass or steel) enclosures
- String-level monitoring (smart combiner box)
- 100, 250 and 400 amp continuous current rating
- 600 and 1000 volt design
- Pre-Wired with connectors
- Surge protection

These standard options can be combined into more than 2500 possible combiner box assemblies to support multiple installation configurations, and thereby reduce wiring costs.



Precision RMS
and Core RMS



Large-Scale GMS
and Ballasted GMS



- **Durability** - HomeRun combiner boxes are built to weather even the most extreme conditions with stainless steel hardware, rust-proof Makrolon® backplates and tin-plated bus bars that prevent oxidation and extend lifespan.
- **Safety** - Boxes are designed for use with compression-style lugs to eliminate the dangers posed by heat cycling and the maintenance hassles associated with having to re-torque terminals. Our clear Makrolon backplates provide essential strength, durability, and flexibility without the risk of electrically conductive backplates. All HomeRun solar combiner boxes are ETL listed to UL 1741.
- **Installation Efficiency** - HomeRun fuse holders are mounted in an angled “V” configuration to make it easier to insert wires into the fuse holder, thereby reducing box wiring time and offering better protection from the energized bus bar. Boxes can be mounted horizontally, vertically or on a slope. Conduit entries/exits are positioned in several locations on each box, providing flexibility for conduit routing. Further, each design contains generous spacing which allows easy access for work inside the box.
- **Cost Savings** - Output terminals are rated to 90C and have the capability to support up to Dual 750KCMIL output conductors, perfect for use with aluminum conductors or when over-sizing conductors to mitigate voltage drop.

Designed and made in the USA.

TECHNICAL SPECIFICATIONS				
Product Line	60A	100A	250A	400A
Maximum Input Fuse Rating	20A	30A	30A	30A
Maximum Voltage Rating	600V	600V, 1000V		
Continuous Current Rating	50A	100A	250A	400A
Input Wire Size	#14 to #6	#14 to #6		
Output Wire Size	#14 to #1/0	Up to dual 350 MCM	Up to dual 500 MCM	Up to dual 750 MCM
Input Ground Wire Size	#14 to #1/0	#14 to #4		
Output Ground Wire Size	#14 to #1/0	Up to dual 1/0 AWG	Up to dual 3/0 AWG	Up to dual 250 MCM
Input Terminal Temp	75°C	75°C		
Output Terminal Temp	90°C	90°C		
NEMA Rating	3R	3R, 4, 4X		
Temperature Range	-25°C to 50°C			
# of Inputs	4	6 to 48		
Enclosure Type	Aluminum	Fiberglass, Steel		
Options	None	Disconnect Switch, Surge Protection, String-Level Monitoring, Pre-wired With Connectors		

SunLink Corporation

San Rafael, CA
 (t) 415.925.9650
 (f) 415.925.9636
 (e) info@sunlink.com
 www.sunlink.com

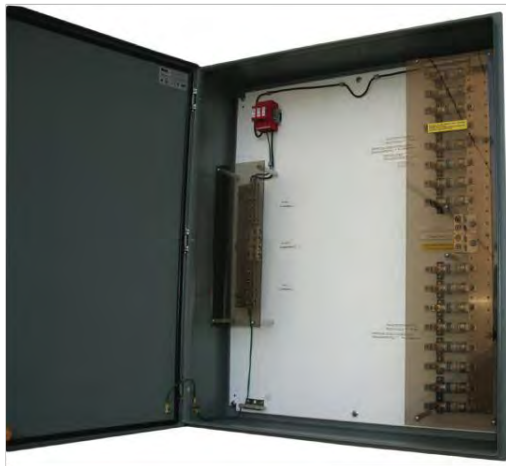




310 Stealth Court, Livermore, CA 94551
925.456.7744 | www.solarbos.com

Standard ReCombiners

SolarBOS ReCombiners are used to combine the outputs of several source circuit combiners before connecting to the inverter. Covering a range of input configurations and fuse sizes, all ReCombiners are ETL listed to UL 1741.



SolarBOS ReCombiner

RCT-16-100-N3: 16 Circuits, 100-amp Fuses, NEMA-3/3R Enclosure, with Transient Surge Suppression

Highly Configurable

SolarBOS ReCombiners can be specified with 2-16 input circuits with 70 to 400 amp fuses and can be configured with or without current sensors, transient surge suppressors, or GFI sensors. Input/Output terminals are rated for 90C and enclosures are available in NEMA-3R and NEMA-4 powder coated or stainless steel.

Made in California

SolarBOS products are designed and manufactured with the system integrator in mind, using the highest quality components to ensure long-term field reliability. All products are assembled in our ETL certified facility in Livermore, California, and we guarantee customer satisfaction.



PRODUCT FEATURES:

- ETL listed to UL-1741
- 2 to 16 input circuits up to 2560 amps continuous
- 90C input/output terminals
- NEMA-3R, 4 & 4X enclosures
- Powder coated and stainless steel enclosure options
- Rated for 600 or 1000 VDC and continuous duty
- Includes touch safe protective cover
- Cover doors with poured-in-place seamless gaskets
- Configured for both positive and negative grounded arrays
- Optional configurations for floating PV arrays
- Clean design for ample wiring room
- Optional current monitoring with ModBus I/O modules
- Optional Ground Fault Detection & Interruption (GFDI) Sensors
- Optional Transient Surge Suppression

BALANCE OF SYSTEM PRODUCTS FOR THE SOLAR INDUSTRY

Configure your BOS
Solutions Online:
www.solarbos.com



310 Stealth Court, Livermore, CA 94551
925.456.7744 | www.solarbos.com

Standard Recombiner Specifications

Fuse Ampacity	70-100 Amps		110-200 Amps			225-250 Amps			275-400 Amps	
Input Terminals*	#6-350		#6-350			#2-600			#2-600	
# of Circuits	2 to 10	11 to 16	2 to 10	11 to 13	14 to 16	2 to 7	8 to 9	10 to 12	2 to 7	8 to 10
Output Terminals*	4 x #2-600		4 x #2-600	6 x #2-600	8 x #2-600	4 x #2-600	6 x #2-600	6 x #2-600	6 x #2-600	8 x #2-600
Dimensions (H.W.D. in.)	30x30x8	42x36x8	42x36x8	42x36x8	48x36x8	42x36x8	42x36x8	48x36x8	42x36x8	48x36x8
Approximate Weight (lbs)	150	170	155	180	200	175	195	220	175	220
Max Output Current (Continuous)	1280 Amps		2560 Amps			2560 Amps			2560 Amps	
Voltage	600 or 1000 VDC		600 or 1000 VDC			600 or 1000 VDC			600 or 1000 VDC	
Current Sensors**	Up to 100 Amps		Up to 200 Amps			Up to 200 Amps			Up to 200 Amps	
NEMA Ratings	3R / 4 / 4X		3R / 4 / 4X			3R / 4 / 4X			3R / 4 / 4X	

* Larger terminals available upon request. Please ask for details.

** Optional current sensors available. Please see below.

SolarBOS Part Numbers

A common part number for a ReCombiner is a **RC-04-200-N3**. This reads as a ReCombiner, 4 Input Circuits with 200-amp Fuses and NEMA-3/3R Enclosure.

SolarBOS ReCombiner Options

Surge Suppression—RCT-10-200-N4

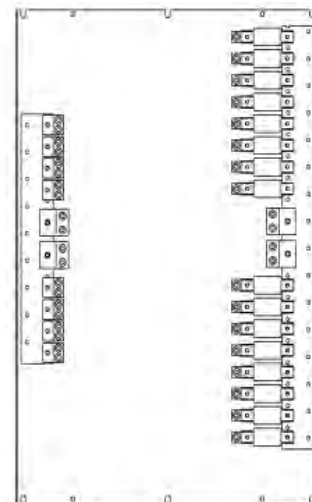
This reads as a ReCombiner, Transient Surge Suppressor, 10 input circuits with 200-amp fuses, and NEMA-4 enclosure.

Current Monitoring—RC-10-200M-N4

This reads as a ReCombiner, 10 input circuits with 200-amp fuses and current sensors (monitoring), and NEMA-4 enclosure.

Ground Fault Detection—RCG-10-200-N4

This reads as a ReCombiner, Ground Fault Detection (for use with contactor combiners), 10 input circuits with 200-amp fuses, and NEMA-4 enclosure.



Example of 16 Circuit Recombiner Layout

Configure your BOS Solutions Online: www.solarbos.com



➤ Distributed Generation - 1MW

Ballard's ClearGen® fuel cell system is a complete turnkey solution, providing a supply of zero-emission power. The system can operate continuously for baseload power generation, or intermittently, providing peak power during times of high demand.

The self-contained power modules run on hydrogen fuel; customers range from utilities to chemical companies with available by-product hydrogen. The 1 MW modular units are completely scalable in 500 kW increments, enabling tailored solutions to meet each customer's needs.

Ballard's fuel cell stacks are at the core of this modular solution. Commercially available today, the fuel cells feature dynamic response, high efficiency, robust and reliable operation. Various annual service packages are available for the fuel cell system that include preventative and corrective maintenance, to support the product's 20-year lifetime.

Please contact us for product availability and pricing.

➤ PRODUCT SPECIFICATIONS

Type:	PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell generator	
Performance:	Net Power	1 MW
	Efficiency	40% (± 2%) ¹
	Output voltage	380 – 480 V AC
	Output frequency	50 – 60 Hz
Physical Characteristics:	Fuel Cell Module: Dimensions (H x W x L) Weight	2.9 x 2.4 x 9 meters (x2) <40,000 kg
	Electrical Module: Dimensions (H x W x L) Weight	2.9 x 2.4 x 6.3 meters 15,000 kg
Fuel:	Hydrogen	>98% ²
	Fuel consumption	63 kg/hr (700 m ³ /hour)
Available heat:	Output heat load	>950 kWt ³
	Available water temperature	60 - 65°C
Emissions:	Noise	<80db @ 7 M
	Pollutants	Zero emissions (no GHG or local air pollutants)

1. At beginning of life (HHV).

2. Ballard can work with customer to provide customized fuel purification system.

3. System interface cooling flow rate and rejection temperature to be determined.

Specifications and descriptions in this document were in effect at the time of publication. Ballard Power Systems, Inc. reserves the right to change specifications, product appearance or to discontinue products at any time (02/2012) SPC5103076-0E

BALLARD®, Ballard®, Powered by Ballard®, FCgen®, FCvelocity®, ClearGen®, ElectraGen™ and HydroPlus™ are trademarks of Ballard Power Systems Inc.



Technical specifications

MODEL	HySTAT-10-10	HySTAT-15-10	HySTAT-10-25
Operating Pressure	10 barg		
Max. Nominal Hydrogen Flow	10 Nm ³ /h	15 Nm ³ /h	10 Nm ³ /h
Hydrogen Flow range	40 - 100% (25 -100% as an option)		
Hydrogen Purity (before HPS)	99,9%; H ₂ O saturated, O ₂ < 1,000 ppm		
Hydrogen Purity (after HPS)	99,998% (99,999% as an option); O ₂ < 2ppm; N ₂ < 12ppm; Atm. Dew point: -60°C or -76°F (-75°C or -103°F as an option)		
Nr. of cell stacks	1		
Estimated AC power consumption (all included)	4,9 kWh/Nm ³ at full load		
Voltage	3 x 400 VAC ± 3% (3 x 480 or 575 VAC ± 3% as an option)		
Frequency	50 Hz ± 3% (60 Hz ± 3% as an option)		
Installed power	100 KVA	120 KVA	100 KVA
Max. cooling water t° (electrolyte)	40°C	40°C	30°C
Design flow cooling water (electrolyte)	2 m ³ /h		
Max. cooling water t° (gas cooling)	15°C		
Design flow cooling water (gas cooling)	0,15 m ³ /h		
Deminerlized water consumption	< 1 liter/Nm ³ H ₂		
Electrolyte	H ₂ O + 30% wt. KOH		
Approx. Electrolyte Quantity	300 L		
Installation Area	Indoor, in dedicated building		
Ambient Temperature Range	+5°C to +40°C		
Dimensions Process Part (LxWxH)**	1,7m x 1,85m x 2,6m		
Dimensions Power Rack (LxWxH)	0,9m x 0,9m x 2,3m		
Dimensions Control Panel (LxWxH)	1,0m x 0,5m x 2,1m		
Approx. empty Weight Process Part	1.350 kg	1.500 kg	1.400 kg
Weight Power Rack	750 kg		
Weight Control Panel	400 kg		

(*) HPS = hydrogen purification system
 (**) including /ATEX/ enclosure

HySTAT® type V

COMPATIBLE AND VERSATILE

In 2001, Hydrogenics introduced its first containerized HySTAT. This concept integrated the HySTAT hydrogen generator with peripheral equipment such as cooling systems, a feed water purification system and a hydrogen purification

system. The result is a fully automatic unit with minimal implementation requirements for our customer. In 2011, the fifth generation of the containerized HySTAT is a 'one fit all' 20 ft high cube container, designed to be installed in-

doors and outdoors. Capacities of 10, 15, 30, 45 or 60 Nm³/h can be configured. Upgrading the capacity beyond initial purchase is always possible. Installing a water electrolyser has never been this easy.



Technical specifications

MODEL	HySTAT-10-10	HySTAT-15-10	HySTAT-30-10	HySTAT-45-10	HySTAT-60-10
Operating Pressure	10 barg				
Nominal hydrogen Flow	10 Nm ³ /h	15 Nm ³ /h	30 Nm ³ /h	45 Nm ³ /h	60 Nm ³ /h
Nr. of cell stacks	1	1	2	3	4
Hydrogen flow range	40 - 100% (25 - 100% as an option)				
Hydrogen Purity (before HPS)*	99,9%; H ₂ O saturated, O ₂ < 1,000 ppm				
Hydrogen Purity (after HPS)	99,998% (99,999% as an option); O ₂ < 2ppm; N ₂ < 12ppm; Atm. Dew point: -60°C or -76°F (-75°C or -103°F as an option)				
Estimated AC power consumption (all included)	5,4 kWh/Nm ³ at full capacity		5,2 kWh/Nm ³ at full capacity		
Voltage	3 x 400 VAC ± 3% (3 x 480 or 575 VAC ± 3% as an option)				
Frequency	50 Hz ± 3% / 60 Hz ± 3% (option)				
Installed power	100 + 35KVA	120 + 35KVA	240 + 35KVA	120 + 240 + 35KVA	2 x 240 + 35KVA
Max. cooling water temperature (electrolyte)	Closed loop cooling circuit installed				
Design flow cooling water (electrolyte)					
Max. cooling water temperature (gas cooling)	Chiller gas cooling circuit installed				
Design flow cooling water (gas cooling)					
Demineralized water consumption	Feed water purification system installed				
Tap water consumption	1,5 - 2 liters/Nm ³ H ₂				
Electrolyte	H ₂ O + 30% wt. KOH				
Electrolyte Quantity	220 L	240 L	360 L	480 L	610 L
Installation area	Outdoor, general purpose area (optional indoor)				
Ambient Temperature Range	-20°C to +40°C (-40°C or +50°C as an option)				
Dimensions (L X W X H)	6,10m x 2,44m x 2,90m (+1,60m with dry cooler)				
Empty weight	Approx. 16 Tons				

B.4. Subestación



Características Eléctricas (Tabla 1)



Tensión	Tensión de Diseño de la Cuchilla	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Rayo a 0 m.s.n.m.	Corriente Nominal	Corriente de Corta Duración	Valor Cresta	Tipo de Operación	Número de Catálogo COMANEL
kV	kV	kV	A	kA	kA		
69 kV	72,5 kV	350 kV	800 A	31,5 kA (3 seg.)	81,9 kA	Manual	CAVPT-72,5-800-350-MM-H/V
			1250 A				CAVPT-72,5-1250-350-MM-H/V
			1600 A				CAVPT-72,5-1600-350-MM-H/V
			2000 A				CAVPT-72,5-2000-350-MM-H/V
69 kV	72,5 kV	450 kV	800 A	31,5 kA (3 seg.)	81,9 kA	Manual	CAVPT-72,5-800-450-MM-H/V
			1250 A				CAVPT-72,5-1250-450-MM-H/V
			1600 A				CAVPT-72,5-1600-450-MM-H/V
			2000 A				CAVPT-72,5-2000-450-MM-H/V
115 kV	123 kV	550 kV	800 A	31,5 kA (3 seg.)	81,9 kA	Manual	CAVPT-123-800-550-MM-H/V
			1250 A				CAVPT-123-1250-550-MM-H/V
			1600 A				CAVPT-123-1600-550-MM-H/V
			2000 A				CAVPT-123-2000-550-MM-H/V
115 kV	123 kV	650 kV	800 A	31,5 kA (3 seg.)	81,9 kA	Manual	CAVPT-123-800-650-MM-H/V
			1250 A				CAVPT-123-1250-650-MM-H/V
			1600 A				CAVPT-123-1600-650-MM-H/V
			2000 A				CAVPT-123-2000-650-MM-H/V
138 kV	145 kV	650 kV	800 A	31,5 kA (3 seg.)	81,9 kA	Manual	CAVPT-145-800-650-MM-H/V
			1250 A				CAVPT-145-1250-650-MM-H/V
			1600 A				CAVPT-145-1600-650-MM-H/V
			2000 A				CAVPT-145-2000-650-MM-H/V
138 kV	145 kV	750 kV	800 A	31,5 kA (3 seg.)	81,9 kA	Manual	CAVPT-145-800-750-MM-H/V
			1250 A				CAVPT-145-1250-750-MM-H/V
			1600 A				CAVPT-145-1600-750-MM-H/V
			2000 A				CAVPT-145-2000-750-MM-H/V

Modelo IUSA **CSA-550-3-123-1250-H/V**

Media y alta tensión
cuchillas desconectadoras

CUCHILLA DE APERTURA VERTICAL (TTR6) PARA DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN

Especificaciones Generales

Normas internacionales: IEC-271-102, IEC-60694

Normas Nacionales: NMX-J-564/102-ANCE

Especificaciones: CFE V4200-25, CFE V4200-12

Descripción General

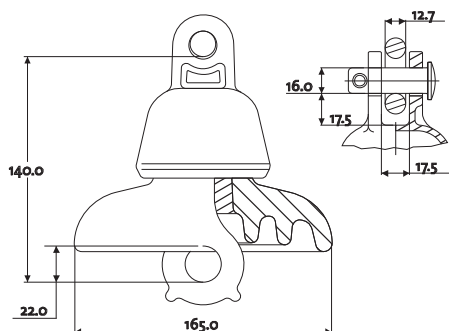
- Cuchillas TTR6 son cuchillas de operación en grupo sin carga.
- Servicio intemperie para subestaciones de distribución y transmisión.
- Tipos de montaje vertical y horizontal.
- Tensión nominal de diseño desde 15 hasta 170 kV.
- Corriente nominal de diseño desde 630 hasta 2000 A.
- Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (NBAI) desde 125 hasta 750 kV
- Para tensiones de diseño arriba de 123 kV puede suministrarse con cuchilla de puesta a tierra según se requiera.



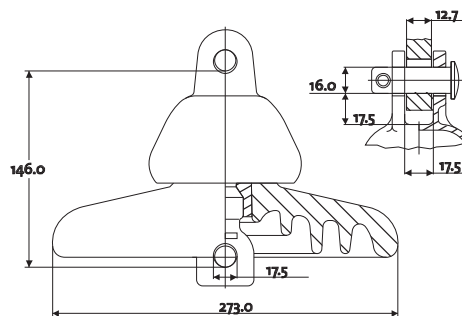
TTR6 para sistema de transmisión

Catálogo IUSA	Descripción corta CFE	Tensión de aguante al impulso por rayo (1,2/50microseg/kV pico)		Tensión de aguante a la frecuencia de sistema KV (eficaz)				Valor de prueba de la corriente de aguante		
		Tensión nominal de diseño del equipo Vn kV eficaz	Tensión nominal del diseño de cuchilla kV eficaz	Valores comunes	Abierta entre contactos de la cuchilla		Corriente nominal	De corta duración	Valor cresta	
					seco/húmedo1min	seco/húmedo1min				Amp.
TTR-6-550-1250	CSA-550-3-123-1250-H/V	115	123	550	630	230	265	1250	31.50	81.90
TTR-6-550-1600	CSA-550-3-123-1600-H/V	115	123	550	630	230	265	1600	40.00	104.00
TTR-6-550-2000	CSA-550-3-123-2000-H/V	115	123	550	630	230	265	2000	40.00	104.00
TTR-6-650-1250	CSA-650-3-123-1250-H/V	115	123	650	750	275	315	1250	31.50	81.90
TTR-6-650-1600	CSA-650-3-123-1600-H/V	115	123	650	750	275	315	1600	40.00	104.00
TTR-6-650-2000	CSA-650-3-123-2000-H/V	115	123	650	750	275	315	2000	40.00	104.00
TTR-6-650-1250	CSA-650-3-145-1250-H/V	138	145	650	750	275	315	1250	31.50	81.90
TTR-6-650-1600	CSA-650-3-145-1600-H/V	138	145	650	750	275	315	1600	40.00	104.00
TTR-6-650-2000	CSA-650-3-145-2000-H/V	138	145	650	750	275	315	2000	40.00	104.00
TTR-6-750-1250	CSA-750-3-145-1250-H/V	138	145	750	860	325	375	1250	31.50	81.90
TTR-6-750-1600	CSA-750-3-145-1600-H/V	138	145	750	860	325	375	1600	40.00	104.00
TTR-6-750-2000	CSA-750-3-145-2000-H/V	138	145	750	860	325	375	2000	40.00	104.00
TTR-6-750-1250	CSA-750-3-170-1250-H/V	161	170	750	860	325	375	1250	31.50	81.90
TTR-6-750-1600	CSA-750-3-170-1600-H/V	161	170	750	860	325	375	1600	40.00	104.00
TTR-6-750-2000	CSA-750-3-170-2000-H/V	161	170	750	860	325	375	2000	40.00	104.00

Aisladores de Suspensión Tipo Clevis



8235



8265 - 8267

NÚMERO DE CATÁLOGO	8235	8265	8267
CLASE ANSI (C29.2 - 1992)	52-1	52-4	52-4
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm			
Distancia de arco	114	197	197
Distancia de fuga	180	300	300
VALORES MECÁNICOS			
Resistencia electromecánica, kN	44.5	67	89
Resistencia al impacto, N.m	5	6	10
Prueba de carga de rutina, kN	22	33.5	44.5
Prueba de carga sostenida, kN	27	44.5	60
Carga máxima de trabajo, kN	22	33.5	44.5
VALORES ELECTRICOS, kV			
Flameo de baja frecuencia en seco	60	80	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	30	50	50
Flameo crítico al impulso positivo	100	125	125
Flameo crítico al impulso negativo	100	130	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	80	110	110
RADIO INFLUENCIA			
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	7.5	10	10
RIV máximo a 1000 kHz, μ V	50	50	50

Nota 1: Esmalte café o esmalte gris ANSI 70

Nota 2: Los aisladores pueden solicitarse con doble capa de galvanizado en campana y perno para zonas contaminadas

Nota 3: Para las referencias 8265 y 8267, los aisladores pueden solicitarse con manguito de zinc en el perno para zonas contaminadas

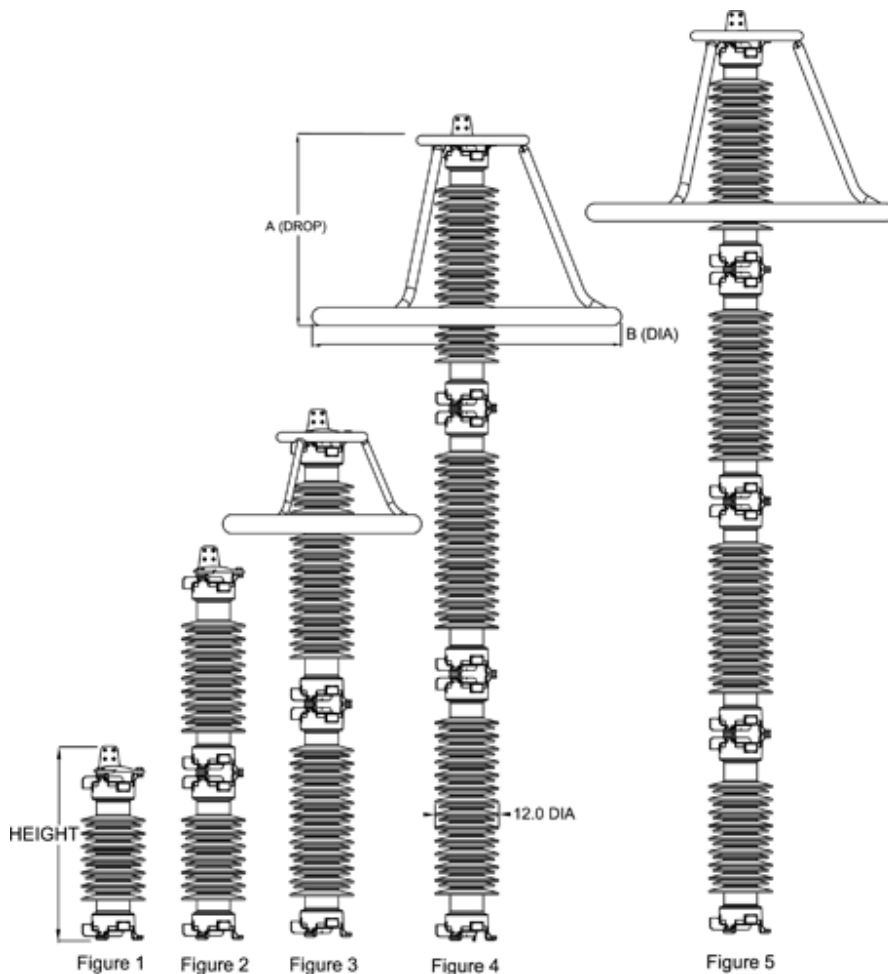
Nota 4: Los aisladores referencias 8267 cumplen con toda la especificación según ANSI clase 52-4 Sin embargo, tienen una resistencia electromecánica mayor a la requerida por la norma

Protective Characteristics

Standard Arrester Catalog Number	Duty Cycle Rating kV rms	Maximum Continuous Operating Voltage (MCOV) kV rms	Maximum 0.5 μ s Discharge Voltage kV (1)	Maximum Switching Surge Protective Level (kV) (2)	TOV Capability (3)		Maximum Discharge Voltage using an 8/20 Current Wave-kV					
					1 sec kV rms	10 sec kV rms	1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
MVN054GA042AA	54	42	133	101	50.1	47.8	108	113	117	122	131	144
MVN060GA048AA	60	48	152	116	57.2	54.6	124	129	134	140	150	165
MVN072GA057AA	72	57	180	137	67.9	64.9	147	153	159	166	178	195
MVN090GA070AA	90	70	221	167	83.4	79.7	180	187	194	203	217	239
MVN090GA074AA	90	74	234	177	88.2	84.2	191	198	205	215	230	253
MVN096GA076AA	96	76	240	182	90.6	86.5	196	204	211	221	236	260
MVN108GA084AA	108	84	265	201	100	95.6	216	225	233	244	261	287
MVN108GA088AA	108	88	277	210	105	100	226	235	243	255	273	300
MVN120GA098AA	120	98	308	241	117	112	252	262	271	284	304	334
MVN132GA106AA	132	106	334	261	126	121	27	284	294	308	329	362
MVN144GA115AA	144	115	363	283	137	131	296	308	318	334	357	393
MVN168GA131AA	168	131	412	322	156	149	337	350	362	380	406	447
MVN172GA140AA	172	140	441	344	167	159	360	374	387	406	434	477
MVN180GA144AA	180	144	454	355	172	164	370	385	398	418	447	491
MVN192GA152AA	192	152	479	374	181	173	391	406	420	441	471	518
MVN228GA180AA	228	180	566	443	215	205	462	481	497	522	557	613
MVN240GA190AA	240	190	598	467	226	216	488	507	525	551	588	647
MVN258GA209AA	258	209	657	532	249	238	537	558	577	606	647	712
MVN264GA212AA	264	212	667	540	253	241	545	566	586	615	657	723
MVN276GA220AA	276	220	692	560	262	250	565	587	608	638	681	750
MVN288GA230AA	288	230	724	585	274	262	591	614	635	667	712	784
MVN312GA245AA	312	245	770	623	292	279	629	654	676	710	758	834
MVN396GA318AA	396	318	1053	809	379	362	816	849	878	922	984	1083
MVN420GA335AA	420	335	1109	852	399	381	860	894	925	971	1037	1140
MVN444GA353AA	444	353	1169	898	421	402	906	942	974	1023	1092	1202

- (1) Maximum discharge voltage for a 10 kA impulse current wave which produces a voltage wave cresting in 0.5 μ s. This can be used for coordination where front-of-wave sparkover formerly was used.
- (2) Discharge voltages are based on a 500A surge of 45 μ s time to crest through 88 kV MCOV and 1,000A surge of 45 μ s time through 190 kV MCOV and 2,000A through 353 kV MCOV.
- (3) TOV Capablility is based on No Prior Duty.
- These arresters are typically applied to system voltages of 69 kV and above where the energy requirements are higher than required for lower voltage systems. If a higher energy rated arrester is required for a lower system voltage, Hubbell Power Systems can provide these. Please contact your local representative for more information.

Dimensions and Mounting



Standard Arrester Catalog Number	Duty Cycle Rating kV rms	Maximum Continuous Operating Voltage (MCOV) kV rms	Height Dimension (Inches)	Leakage Distance (Inches)	Drawing Figure	Recommended Minimum Clearance (Inches)		Net Weight (Pounds)
						Ph - Ph	Ph - Grd	
MVN054GA042AA	54	42	38.1	75.0	1	8	10	175
MVN060GA048AA	60	48	38.1	75.0	1	10	12	178
MVN072GA057AA	72	57	38.1	75.0	1	12	14	183

Campo de aplicación

Ejemplos de aplicación, características técnicas

Las celdas fijas con interruptores de potencia NXPLUS son celdas para interiores, montadas en fábrica, con ensayos de tipo, envolvente metálica, separación metálica, aisladas en SF₆ para aplicaciones de embarrado simple y doble.

Se aplican en subestaciones de transformación y distribución, p.ej. en:

- Compañías eléctricas
- Centrales eléctricas
- Industria cementera
- Industria del automóvil
- Plantas siderúrgicas
- Trenes de laminación
- Industria minera
- Industria textil y alimentaria
- Industria química
- Industria del petróleo
- Instalaciones de oleoductos
- Instalaciones en alta mar
- Industria electroquímica
- Industria petroquímica
- Industria de construcción naval
- Centrales diesel
- Grupos electrógenos de emergencia
- Minas de lignito a cielo abierto
- Electrificación ferroviaria.

Datos eléctricos (valores máximos) y dimensiones

Celdas de embarrado simple

Tensión asignada	máx. kV	12	24	36	40,5
Frecuencia asignada	Hz	50/60			
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	kV	28	50	70	85
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	kV	75	125	170	185
Corriente asignada de corte en cortocircuito	máx. kA	31,5			
Corriente admisible asignada de corta duración, 3 s	máx. kA	31,5			
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	máx. kA	80			
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	máx. kA	80			
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	máx. A	2000 ¹⁾	2000 ¹⁾	2000 ¹⁾	2000
Corriente asignada de las derivaciones	máx. A	2000 ¹⁾	2000 ¹⁾	2000 ¹⁾	2000

Celdas de embarrado doble

Tensión asignada	máx. kV	12	24	36
Frecuencia asignada	Hz	50/60		
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	kV	28	50	70
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	kV	75	125	170
Corriente asignada de corte en cortocircuito	máx. kA	31,5		
Corriente admisible asignada de corta duración, 3 s	máx. kA	31,5		
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	máx. kA	80		
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	máx. kA	80		
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	máx. A	2500	2500	2500
Corriente asignada de las derivaciones	máx. A	2500	2500	2500

1) 2500 A bajo consulta

Datos técnicos

Datos eléctricos, presión de llenado, temperatura para celdas de embarrado simple

Datos eléctricos comunes, presión de llenado y temperatura	Nivel de aislamiento asignado	Tensión asignada U_r	kV	12	24	36	40,5	
		Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial U_d :						
		– fase/fase, fase/tierra, distancia entre contactos abierta	kV	28	50	70	85	
		– a través de la distancia de seccionamiento	kV	32	60	80	90	
		Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo U_p :						
		– fase/fase, fase/tierra, distancia entre contactos abierta	kV	75	125	170	185	
	– a través de la distancia de seccionamiento	kV	85	145	195	218		
	Frecuencia asignada f_r		Hz	50/60				
	Corriente asignada en servicio continuo I_r ²⁾	para el embarrado	hasta A	2000 ¹⁾	2000 ¹⁾	2000 ¹⁾	2000	
	Nivel de llenado asignado p_{re} ³⁾			150 kPa (valor absoluto) a 20 °C				
	Presión funcional mínima p_{me} ³⁾			130 kPa (valor absoluto) a 20 °C				
	Temperatura del aire ambiente			– 5 °C hasta +55 °C				

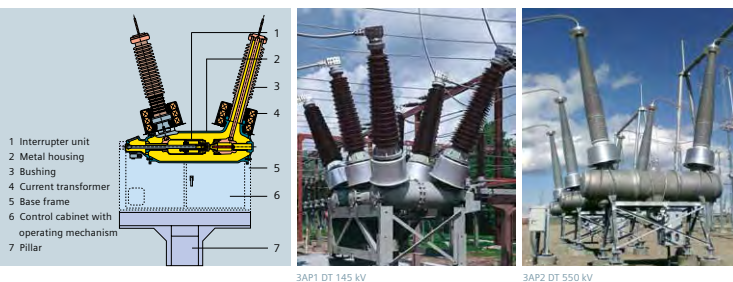
Datos de las celdas

Celda con interruptor de potencia Cono exterior 1250 A	Corriente asignada en servicio continuo I_r ²⁾			1250	1250	1250	–
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 3$ s	hasta kA	31,5	31,5	31,5	–
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	–/–
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	–/–
	Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		hasta kA	31,5	31,5	31,5	–
	Endurancia eléctrica del interruptor de potencia al vacío	con corriente asignada en servicio continuo con corriente asignada de corte en cortocircuito			10.000 ciclos de maniobra 50 operaciones de corte		
Celda con interruptor de potencia y acoplamiento longitudinal Cono interior 1250 A 1600 A 2000 A	Corriente asignada en servicio continuo I_r ²⁾	A		1250 1600 2000	1250 1600 2000	1250 1600 2000	1250 1600 2000
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 3$ s	hasta kA	31,5	31,5	31,5	31,5
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	80/82
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	80/82
	Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		hasta kA	31,5	31,5	31,5	31,5
	Endurancia eléctrica del interruptor de potencia al vacío	con corriente asignada en servicio continuo con corriente asignada de corte en cortocircuito			10.000 ciclos de maniobra 50 operaciones de corte		
Celda con interruptor de potencia Cono interior separado 1250 A 1600 A 2000 A	Corriente asignada en servicio continuo I_r ²⁾	A		1250 1600 2000	1250 1600 2000	1250 1600 2000	1250 1600 2000
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 3$ s	hasta kA	31,5	31,5	31,5	31,5
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	80/82
	Corriente asignada de cierre en cortocircuito I_{ma}	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	80/82
	Corriente asignada de corte en cortocircuito I_{sc}		hasta kA	31,5	31,5	31,5	31,5
	Endurancia eléctrica del interruptor de potencia al vacío	con corriente asignada en servicio continuo con corriente asignada de corte en cortocircuito			10.000 ciclos de maniobra 50 operaciones de corte		
Celda con seccionador Cono exterior 1250 A	Corriente asignada en servicio continuo I_r ²⁾	A		1250	1250	1250	–
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 3$ s	hasta kA	31,5	31,5	31,5	–
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	–/–
Celda con seccionador Cono interior 1250 A 1600 A 2000 A	Corriente asignada en servicio continuo I_r ²⁾	A		1250 1600 2000	1250 1600 2000	1250 1600 2000	1250 1600 2000
	Corriente admisible asignada de corta duración I_k	para celdas con $t_k = 3$ s	hasta kA	31,5	31,5	31,5	31,5
	Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p	50/60 Hz	hasta kA	80/82	80/82	80/82	80/82

1) 2500 A bajo consulta

2) Las corrientes asignadas en servicio continuo son aplicables para temperaturas del aire ambiente de máx. 40 °C. El valor medio durante 24 horas es de máx. 35 °C (según IEC 62271-1/VDE 0671-1)

3) Valores de presión para cubas de celdas aisladas en gas



3AP dead tank circuit breaker - the well grounded

For applications from 72.5 kV up to 550 kV

In contrast to live tank circuit breakers, dead tanks have a metal-enclosed interrupter unit, and the housing is always grounded. Therefore they are called dead tank circuit breakers. For certain substation designs, dead tank circuit breakers might be required instead of the standard live tank breakers. The dead tank breaker offers particular advantages if the protection design requires the use of several current transformers per pole assembly.

Most important characteristics of a dead tank breaker:

- Toroidal-core current transformers on bushings (compact construction)
- High short-circuit breaking currents possible (up to 63 kA with one interrupter unit)
- No creepage path across interrupter unit
- Low impulse load of the bases
- Low center of gravity of the bases (higher seismic withstand capability)
- Heating system available for low temperature applications
- Gas-insulated components ensure highest availability at minimum maintenance effort
- Metal-enclosed interrupter unit (grounded housing)

Current Transformers

The dead tank circuit breakers can be equipped with bushing current transformers for measurement or protection purposes, fulfilling the requirements according to international standards such as IEC, ANSI, etc.

The current transformers are mounted in weatherproof housings on both sides of each breaker pole and are located at the base of the bushings. The current transformer leads terminate in the control cubicle at short-circuiting type terminal blocks. Our standard housing provides space for up to three current transformers per bushing.

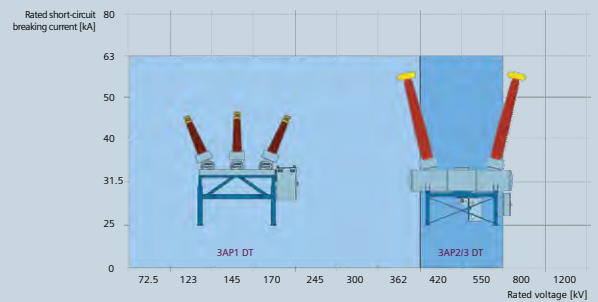
Another of its strengths

The 3AP DT high-voltage circuit breaker operates safely and is capable of bearing high loads. Extra-strong porcelain bushings and an optimized circuit breaker design give it a very high seismic stability while in operation. The circuit breaker covers the whole temperature range from -55 °C up to 50 °C with pure SF₆, which makes it applicable for all climate zones. Like the other circuit breakers, our dead tanks are based on our proven modular design using a patented self-compression arc-quenching system and the stored-energy spring drive mechanism. They assure consistent quenching performance with rated and short-circuit currents – even after many switching operations.

Coming soon

The upcoming new member of our dead tank breaker family will be usable in ultra high-voltage applications up to 1200 kV. End of 2011, a prototype of this brand-new 3AP5 DT has been delivered to India in the course of expanding the nationwide grids.

Technical Data



Type	3AP1						3AP2/3	
Rated voltage	kV	72.5	123	145	245	362	550	
Number of interrupter units per pole		1						2
Rated power-frequency withstand voltage/min	kV	140	230	275	460	520	800	
Rated lightning impulse withstand voltage/min	kV	325	550	650	1050	1380	1865	
Rated switching impulse withstand voltage	kV	-						1095
Rated normal current, up to	A	3150	3150	3150	3150	4000	4000	
Rated short-time withstand current (1s-3s), up to	kA _(rms)	40	40	63	63	63	63	
Rated short-circuit breaking current, up to	kA	40	40	63	63	63	63	
Temperature range	°C	-55 up to +55						
Rated operating sequence		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO						
Rated break time		3 cycles			2 cycles			
Rated frequency	Hz	50 or 60						
Maintenance after		25 years						

All values in accordance with IEC; other values on request

GAMA MIT NG											
Corrientes											
TENSIONES DE SALIDA	MODELO	5	7.5	10	15	25	35	50	75	100	125
12 V	MIT NG 1										
	MIT NG 3										
24 V	MIT NG 1										
	MIT NG 3										
48 V	MIT NG 1										
	MIT NG 3										
110 V - 125 V	MIT NG 1										
	MIT NG 3										
220 V	MIT NG 1										
	MIT NG 3										

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Modelos	MIT NG 1	MIT NG 3
Tensión nominal de entrada	230V +10 -15% * (Monofásica)	400V +10 -15% * (Trifásica)
Frecuencia de entrada	50 Hz/ 60 Hz ± 5%	50 Hz/ 60 Hz ± 5%
Tensión de rizado con baterías Vdc	±1,5 %	±1,5 %
Estabilidad de tensión de carga	±1 %	±1 %
Temperatura de funcionamiento	0 - 45°C *	0 - 45°C *
Limitación de corriente de cargador	100%	100%
Limitación de corriente de carga de batería	Configurable	Configurable
Paralelable	Sí	Sí

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

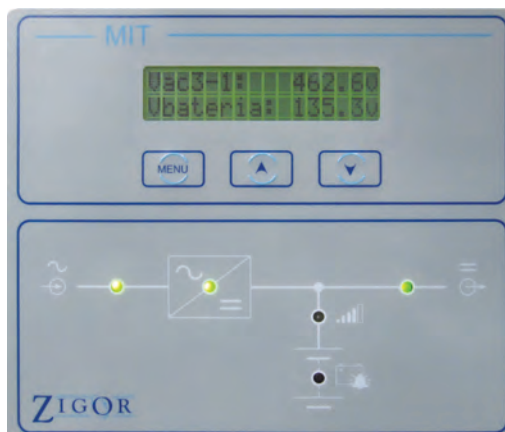
Alto (mm)	1050-2000	1050-2000
Ancho (mm)	550-800	550-800
Fondo (mm)	320-600	320-600
Grado de protección	IP20	IP20
Ventilación	Convección natural	Convección natural

NORMATIVAS

Marcado	CE
Directivas	73/23/CEE-93/68/CEE / (2004/108/CEE)
Normativas	EN 50178 (1998) / EN 61000-6-4 (2001) / EN 61000-6-2 (2001) EN 61000-3-2. EN 61000-3-3

* Configuraciones especiales bajo consulta
Las especificaciones pueden cambiar sin previo aviso

> Sinóptico MIT NG



Referencias

- [1] *A Power Conditioning System for Superconductive Magnetic Energy Storage based on Multi-Level Voltage Source Converter*, Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, 1999.
- [2] SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER) en <http://www.sener.gob.mx/Default.aspx>
- [3] BBC MUNDO en <http://www.bbc.co.uk/spanish/especiales/clima/ghousedefault.shtml>
- [4] CEC – COMISIÓN PARA LA COOPERACIÓN AMBIENTAL DE AMÉRICA DEL NORTE en http://cec.org/files/PDF/ECONOMY/Pres-Elvira-RenEnergyMeeting_es.pdf
- [5] GOBIERNO FEDERAL. SENER. ENERGÍAS RENOVABLES en <http://www.renovables.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1651>
- [6] SECRETARÍA DE ENERGÍA – PROMÉXICO en http://mim.promexico.gob.mx/wb/mim/energias_perfil_del_sector
- [7] AMÉRICA DO SOL – TECNOLOGÍAS EN CELDAS en <http://www.americadosol.org/es/tecnologias-no-mercado-3/>
- [8] MUHAMMAD H. RASHID, *Electrónica de Potencia. Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*, Prentice Hall, 2a edición, 1995.
- [9] LUIS FERNANDO MAGAÑA SOLÍS, *Los Superconductores*, La Ciencia Para Todos, FCE, 3a edición, 1997.
- [10] NOM-001-SEDE-2012

REFERENCIAS

- [11] IEEE STD 80-2000
- [12] IEC 62271-1
- [13] CFE V4200-12
- [14] ANSI/IEEE STD 605
- [15] IEEE STD C62.22
- [16] ÁNGEL ANTONIO BAYOD RÚJULA, *Energías renovables. Sistemas fotovoltaicos*, Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.
- [17] SEBA (SERVICIOS ENERGÉTICOS BÁSICOS AUTÓNOMOS), *Tejados fotovoltaicos. Energía solar conectada a la red eléctrica*, Promotora General de Estudios, S.A., 2009.
- [18] ROGER A. MESSENGER y JERRY VENTRE, *Photovoltaic Systems Engineering*, Taylor and Francis Group, LLC, 2010.