



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA  
SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW**

**TESIS**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

PRESENTAN:

**ELISA MARTÍNEZ GÓMEZ**

**YOLOTZIN BAUTISTA ALAMILLA**

ASESOR DE TESIS:

**M.I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA**



MEXICO D.F., JUNIO 2012



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.

Índice	Página
Introducción .....	6
Capítulo 1: Descripción del problema .....	7
1.1 Objetivos .....	7
1.2 Descripción del problema y solución.....	7
Capítulo 2: La energía solar fotovoltaica.....	9
2.1 La radiación solar.....	9
2.2 El efecto fotovoltaico .....	10
2.3 Estructura básica de una celda solar .....	11
2.3.1 Construcción y estructura de la celda fotovoltaica .....	12
2.4 Elementos básicos de un.....	14
sistema solar fotovoltaico	
Capítulo 3: El sistema solar fotovoltaico.....	15
3.1 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos .....	15
3.2 Características físicas de los módulos fotovoltaicos.....	16
3.2.1 Encapsulamiento de las celdas .....	16
3.2.2 Interconexión de las celdas.....	16
3.2.3 Estructura del módulo fotovoltaico.....	17
3.3 Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos .....	18
3.3.1 Factores que afectan la curva .....	19
característica del panel fotovoltaico	
3.3.2 Efecto de la intensidad de iluminación.....	19
3.3.3 Efecto de la temperatura .....	20
3.3.4 Condiciones de operación .....	20
3.3.5 Especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos .....	21
3.4 Inversor .....	22
3.4.1 Inversor resonante .....	22
3.4.2 Seguidor de máxima potencia en el inversor .....	22
3.4.3 Características de inversores que son conectados a la red .....	22
3.4.4 Características eléctricas más relevantes para.....	23
la selección del inversor	
3.5 Baterías en un sistema solar fotovoltaico .....	25
Capítulo 4: dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.....	26

<b>4.1</b>	<b>Normatividad aplicable</b> .....	<b>26</b>
<b>4.2</b>	<b>Selección del sitio para ubicar el sistema solar fotovoltaico</b> .....	<b>26</b>
<b>4.3</b>	<b>Selección de equipo</b> .....	<b>27</b>
<b>4.3.1</b>	<b>Selección del módulo solar fotovoltaico</b> .....	<b>27</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Cajas de conexiones</b> .....	<b>27</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Selección del inversor</b> .....	<b>27</b>
<b>4.4</b>	<b>Diagrama de conexiones de los módulos fotovoltaicos</b> .....	<b>27</b>
<b>4.5</b>	<b>Orientación y ángulo de inclinación de los módulos solares fotovoltaicos</b> .....	<b>28</b>
<b>4.5.1</b>	<b>Orientación</b> .....	<b>28</b>
<b>4.5.2</b>	<b>Ángulo de inclinación</b> .....	<b>29</b>
<b>4.6</b>	<b>Conductores</b> .....	<b>29</b>
<b>4.7</b>	<b>Puesta a tierra del sistema solar fotovoltaico</b> .....	<b>29</b>
<b>4.8</b>	<b>Canalización para conductores</b> .....	<b>30</b>
<b>4.9</b>	<b>Protección contra sobre corriente</b> .....	<b>30</b>
<b>4.10</b>	<b>Medios de desconexión</b> .....	<b>30</b>
<b>4.11</b>	<b>Procedimiento de diseño</b> .....	<b>30</b>
<b>Capítulo 5: diseño de la subestación</b> .....		<b>31</b>
<b>5.1</b>	<b>Tipos de subestaciones</b> .....	<b>31</b>
<b>5.2</b>	<b>Diagramas unifilares</b> .....	<b>31</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Arreglo de barra sencilla</b> .....	<b>32</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Arreglo de doble barra con interruptor de amarre</b> .....	<b>32</b>
<b>5.3</b>	<b>Coordinación de aislamiento de la subestación</b> .....	<b>33</b>
<b>5.3.1</b>	<b>Dimensionamiento dieléctrico</b> .....	<b>33</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Cálculo de distancias entre apoyos de barras</b> .....	<b>34</b>
<b>5.3.3</b>	<b>Altura mínima de las partes vivas de</b> .....	<b>34</b>
	<b>Los equipos sobre el nivel del suelo</b>	
<b>5.3.4</b>	<b>Altura de las barras</b> .....	<b>34</b>
<b>5.3.5</b>	<b>Seguridad</b> .....	<b>35</b>
<b>5.4</b>	<b>Cálculo de barras colectoras</b> .....	<b>35</b>
<b>5.4.1</b>	<b>Materiales conductores</b> .....	<b>35</b>
<b>5.4.2</b>	<b>Parámetros de diseño para el cálculo de barras colectoras</b> .....	<b>35</b>
<b>5.4.3</b>	<b>Ampacidad</b> .....	<b>35</b>
<b>5.4.4</b>	<b>Efecto corona</b> .....	<b>36</b>
<b>5.5</b>	<b>Sistemas de tierra</b> .....	<b>37</b>
<b>5.5.1</b>	<b>Peligro de choque eléctrico</b> .....	<b>37</b>

5.5.2	Factores que influyen en el aterrizado o no de un sistema eléctrico	37
5.5.3	Elementos principales del sistema de tierras	38
5.5.4	Diseño del sistema de tierras	38
5.6	Líneas de transmisión aéreas para interconectar la planta solar fotovoltaica a la red nacional	41
5.6.1	Clases de sistemas de transmisión	41
5.6.2	Características eléctricas de las líneas de transmisión aéreas	41
5.6.3	Líneas	41
5.6.4	Clasificación de las líneas	42
5.6.5	Circuito equivalente de una línea corta	42
5.6.6	Regulación de voltaje	42
5.6.7	Eficiencia de la línea de transmisión	43
5.6.8	Cálculo de parámetros de líneas de transmisión cortas	43
	Capítulo 6: planos y documentación del proyecto	45
6.1	Memoria de cálculo del sistema solar fotovoltaico	45
6.2	Memoria de cálculo de la subestación	58
6.3	Memoria de cálculo de la red de tierras	64
6.4	Memoria de cálculo de líneas aéreas para interconectar la planta a la subestación Jiménez	69
	Conclusiones	74
	Bibliografía	78
	Artículos de revistas	79
	Apéndice 1	(incluido en archivo adjunto)
	Apéndice 2	(incluido en archivo adjunto)

Índice de figuras	Página
Figura 2.1 Tipos de radiación .....	10
Figura 2.2 Efecto fotovoltaico .....	12
Figura 2.3 Celda solar fabricada por SUNWAY .....	12
Figura 2.4 Estructura de una celda fotovoltaica .....	13
Figura 2.5 Estructura de un tándem .....	14
Figura 3.1 Interconexión entre las celdas .....	18
Figura 3.2 Estructura del panel fotovoltaico .....	19
Figura 3.3 Curva característica de un panel fotovoltaico .....	19
Figura 3.4 Efecto de la variación de radiación en un panel fotovoltaico .....	20
Figura 3.5 Efecto de la temperatura sobre el módulo fotovoltaico .....	21
Figura 3.6 Inversor "SUNNY BOY" fabricado por SMA.....	26
Figura 5.1 Barra sencilla .....	34
Figura 5.2 Doble barra con interruptor de amarre.....	34
Figura 5.3 Representación de una línea de constantes distribuidas .....	43
Figura 5.4 Circuito equivalente de una línea corta .....	44
Figura 6.1 Localización de la planta solar .....	47
Figura 6.2 Aislador de vidrio templado .....	64
Figura 6.3 Estructura para tensión de 115KV .....	72
Figura 6.4 Configuración de conductores .....	73
Figura 6.5 Circuito equivalente de la línea .....	73

<b>Índice de tablas y diagramas</b>	<b>Página</b>
<b>Tabla 2.1</b> Variación de la radiación incidente con la altitud .....	<b>9</b>
<b>Tabla 2.2</b> Influencia de las condiciones climatológicas en ..... la radiación incidente	<b>9</b>
<b>Diagrama 3.1</b> Sistemas autónomos .....	<b>16</b>
<b>Diagrama 3.2</b> Sistemas interconectados a la red con respaldo de ..... baterías	<b>16</b>
<b>Diagrama 3.3</b> Sistemas interconectados a la red sin respaldo de ..... baterías	<b>16</b>
<b>Diagrama 3.4</b> Sistemas interconectados a la red como ..... plantas generadoras	<b>17</b>
<b>Diagrama 6.1</b> Acomodo de conductores en la planta generadora ..... solar	<b>51</b>

## INTRODUCCIÓN

Se conoce como energía solar a la energía producida en el Sol a través de reacciones nucleares de fusión. Esta energía llega en forma de fotones; la partícula portadora de todas las formas de radiación electromagnética.

“Se ha calculado que el potencial de irradiación del sol es de  $200 \times 10^{12}$  KW”<sup>1</sup>. La cantidad de luz solar que recibe la tierra durante una hora contiene la energía equivalente al total de la energía que consume la población mundial en un año.

La energía solar fotovoltaica, es uno de los métodos más limpios y simples para producir energía eléctrica, ya que para transformar la energía del sol en energía eléctrica no se producen emisiones que dañen al medio ambiente.

La energía recibida del sol es ilimitada, y cada día es mayor el número de aplicaciones que tiene la generación de energía eléctrica a través de la energía solar, no sólo se construyen centrales generadoras con paneles fotovoltaicos, en la actualidad, es posible instalar sistemas fotovoltaicos en cualquier hogar o edificación para abastecerse de energía y reducir el consumo de energía que se compra a alguna compañía suministradora, además de que existen diversos tamaños y formas de módulos que aumentan su facilidad de instalación y funcionalidad.

El precio de los módulos es elevado, actualmente se encuentra en un promedio de 2[€/W], sin embargo al transcurrir los años, el costo ha ido disminuyendo considerablemente, aunque la instalación de un sistema solar fotovoltaico no deja de ser de costo elevado.

Actualmente se ha logrado tener eficiencias de hasta el 40%, sin embargo las eficiencias que se encuentran en los módulos que más se comercializan están entre el 12% y el 20%. Lo anterior se traduce en una desventaja ya que un módulo solar aislado no produce una potencia considerable, por lo que se requiere de un arreglo que contenga un mayor número de módulos para producir una potencia que pueda ser útil.

El desarrollo tecnológico ha permitido mejorar la eficiencia de las celdas, así como el uso de ésta, que es una alternativa viable para producir energía eléctrica.

---

<sup>1</sup> Romero, M. (2010). Energía solar fotovoltaica, p.17

## CAPITULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

### OBJETIVOS

- Diseñar una planta que genere energía eléctrica mediante energía solar aplicando normas estándares.
- Fomentar e incentivar el uso de fuentes alternas de energía, totalmente libres de emisiones.
- Aplicación de tecnología solar fotovoltaica en un proyecto de ingeniería.

### DISEÑAR Y REALIZAR EL CÁLCULO ELÉCTRICO DEL SISTEMA A INSTALAR:

1. Dimensionar el sistema solar fotovoltaico.
2. Selección de los módulos fotovoltaicos según las características más convenientes.
3. Selección del arreglo entre módulos para obtener un panel que entregue la potencia y tensión requeridas.
4. Selección del inversor.
5. Diseño de la instalación: Cálculo de conductores, ductos, voltaje del sistema.
6. Selección de las protecciones necesarias para el sistema eléctrico.
7. Diseño de una subestación.
8. Planos y documentación.

### DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA Y SOLUCIÓN

Durante el proceso de generación de energía eléctrica se han utilizado combustibles fósiles para impulsar generadores de corriente alterna. Al ser sometidos a la combustión dichos combustibles emiten grandes cantidades de contaminantes al medio ambiente, y en la actualidad los índices de contaminación mundial son muy altos, por tal motivo es necesario contar con nuevas técnicas de generación de electricidad que no contaminen el planeta.

México se ubica entre los cinco países con mayor potencial para generar energía solar, cuenta con una radiación solar promedio de cinco kilowatts hora por metro cuadrado (KWh/m<sup>2</sup>). Así lo reveló el investigador Enrique Caldera en su ponencia "Panorama Mundial de la Energía"<sup>2</sup>.

Por lo cual el diseño de una planta que genere electricidad y no emita contaminantes es el principal objetivo de este proyecto. Se optó la energía solar como solución del problema

---

<sup>2</sup> Asociación Nacional de Energía Solar (ANES 2012), México, entre los cinco países con mayor potencial de energía solar. Obtenida en Febrero del 2012.

<http://www.anes.org/anes/>

considerando que la energía solar es una energía ilimitada y en nuestro país no se ha invertido a gran escala en este tipo de energía.

La planta abastecerá a la red nacional una potencia mínima de 20 MW, sin embargo como se verá en el desarrollo de este documento, habrá periodos en que la planta será capaz de proporcionar hasta 26.7 MW de potencia a la red de energía eléctrica. Es importante tomar en cuenta en donde estará ubicada la planta ya que los cálculos para la selección de la cantidad de módulos fotovoltaicos depende de la radiación solar que existe en el lugar, también la orientación de los módulos está en función de la latitud del sitio. Por tal motivo la selección del equipo que será utilizado estará condicionada por lo descrito anteriormente, incluyendo una subestación que será conectada a la red de transmisión.

Este sistema de generación no puede conectarse directamente a la red de transmisión, por lo cual es necesario contar con una subestación elevadora que tenga un voltaje de salida igual a 115 KV y así transmitirla hasta las áreas donde se concentra la subestación de distribución. La altura del sitio es importante para el cálculo de distancias dieléctricas, así como también el índice de contaminación que se tenga en el lugar. Esta información ha sido obtenida de la base de datos que se encuentra en la página electrónica del Servicio Meteorológico Nacional<sup>3</sup>.

Existen otras fuentes de energía libre de emisiones como la energía eólica, biomasa, mareomotriz, entre otras. Sin embargo el sol se ha seleccionado como fuente para generar electricidad por ser una alternativa muy viable cuando se aplica de la forma adecuada.

---

<sup>3</sup> Servicio Meteorológico Nacional. Obtenida en enero del 2011  
<http://smn.cna.gob.mx/>

## CAPITULO 2: LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.1 LA RADIACIÓN SOLAR

La energía contenida en los rayos del sol es calculado por la fórmula de Plank:

$$E = hv \quad (2.1)$$

Donde:

E= Energía de los fotones

h= Constante de Plank

v= Frecuencia de las ondas de luz

De la fórmula (2.1) se desprende que hay fotones que poseen una gran cantidad de energía y otros que poseen poca energía, es decir, existen fotones que no son capaces de atravesar la atmósfera terrestre y otros que sí. La energía que recibe la superficie de la atmósfera es una mezcla de radiaciones de distintas longitudes de onda, formada por radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja.

La constante solar es uno de los conceptos importantes, y es la cantidad de energía que recibe la superficie de la atmósfera terrestre igual a  $1370 \text{ w/m}^2$ , sin embargo, la radiación que llega hasta la superficie terrestre no es la misma debido a que la atmósfera refleja parte de esta energía, además la insolación o radiación que se recibe en un lugar determinado puede variar dependiendo de la altitud, época del año, hora del día y nubosidad existente en la tierra. A continuación se menciona la variación de la radiación incidente con la altitud y la influencia de las condiciones climatológicas en la radiación incidente (Tabla 2.1)

Tabla 2.1 Variación de la radiación incidente con la altitud<sup>4</sup>.

Altitud sobre el nivel del mar	0	900	1500	2250	3000
Intensidad de la radiación $\text{w/m}^2$	950	1050	1100	1150	1190

Tabla 2.2 Influencia de las condiciones climatológicas en la radiación incidente.

Condiciones climatológicas.	Radiación global. $\text{W/m}^2$
Cielo despejado	750-1000
Cielo parcialmente nuboso	200-500

<sup>4</sup> "Energía solar fotovoltaica" (SANCHEZ M., 2008).

De acuerdo a la forma en que llegue a la superficie de la tierra, la luz solar se clasifica en tres tipos:

- Directa: Es la que incide sobre una superficie con un ángulo único y preciso sin desviarse de su trayectoria.
- Dispersión: También llamada difusa. Es el efecto en el cual la radiación solar es desviada y los gases de la atmósfera los dispersan fácilmente a longitudes de onda cortas.
- Albedo: Es la formación de radiación reflejada por la superficie de la tierra o de cualquier otro.

En la figura 2.1 se muestra la radiación total que incide sobre una superficie inclinada corresponde a la suma de las tres componentes de radiación.

$$I_{\text{total}} = I_{\text{directa}} + I_{\text{difusa}} + I_{\text{albedo}} \quad (2.2)$$

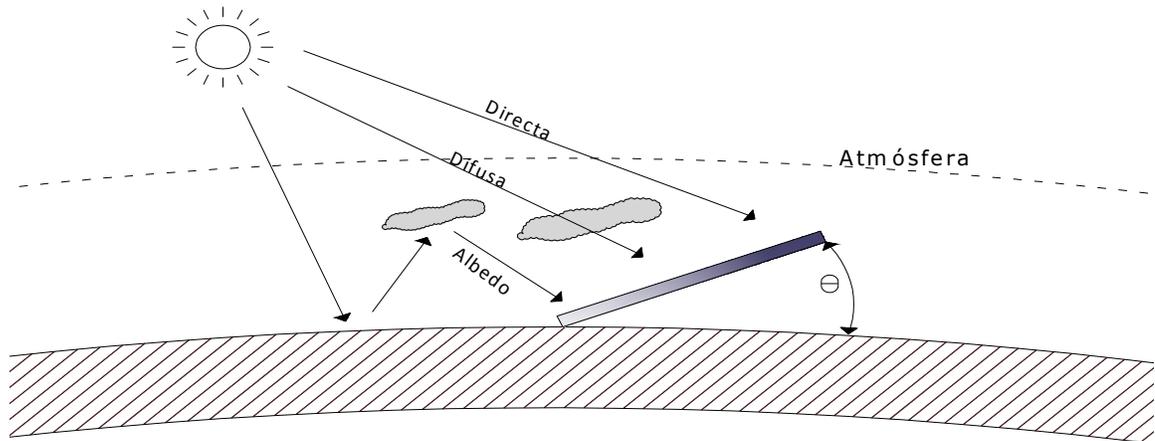


Figura 2.1 Tipos de radiación.

Las horas de pico solar son un parámetro de suma importancia para dimensionar sistemas de energía fotovoltaica y corresponde a la cantidad de horas en las cuales cada metro cuadrado de superficie captadora obtiene de modo constante 1000 [W/h] de energía.

## 2.2 EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico fue observado por primera vez en 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel, quien se dio cuenta que el voltaje que aparecía entre dos electrodos inmersos en un electrolito dependía de la intensidad de luz que incidiese sobre ellos, este efecto también fue observado por Adams y Day en 1879 pero esta vez utilizando un elemento sólido; el selenio. Sin embargo la primera celda solar moderna se fabricó en 1954. Fue una celda de

silicio; la celda solar es el elemento que convierte los fotones que proceden del sol en una corriente eléctrica.<sup>5</sup>

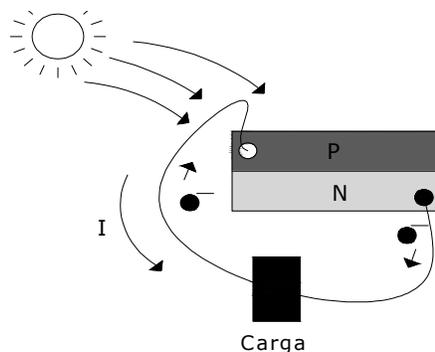
### 2.3 ESTRUCTURA BÁSICA DE UNA CELDA SOLAR.

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que poseen los fotones de la luz solar. Entonces, cuando la luz solar incide sobre el material semiconductor, sus fotones proporcionan la energía necesaria a los electrones de valencia para romper sus enlaces y queden libres y así propagarse por el material (ver figura 2.2) .

Para conseguir la extracción de corriente, es necesario fabricar una unión p-n que consiste en producir un semiconductor en el que una zona sea tipo p y otra zona sea tipo n. La región p actúa como contacto selectivo para los huecos impidiendo el paso de los electrones. De forma similar, la región n actúa como contacto selectivo para los electrones, esto hace posible el mantenimiento de una corriente eléctrica por el circuito exterior y en definitiva el funcionamiento de la celda como generador fotovoltaico (ver figura 2.2).

Cuando los fotones emitidos por la luz solar son absorbidos por los semiconductores; se generan pares de portadores de carga eléctrica, electrones y huecos, los cuales deben ser separados para usar la energía que cada uno representa. Estos portadores son generados por la energía de los fotones, y viajan bajo un gradiente de concentración donde son separados por efecto del campo eléctrico.

La acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado un voltaje eléctrico que se puede medir externamente, el voltaje generado es lo que conocemos como efecto fotovoltaico (ver figura 2.2).



*Figura 2.2 Efecto fotovoltaico: al incidir la luz solar en la unión, se genera una corriente que se transmite por la carga, los electrones circulan en dirección a los huecos.<sup>6</sup>*

<sup>5</sup> Romero, M. (2010). Energía solar fotovoltaica, p.46

<sup>6</sup> Fundamentos de la conversión Fotovoltaica: La Célula Solar(Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas [CIEMAT], 2008, p.1.17)

Se debe mencionar que la fabricación de una celda (ver figura 2.3) no consiste en pegar un semiconductor tipo  $p$  a otro  $n$ , es necesario el empleo de tecnologías especiales tales como la difusión de dopantes para las celdas de silicio.



*Figura 2.3 Celda solar fabricada por sunway<sup>7</sup>*

### 2.3.1 CONSTRUCCIÓN Y ESTRUCTURA DE LA CELDA FOTOVOLTAICA

Físicamente, la celda fotovoltaica es un diodo con una superficie muy amplia, comúnmente se fabrican con silicio. Generalmente una celda fotovoltaica tiene un grosor que varía entre 0.25 y 0.35 milímetros, su fabricación por lo regular es cuadrada.

Las celdas de silicio pueden construirse de cristales monocristalinos, policristalinos o de silicio amorfo. La diferencia radica en cómo están dispuestos los átomos de silicio, además según su construcción varía su eficiencia.

- Silicio monocristalino: La celda es crecida o procesada como un único cristal. Una vez cortada en obleas o láminas se realizan las difusiones de impurezas. Las celdas con estructura monocristalina suelen mostrar buenas eficiencias, sin embargo también presentan elevados costos de fabricación. Se caracterizan por su color azul homogéneo o negro.
- Celdas de silicio policristalino: Está basada también en pequeños cristales o granos, el tamaño de grano en estos materiales es inferior al de otros materiales. Su composición a partir de pequeños cristales elementales hace que su color no sea uniforme, sino que presente diferentes tonalidades de azul.
- Celdas de silicio amorfo: Es silicio en una forma no cristalina, con defectos en sus enlaces atómicos, sin embargo el silicio amorfo se deposita de tal manera que contenga una pequeña cantidad de hidrogeno, estos átomos de hidrogeno saturan muchos de los huecos de la red cristalina, permitiendo así a los electrones moverse a través del silicio. Tiene dos desventajas, la primera es su baja eficiencia y la segunda es su periodo corto de vida útil.

<sup>7</sup> Sunways Solar Cells (2012).

<http://www.sunways.eu/es/productos/solar-cells/celulas-estandar/>

Una celda solar común, está compuesta de capas. Primero hay una capa de contacto posterior que se logra evaporando o pintando con metal la plancha y que se suele cubrir totalmente, luego van dos capas de silicio (unión p-n). En la parte superior se encuentran los contactos de metal frontales con una capa de antirreflexión que da a la celda solar su típico color azul o negro, estos forman un patrón en forma de reja (ver figura 2.4). Ambos lados de la celda solar están eléctricamente conectados por un cable, una corriente circulara cuando la luz incida.

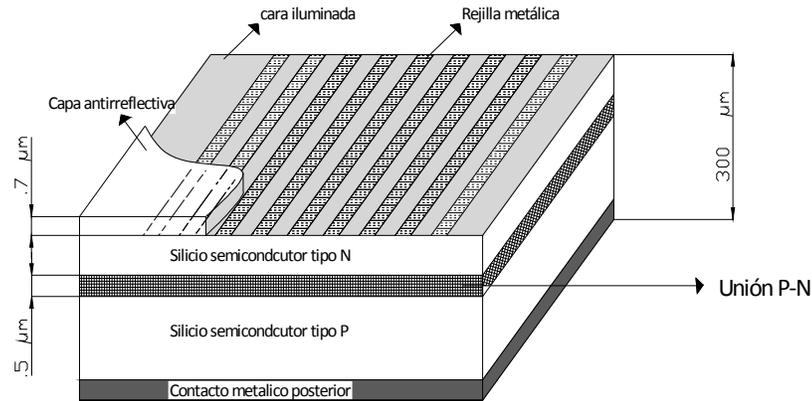


Figura 2.4 Estructura de una celda fotovoltaica.

Las celdas además de clasificarse por su construcción, también se clasifican según su estructura (distinto número de unión p-n en el mismo dispositivo), que son:

- Dispositivos de unión simple: Se trata de una celda con una única unión p-n.
- Dispositivos multifunción: La celda se crea a partir de varias uniones supuestas, incluso pueden ser varias celdas crecidas en la misma estructura. Las celdas multiunión involucran distintos materiales y técnicas de fabricación, que pueden dar lugar a estructuras realmente complejas.
- Dispositivos monocelda: Están hechas de materiales que tienen una mayor anchura de respuesta espectral y son más comunes.
- Dispositivos tándem o en cascada: Es la combinación de dos o más celdas en una misma estructura con el propósito de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Cada parte de la celda está construida para aprovechar determinado rango del espectro y es transparente a los demás, es decir, sólo aprovecha las frecuencias de luz para las cuales está fabricada y las demás las deja pasar a otras celdas (ver figura 2.5). Estas celdas tienen un rendimiento superior a cualquier otro tipo, sin embargo, aún no son comercializadas ya que sólo han sido probadas en laboratorio y tienen un alto costo de fabricación.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> "Tecnología de Células Solares de Silicio Cristalino" (CIEMAT, 2008, p.2.11).

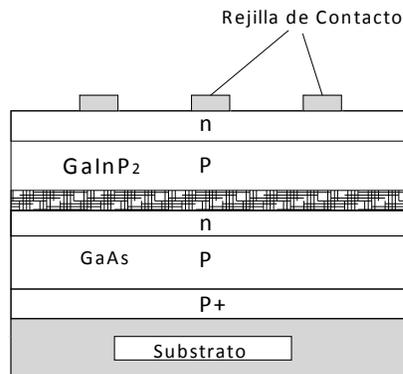


Figura 2.5 Estructura de un tándem.

## 2.4 ELEMENTOS BÁSICOS DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

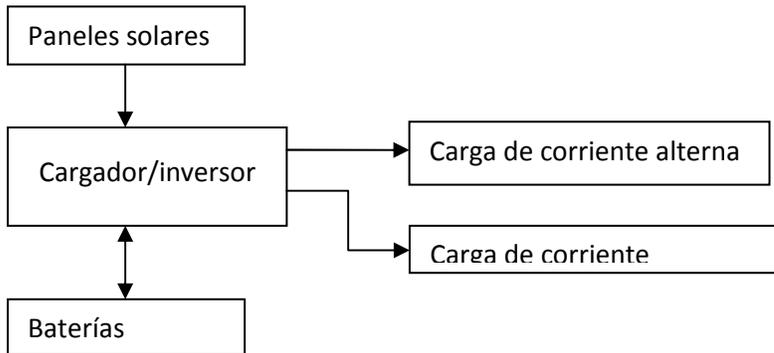
- Celdas fotovoltaicas: Unidad básica de un sistema fotovoltaico.
- Módulo fotovoltaico: Es un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas en serie o serie-paralelo para generar voltajes, corrientes nominales y potencia deseada en el módulo.
- Panel fotovoltaico: Es un grupo de módulos fotovoltaicos interconectados para generar los voltajes y corrientes requeridos por el arreglo fotovoltaico.
- Arreglo fotovoltaico: Grupo de paneles fotovoltaicos interconectados en paralelo para generar los voltajes y corrientes que requiere el sistema solar fotovoltaico.
- Inversores: Convierte la corriente continua que proporcionan el arreglo fotovoltaico en corriente alterna.
- Banco de baterías: Un conjunto de baterías que se usa para almacenar parte o toda la energía generada por los paneles.
- Controladores de carga: Elemento que regula el voltaje y corriente entregados por los paneles fotovoltaicos.
- Carga: Sistema que será alimentado por la planta solar, existe dos tipos: Cargas en corriente alterna y cargas en corriente directa.

**CAPÍTULO 3: EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

**3.1 TIPOS DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS**

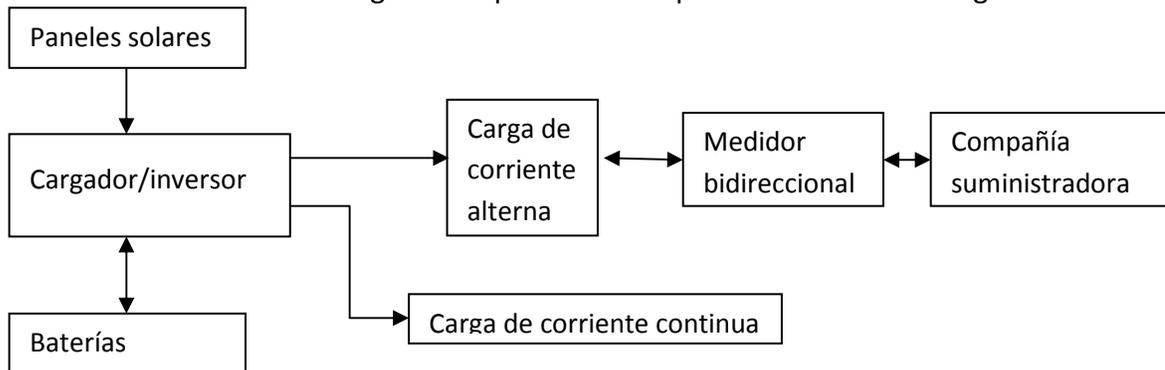
- Diagrama 3.1 Sistemas Autónomos.

Las instalaciones fotovoltaicas autónomas son instalaciones no conectadas a la red eléctrica. Su capacidad de generación es menor que el de las instalaciones conectadas a la red. Y se diferencia por tener baterías para la acumulación de energía.

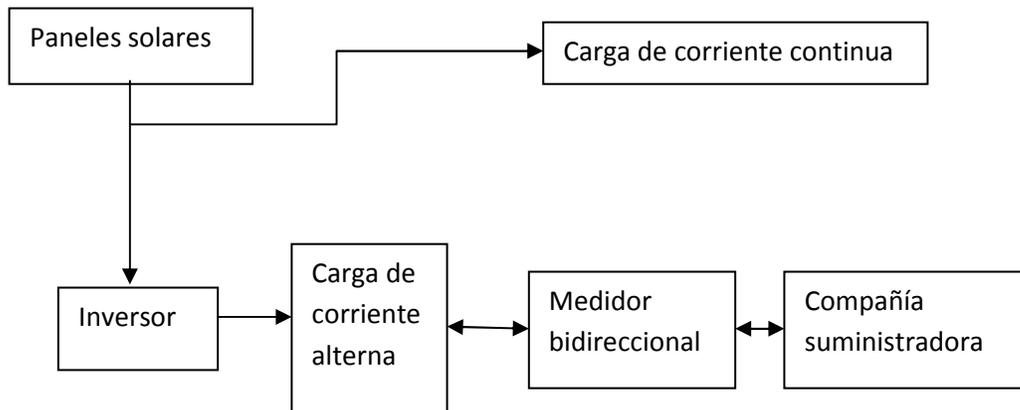


- Diagrama 3.2 Sistemas interconectados a la red con respaldo de baterías.

En instalaciones conectadas a la red no es necesario el uso de baterías, aunque pueden usarse como fuente de energía de respaldo en cualquier situación de emergencia.

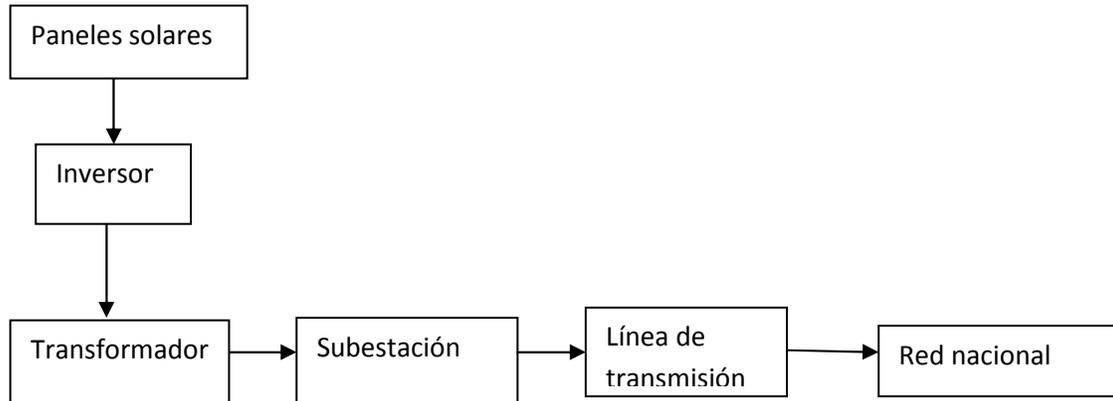


- Diagrama 3.3 Sistemas interconectados a la red sin respaldo de baterías.



- Diagrama 3.4 Sistemas interconectados a la red como plantas generadoras.

Las instalaciones conectadas a la red, suministran directamente a la red de transmisión la energía que generan sin tener que ser almacenada en baterías.



### 3.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

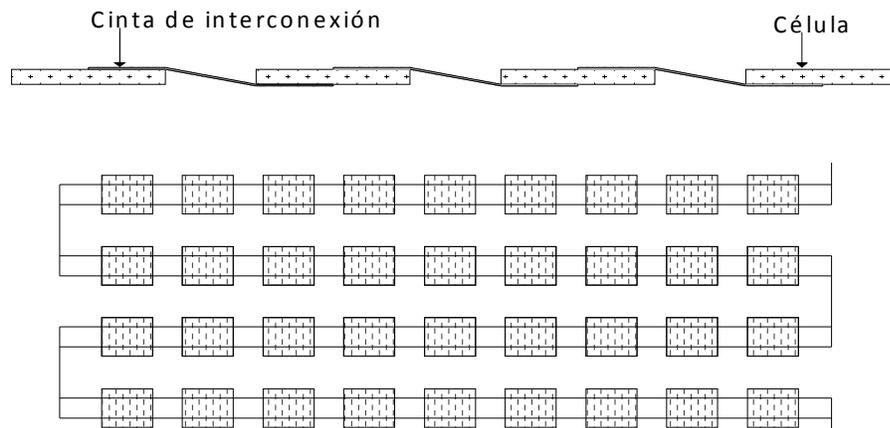
Cada fabricante adopta una forma diferente de construir el panel, sin embargo existen ciertas características que son comunes en todos ellos, de las cuales se hablarán a continuación.

#### 3.2.1 ENCAPSULAMIENTO DE LAS CELDAS

Las celdas fotovoltaicas necesitan ser encapsuladas en una superficie rígida para darles mayor dureza mecánica que dará soporte a las celdas y tener protección contra agentes externos como granizo, aves o cualquier solido que pueda dañar su superficie, además el encapsulado determina la vida útil del módulo. En la actualidad el periodo de vida garantizado por los fabricantes se encuentra entre 20 y 25 años.

#### 3.2.2 INTERCONEXIÓN DE LAS CELDAS

Una celda solamente es capaz de producir en promedio 0.5 [V], ya se ha mencionado que su rendimiento varía según su fabricación, sin embargo este es el promedio que tienen las celdas que más se comercializan. El voltaje generado por una celda no nos proporciona la posibilidad de ser aplicado directamente en un sistema solar fotovoltaico, es necesario interconectar las celdas en serie, o serie-paralelo para así elevar el voltaje generado (ver figura 3.1). Se ha descrito que la interconexión de varias celdas forman un módulo y nos proporciona un voltaje considerablemente más grande comparándolo con el que genera una sola celda.



*Figura 3.1 Interconexión entre las celdas<sup>9</sup>*

### 3.2.3 ESTRUCTURA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

La estructura más convencional de un módulo fotovoltaico está compuesta por diversos elementos con características especiales (ver figura 3.2) y se describen a continuación.

-Cubierta frontal: Por ser la superficie en la que incide primero la luz solar debe de proporcionar una elevada capacidad de transmisión en el rango de longitudes de onda que pueden ser aprovechados por las celdas, está cubierta debe de tener un bajo índice de reflexión; para así aprovechar al máximo la luz que recibe el módulo, debe ser impermeable, resistente al impacto y contar con baja resistividad térmica. Comúnmente los fabricantes usan cristal templado con bajo contenido en hierro, por ser el material más barato y tiene excelentes propiedades de auto-limpiado.

-Encapsulante: Es utilizado para proporcionar rigidez mecánica a las celdas, también da adhesión entre celdas, la cubierta frontal y posterior del módulo.

-Cubierta posterior: Debe ser impermeable y con baja resistencia térmica.

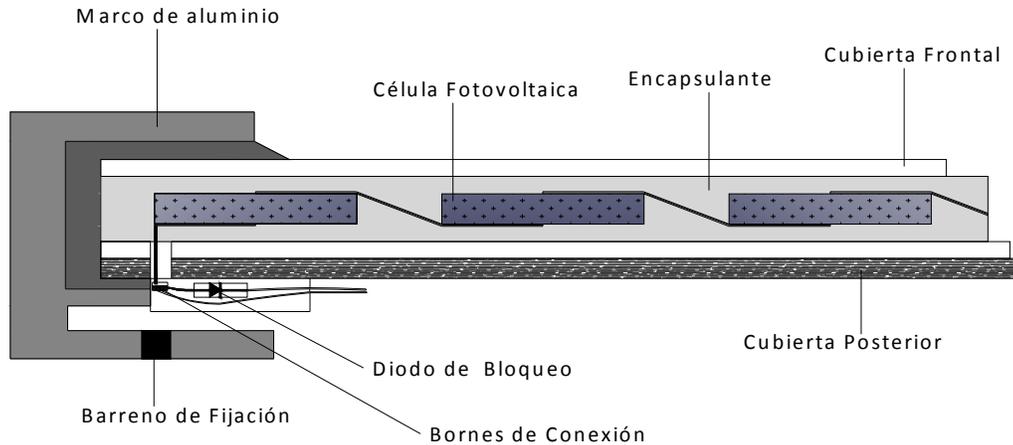
-Marco de aluminio: Es la superficie que cubre el contorno del panel, permite la instalación del panel debido a que cuenta con un orificio de fijación.

-Bornes de conexión: Medio de conexión entre las celdas interconectadas y el diodo de protección.

-Diodo de bloqueo: Sirve para evitar posibles corrientes entrantes que dañarían al módulo.

<sup>9</sup> "Tema 3: Fabricación de células y módulos de silicio monocristalino y multicristalino." (CIEMAT, 2008, p.3.17).

Nota: En España las celdas solares son llamadas células solares.



F3.2 Estructura del panel fotovoltaico<sup>10</sup>

### 3.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos cuentan con ciertos parámetros eléctricos que son de suma importancia para ser adecuadamente instalados y operados. Estas características nos permiten conocer en qué condiciones se puede obtener sus valores nominales y así realizar los cálculos requeridos en un proyecto de ingeniería.

#### CURVA CARACTERÍSTICA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En la figura 3.3 se muestra la curva que representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo condiciones ambientales determinadas.

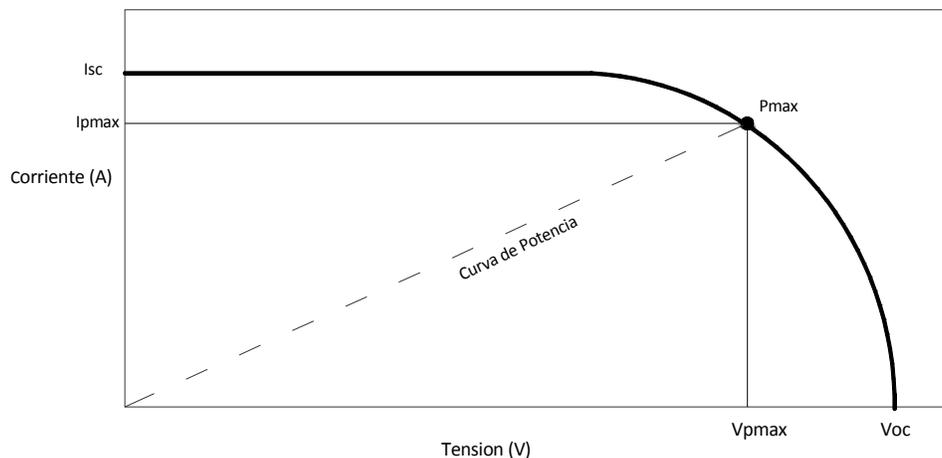


Figura 3.3 Curva característica de un panel fotovoltaico<sup>11</sup>

<sup>10</sup> "Capítulo 7: El generador fotovoltaico", (CIEMAT, 2008, p.7.7).

<sup>11</sup> Los sistemas fotovoltaicos "Curso de introducción" (GRUPO CONDUMEX, p.20).

Puede observarse que la corriente de corto circuito es ligeramente mayor a la corriente en el punto de máxima potencia, por eso debemos de tomar precauciones necesarias, y contar con protecciones adecuadas para evitar que en el módulo circule la corriente de corto circuito que podría dañar las celdas.

### 3.3.1 FACTORES QUE AFECTAN LA CURVA CARACTERÍSTICA DEL PANEL FOTOVOLTAICO.

La curva característica corriente/tensión del panel fotovoltaico es afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación, la temperatura y la distribución espectral de la luz solar, teniendo variaciones de corriente o de tensión según el factor por el cual sea afectado.

### 3.3.2 EFECTO DE LA INTENSIDAD DE ILUMINACIÓN.

En general la intensidad de irradiación afecta directamente a la corriente, entonces se puede considerar que la corriente del panel fotovoltaico es proporcional a la irradiación solar recibida, por lo tanto al aumentar la irradiación aumenta la potencia entregada por el módulo (ver Figura 3.4).

Se ha descrito anteriormente que la unión p-n genera una diferencia de potencial, sin embargo para que circule una corriente se requiere que la luz solar incida sobre la superficie de la unión por lo cual el efecto de la intensidad de iluminación no afecta al voltaje o tensión generado sólo a la corriente.

Para la instalación de paneles es recomendable no conectar en serie módulos con diferentes ángulos y orientación por ninguna circunstancia puesto que módulos con distintas orientaciones y ángulos generan corrientes distintas que circularan por todos los módulos conectados al panel, de ser necesario es preferible conectar los módulos en paralelo.

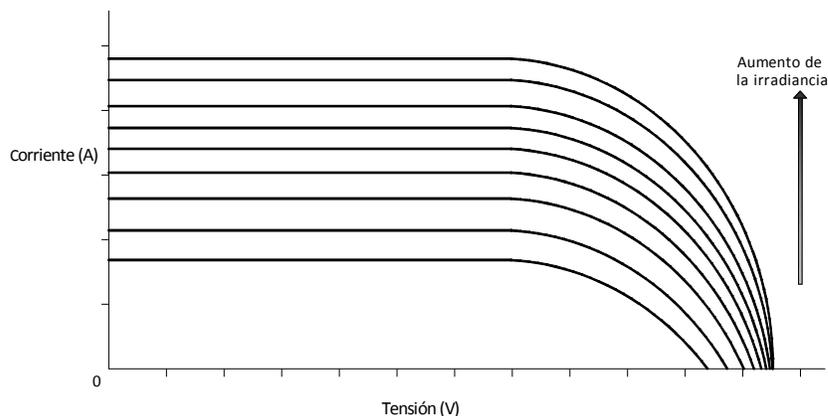
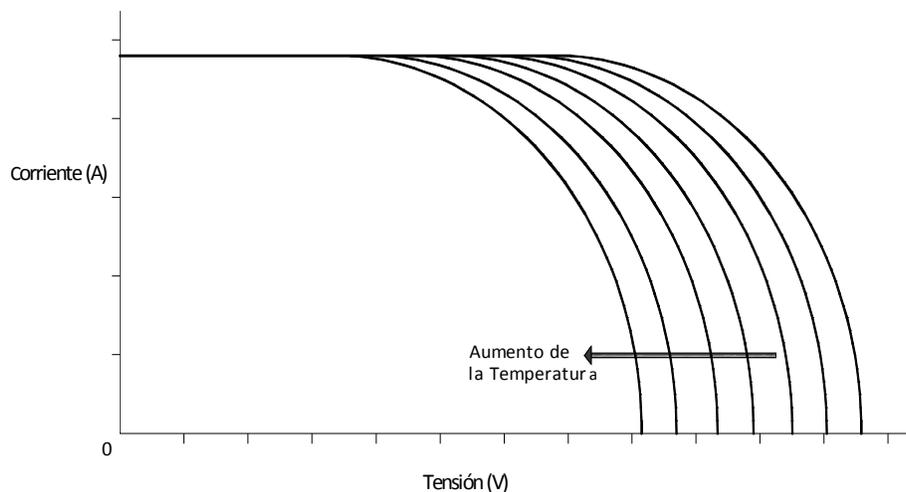


Figura 3.4 Efecto de la variación de radiación en un panel fotovoltaico<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Los sistemas fotovoltaicos "Curso de introducción", (CONDUMEX, p.21).

### 3.3.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA

Cuando las celdas están expuestas al sol elevan su temperatura, lo que ocasiona cambios en la generación de energía eléctrica, el voltaje generado varía inversamente proporcional a la temperatura de las celdas, sin alterar la corriente de salida (ver figura 3.5). Es decir el efecto de la temperatura únicamente produce cambios en el voltaje generado y no en la corriente, por lo que la potencia generada varía según la temperatura de los módulos. Por esta razón los paneles deben ser instalados de tal manera que el aire pueda circular por su superficie y debajo de ellos y así lograr que su temperatura no suba, para tener una temperatura constante lo más cercana a la temperatura ambiente del sitio donde serán instalados. Cuando se instala un sistema solar fotovoltaico también se debe tener en cuenta la temperatura mínima a la que estarán sometidos los módulos, teniendo entonces que aplicar un factor de corrección por baja temperatura.



*F3.5 Efecto de la temperatura sobre el módulo fotovoltaico<sup>13</sup>*

### 3.3.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir condiciones de operación, para contrastar los valores de distintos fabricantes, las condiciones más usadas por los fabricantes e incluidos en las especificaciones técnicas de los módulos son conocidas como condiciones estándar de prueba (STC) y tienen las siguientes características:

- 1000[W/m<sup>2</sup>] de radiación solar.
- 25 [°C] de temperatura de las celdas fotovoltaicas.
- AM<sup>14</sup>: 1.5

<sup>13</sup> Los sistemas fotovoltaicos “Curso de introducción”, GRUPO CONDUMEX, p.21.

<sup>14</sup> La masa de aire (AM) es una forma de medir el grado de interacción que ejerce la atmósfera sobre la radiación solar: Cuanto mayor sea el factor AM, más larga será la trayectoria de la radiación.  
Moro, M. (2010), Instalaciones solares fotovoltaicas, p.21

### 3.3.5 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Para llevar a cabo la instalación de un sistema solar fotovoltaico es necesario contar con especificaciones técnicas de los módulos a utilizar, para así dimensionar la instalación. Todos los fabricantes proporcionan las especificaciones técnicas de los equipos, sin embargo es de suma importancia interpretar dichas especificaciones.

Comúnmente los datos contenidos en las especificaciones técnicas son:

- Potencia máxima ( $P_{max}$ ): Se refiere a la potencia máxima entregada por el módulo, aludiendo al punto de máxima potencia que fue descrito en la curva característica del módulo.
- Potencia mínima garantizada ( $P_{min}$ ): Potencia mínima que entregaría el panel bajo ciertas condiciones.
- Tolerancia de potencia a la salida: Máxima variación que podría presentar el módulo fotovoltaico en la potencia de salida.
- Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): Voltaje que presenta el módulo en sus terminales sin carga conectada.
- Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ): Corriente que circularía por el panel si se presenta la condición de corto circuito en sus terminales.
- Voltaje para máxima potencia ( $V_{mp}$ ): Voltaje generado cuando el panel opera en el punto de máxima potencia.
- Corriente para máxima potencia ( $I_{mp}$ ): Corriente producida cuando el panel opera en el punto de máxima potencia.
- Temperatura de operación normal de la celda: Temperatura a la cual la celda entrega sus valores nominales.
- Voltaje máximo del sistema: Se refiere al aislamiento del sistema.
- Fusible de protección: Debe de contar con el dato de corriente a la cual opera el fusible de protección del módulo.
- Tipo de celda y dimensiones: Debe contener información básica sobre el tipo de celdas que contiene el módulo y sus dimensiones, regularmente están dadas en milímetros.
- Número de celdas contenidas en el módulo.
- Dimensiones del módulo: largo, ancho y profundidad.
- Peso del módulo.
- Tipo de conector con el que cuenta el módulo.
- Eficiencia del módulo.
- Certificaciones: Debe contar con certificaciones según estándares de la norma vigente del lugar donde será instalado.
- Condiciones estándar de prueba: Masa de aire (AM), radiación y temperatura.

### 3.4 INVERSOR

Un módulo fotovoltaico suministra corriente continua, debido a esto únicamente podemos alimentar directamente del módulo cargas de corriente continua. Para alimentar una carga de corriente alterna es necesario el uso de un inversor.

Los inversores son circuitos que son capaces de convertir la corriente continua en corriente alterna. Un inversor consta de un circuito electrónico realizado con transistores o tiristores que cortan la corriente continua alternándola y creando una onda de forma cuadrada, una vez que se tiene una onda cuadrada se recurre a diversos métodos para aproximar la onda que se ha generado a una onda de tipo senoidal. Uno de los métodos más usados es la modulación por ancho de pulsos, una vez generada la onda cuadrada se modula para así aproximar el voltaje que se tiene al de una senoide. Sin embargo el hecho de ser aproximaciones a una onda de tipo senoidal hace que se presente el fenómeno conocido como distorsión armónica, dicho fenómeno es dañino para algunos aparatos electrónicos, además no es posible conectar a la red un inversor que presente alta distorsión armónica. Existen inversores monofásicos y trifásicos, su principio de operación es el mismo.

#### 3.4.1 INVERSOR RESONANTE

Para eliminar la distorsión armónica es necesario el uso de filtros, estos filtros permiten sólo el paso de la onda de frecuencia fundamental. A menudo se coloca un transformador en la salida del inversor, por la respuesta en frecuencia que tienen los transformadores pueden ser usados como filtros, entonces al colocar el transformador en la salida del modulador de ancho de pulso se tiene un filtro, obteniendo entonces lo que en la práctica se llama un inversor de tipo resonante.

#### 3.4.2 SEGUIDOR DE MÁXIMA POTENCIA EN EL INVERSOR.

Un seguidor de máxima potencia es un mecanismo que comúnmente está instalado en los inversores usados para sistemas fotovoltaicos, capaz de modificar las condiciones de operación del inversor, para que siempre entregue la máxima potencia que puede generar.

#### 3.4.3 CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES QUE SON CONECTADOS A LA RED

En los sistemas solares fotovoltaicos que son conectados a la red se deben de seguir ciertas consideraciones respecto a los inversores a utilizar. Las características deseables de un inversor que será conectado a la red son las siguientes:

- Seguidor de máxima potencia
- Protección contra falla a tierra.
- Desconectores para CA y CC: Para maniobras.

- Envolvente a prueba de intemperie.
- Deben operar con factor de potencia uno o el más cercano.
- Deben de contar con un punto de fácil desconexión.

Las dos principales cuestiones técnicas a considerar en un inversor desde el punto de vista de calidad de la señal, es el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente los inversores conmutados, operan con un factor de potencia ligeramente menor a uno, cosa que debe ser evitada puesto que con factores de potencia bajos; el inversor demandara a la red potencia reactiva, afectando la tensión o voltaje del sistema, lo cual puede degradar la calidad del servicio eléctrico de los demás consumidores conectados a la red.

El contenido armónico en la señal de salida de un inversor para un sistema solar fotovoltaico es difícil de fijar debido a que no existe mucha información disponible, sin embargo, para un inversor que será conectado a la red es deseable que la distorsión armónica sea casi nula.

Los inversores de potencia actuales suelen incluir el control de todo sistema, esto incluye detectar que el generador fotovoltaico tiene suficiente potencia para conectarse a la red, cerrando un contacto y comenzando a operar. La lógica de control del inversor incluirá un sistema de protección que detecte:

- Fallas a tierra
- Condiciones anormales en la red
- Perdidas de una fase
- Parada del inversor cuando la etapa de potencia se sobre caliente

El inversor deberá contar con un sistema de protección contra transitorios.

#### 3.4.4 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MÁS RELEVANTES PARA LA SELECCIÓN DEL INVERSOR

Una vez elegido el arreglo de los paneles fotovoltaicos, es necesario llevar la energía eléctrica generada hacia un inversor, para tener una señal de corriente alterna, sin embargo para dimensionar el proyecto es necesario elegir el inversor más adecuado para la instalación, es decir se requiere de un inversor que sea capaz de recibir la potencia generada, y que además no sea insuficiente o exceda en demasía los requerimientos del sistema a instalar, además debe de suministrar el voltaje y corrientes demandados por el tipo de carga que será alimentada.

Entrada (CC):

- Potencia máxima de corriente continua.
- Voltaje máximo de corriente continua.
- Rango de tensión del seguidor de punto de máxima potencia(MPP)

- Voltaje nominal de corriente continua.
- Voltaje de corriente continua mínima / Voltaje inicial.
- Corriente máxima de entrada por string<sup>15</sup>.
- Cantidad de seguidores de punto de máxima potencia.

### Salida (CA):

- Potencia nominal de corriente alterna.
- Potencia aparente máxima.
- Voltaje nominal de corriente alterna.
- Frecuencia de red.
- Corriente máxima de salida.
- Factor de potencia.
- Fases.

### Dispositivos de protección:

- Protección contra polarización y corrientes inversas.
- Seccionador de corriente continua.
- Resistencia a corto circuito.
- Monitoreo de corto circuito a tierra.
- Monitoreo de red.

### Dimensiones:

- Ancho.
- Alto.
- Profundidad.
- Peso.

Los inversores que se encuentran en el mercado pueden conectarse a la red sólo si cuentan con un transformador.

Es necesario que un inversor que vaya a ser conectado a la red pueda ser capaz de sincronizar su señal con la señal de la red eléctrica, de conectarse una señal que no está en sincronismo con la de la red; se produce un efecto de corto circuito por el desfase entre las señales; para que las señales de la red y del sistema solar fotovoltaico estén en fase es necesario el uso de un sincronizador. Muchos de los inversores que cuentan con transformador además tienen instalado un sincronizador, de esta manera puede conectarse directamente el inversor a la red.

---

<sup>15</sup> String definido como un grupo de módulos conectados en serie



Figura 3.6 Inversor “Sunny Boy” fabricado por SMA<sup>16</sup>

### 3.5 BATERÍAS EN UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

En un sistema solar fotovoltaico la generación de energía eléctrica no es constante durante cualquier época o periodo. Durante el día la generación depende de la luz solar recibida y durante la noche no es posible generar energía, tampoco es posible generar la misma cantidad de energía en un día soleado o en un día nublado, así como tampoco es posible generar la misma cantidad de energía durante el verano que durante el invierno.

Se tiene un índice de generación aleatorio; en un sistema autónomo se requiere de una generación constante todo el tiempo ya que la carga así lo requiere. Por lo cual es necesario contar con un sistema de acumulación para alimentar a la carga en periodos de baja insolación o durante la noche. Además la mayor demanda del usuario se ubica en horas de tarde y noche por lo cual es necesario prever una acumulación de energía que no será utilizada inmediatamente después de ser generada sino que será usada cuando la energía generada sea reducida o nula.

En sistemas conectados a la red también es posible el uso de baterías para el suministro de energía a la red como respaldo si el sistema solar fotovoltaico llega a fallar, está en mantenimiento o maniobras. También existen sistemas conectados a la red que no cuentan con baterías; pero tienen un medidor bidireccional que permite inyectar los excedentes de generación que se tengan a la red pública y cuando sea requerido absorber de la red esos excedentes.

En una planta generadora de energía eléctrica que use como medio de generación un sistema solar fotovoltaico no es necesario el uso de baterías ya que la energía generada es inyectada directamente a la red pública para su transmisión y distribución. Por esta razón no requiere de respaldo alguno además de que la potencia generada es considerablemente alta y no es posible almacenar de manera sencilla tal cantidad de energía.

<sup>16</sup> Catalogo SMA( Sunny Family 2010).

## **CAPÍTULO 4: DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.**

Cuando se diseña un sistema solar fotovoltaico, no importando las dimensiones o potencia generada es trascendental conocer distintos datos acerca del lugar donde se situará el sistema solar fotovoltaico. Entre los datos más relevantes con los que debemos de contar se encuentran:

- Niveles de radiación mínimos y máximos durante distintas épocas del año.
- Latitud del lugar donde se instalara el sistema solar fotovoltaico.
- Temperatura máxima y mínima
- Tipo de suelo; resistividad
- Humedad
- Velocidad del viento

Debido a que la generación solar fotovoltaica depende directamente de la radiación del sol, la selección del sitio se hará considerando principalmente regiones con altos índices de radiación solar.

### **4.1 NORMATIVIDAD APLICABLE**

Un aspecto importante es la normatividad aplicable en la región donde se desee construir la planta.

El artículo 690 del NEC 2008 contiene los lineamientos que debe de cumplir un sistema solar fotovoltaico.

Además, el IEEE cuenta con el estándar 929, en donde se puede encontrar equipo y orientación necesaria para garantizar el funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red. Así mismo incluye factores relacionados con la seguridad del personal y protección de equipos.

### **4.2 SELECCIÓN DEL SITIO PARA UBICAR EL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO**

Para el caso de una planta generadora se deberá escoger preferentemente un lugar donde podamos obtener niveles de radiación anuales.

Es de suma importancia conocer los datos de la radiación, ya que esta varía según la época del año, y de esto dependerá la potencia máxima y mínima que podrá generar la planta además el dimensionamiento del sistema está directamente ligado a los niveles de radiación.

Una vez que se conocen los datos de la radiación solar del sitio donde se localizara la planta, se elige el equipo que se utilizará, en un sistema solar fotovoltaico los elementos de más relevancia son los módulos fotovoltaicos y los inversores.

### **4.3 SELECCIÓN DE EQUIPO.**

#### **4.3.1 SELECCIÓN DEL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO**

El primer paso a seguir es seleccionar el módulo solar que se utilizará en el diseño de la planta, es importante la selección de un módulo que genere el mayor potencial posible para optimizar la cantidad de suelo que ocupara la planta.

#### **4.3.2 CAJAS DE CONEXIONES**

Otro de los equipos a seleccionar son las cajas de conexiones también llamadas cajas combinadoras, las cuales tienen la función de conectar en paralelo los strings. Estas cajas, en su mayoría cuentan con sistemas de protección y de desconexión, razón por la cual se convierten en elementos indispensables para el control de los sistemas solares fotovoltaicos.

#### **4.3.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR**

La selección del inversor para la planta dependerá de que maneje rangos de potencias altos para contar con el menor número de inversores posibles, logrando así un diseño simple y confiable. Sin embargo también influyen aspectos como la simplicidad de los esquemas de protección y control del sistema solar fotovoltaico.

### **4.4 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

El primer paso para el diseño de la planta será escoger los módulos fotovoltaicos y el inversor que se implementara. El arreglo de módulos solares debe acoplarse a las características eléctricas de entrada del inversor, de esta manera, se puede optimizar el arreglo de módulos para obtener la máxima potencia posible que el inversor puede manejar. Si el procedimiento se hace de forma inversa, es decir, si primero se diseña el arreglo de módulos fotovoltaicos, y después se selecciona el inversor, se complicará el proceso de selección del inversor, puesto que deberá hallarse un inversor que cuente con características específicas para adaptarse al arreglo de módulos diseñado.

Cuando se diseña el diagrama de conexiones de módulos fotovoltaicos, se debe tomar en cuenta el área que usara el arreglo; para optimizar el diseño físico de los módulos. Con esto se pretende lograr que el diseño físico tenga una forma geométrica regular, debido a que el arreglo para los módulos principalmente se diseña para un inversor, y una planta generadora cuenta con más de un inversor.

Cuando se tienen formas regulares en el arreglo físico de módulos solares, también se optimiza el área total que requerirá la planta.

Por lo cual, es importante el diseño del arreglo de módulos solares, no sólo para obtener el máximo rendimiento del inversor, sino también para optimizar el área de suelo que se requerirá.

Para llegar a tener un arreglo ideal, es posible diseñar no sólo un arreglo de módulos, sino varios. Se puede partir de un diseño base, y realizar modificaciones hasta llegar a un diseño adecuado.

Se deben tomar en cuenta otros factores para el arreglo físico de módulos fotovoltaicos, tales como la cantidad de módulos que pueden cargar los soportes, espacio para personal que dará mantenimiento a la instalación, así como espacio para unidades que puedan transportar equipo de mantenimiento y módulos solares.

La ubicación del inversor dependerá del tamaño de la planta generadora, si la planta genera una potencia relativamente pequeña es posible ubicar todos los inversores en un único cuarto, sin embargo, cuando se genera una potencia alta, el inversor tendrá que ser colocado a una distancia próxima al arreglo de módulos, debido que si el inversor se coloca a una gran distancia, las pérdidas resistivas en los conductores aumentará. Para reducir esas pérdidas en los conductores que transportarán la energía desde el inversor hasta la subestación es necesario instalar transformadores que eleven la tensión generada.

El diseño se debe realizar con los datos de la mínima radiación que se tiene durante el año en el sitio, para asegurar que la planta genere la potencia para la cual será construida. Entonces, tendremos una potencia generada que variará según la época del año.

Los inversores existentes en el mercado cuentan en su mayoría con una eficiencia cercana al 99%, razón por la cual, la potencia de entrada a un inversor no es la misma potencia que se tiene a la salida del mismo. Por lo tanto es necesario multiplicar la potencia de entrada del lado de corriente directa del inversor por la eficiencia del inversor para obtener la potencia real que tendremos en la salida del inversor.

$$P_s = (P_e)(\eta_i) \quad (4.1)$$

Donde:

$P_s$  = Potencia de salida del inversor

$P_e$  = Potencia a la entrada del inversor

$\eta_i$  = Eficiencia del inversor

## **4.5 ORIENTACIÓN Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.**

### **4.5.1 ORIENTACIÓN**

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: La presencia de luz solar plena y un panel orientado hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa todo el año.

#### 4.5.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Los paneles solares alcanzan su máxima efectividad cuando están orientados hacia el sol, en un ángulo perpendicular con éste a mediodía. El ángulo de inclinación de los paneles deberá ser igual o el más cercano a la latitud del sitio donde se encuentre instalado el sistema solar fotovoltaico. Una ligera diferencia entre el ángulo de inclinación y la latitud del lugar no representa un cambio significativo en la generación de los paneles fotovoltaicos.

Cuando se diseña un sistema solar fotovoltaico se deben considerar posibles sombras que se pudiesen presentar por lo cual debe haber una separación suficiente entre los arreglos de módulos fotovoltaicos, también hay que tomar en cuenta posibles sombras por objetos ajenos al sistema solar, como lo son árboles, edificios o el relieve del sitio.

#### 4.6 CONDUCTORES.

Los conductores del sistema solar fotovoltaico deben ser capaces de conducir el 125% de la corriente de corto circuito calculada.

Comúnmente los conductores del sistema solar fotovoltaico se colocan debajo de los paneles fotovoltaicos en canalización portacables. El calibre de los conductores se calcula utilizando el NEC en su artículo 310.

Es importante considerar la temperatura que se puede alcanzar debajo de los paneles, y se recomienda utilizar un conductor con aislamiento de 75°C o 90°C para asegurar que no se produzca algún deterioro en los conductores. Es recomendable, utilizar conductores especialmente fabricados para su uso en sistemas solares fotovoltaicos.

#### 4.7 PUESTA A TIERRA DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Los marcos de los módulos, y equipos que no lleven corriente eléctrica deben ser puestos a tierra.

Cada string debe contar con un conductor de puesta a tierra; y la conexión a tierra del circuito de C.C debe hacerse en un sólo punto para cada generador o inversor. Es decir, se considera independiente el sistema de puesta a tierra para cada inversor, y debe existir únicamente un punto de conexión a tierra por cada inversor.

El cálculo del diámetro del conductor de puesta a tierra se realizara de acuerdo en lo indicado en el artículo 250-122 del NEC 2008.

La planta generadora contara con un sistemas de tierras; el de la subestación. El procedimiento de diseño de los sistemas de tierras se describe en el siguiente capítulo.

#### **4.8 CANALIZACIÓN PARA CONDUCTORES.**

Los conductores para conexión entre módulos se instalarán en canaletas, tubos, o directamente enterrados según sea el caso.

El cálculo de la canalización se llevará a cabo de acuerdo a lo indicado en NEC 2008 según la canalización que se escoja.

#### **4.9 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE**

Todos los conductores y equipos que forman parte del sistema solar fotovoltaico deben estar provistos de una protección contra sobre corriente. Los dispositivos de protección contra sobre corriente en un circuito del sistema solar fotovoltaico no deben ser menores al 125% de la corriente de corto circuito calculada para el circuito o equipo que se desea proteger.

#### **4.10 MEDIOS DE DESCONEXIÓN**

Se debe proveer de algún método de desconexión a todos los conductores que transporten corriente eléctrica en el sistema solar fotovoltaico así como también deben de equiparse medios de desconexión para los inversores, del lado de C.C y también del lado de C.A.

Por ningún motivo el conductor de puesta a tierra debe tener algún medio de desconexión.

Todos los medios de desconexión deben ser localizados en un lugar accesible y con la capacidad de ser operados externamente indicando claramente si está en posición de abierto o cerrado.

#### **4.11 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO**

1. Selección del sitio donde se localizará la planta.
2. Selección y cálculo del equipo: Módulos, cajas combinadoras e inversores.
3. Cálculo de orientación y ángulo de los módulos.
4. Diseño del arreglo físico de los módulos.
5. Diseño del diagrama unifilar
6. Cálculo de conductores.
7. Cálculo de protecciones.
8. Diseño del cuarto de inversores.
9. Diseño de la subestación.
10. Diseño de sistemas de tierra.

## CAPÍTULO 5: DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN.

La subestación eléctrica se diseña para contar, con una máxima confiabilidad y flexibilidad de operación. La facilidad para desconectar equipo y sacarlo de servicio para salidas programadas y no programadas.

Para diseñar una subestación, el primer paso es elegir un diagrama de conexiones, y para la selección del diagrama es necesario un estudio de la función que desempeñara la subestación así como del sistema al que se interconectara.

### 5.1 TIPOS DE SUBESTACIONES

#### SUBESTACIONES ELEVADORAS

Las subestaciones elevadoras son usadas principalmente es centrales eléctricas a fin de elevar los niveles de tensión generados a niveles de tensión de transmisión.

#### SUBESTACIONES DE ENLACE

Las subestaciones de enlace tienen como objetivo el que un sistema eléctrico tenga mayor confiabilidad para incrementar la continuidad del servicio y así elevar la confiabilidad del sistema eléctrico en cuestión.

El tipo de subestación con el que cuenta la planta solar, es de este tipo, debido a que la subestación se interconectara con otra subestación de igual voltaje, esto para tener una buena continuidad de servicio y ser conectada a la red de transmisión.

### 5.2 DIAGRAMAS UNIFILARES

El diagrama unifilar (arreglo) de una subestación tiene como objetivo representar mediante símbolos y en una sola línea las conexiones y características principales de la subestación.

Cuando se diseña una subestación, se deben de considerar los siguientes requerimientos para optimizar el diagrama de conexiones:

- Continuidad de servicio
- Flexibilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento al equipo
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito
- Simplicidad en los esquemas de control y protección
- Economía de equipo y su instalación
- Área disponible para su construcción
- Posibilidad de ampliación.

Los arreglos de barras usados para el nivel de tensión de 115 KV son:

- Barra sencilla
- Doble juego de barras principal; también conocido como barra principal y barra auxiliar.

### 5.2.1 ARREGLO DE BARRA SENCILLA

Es el arreglo más simple y el que utiliza la menor cantidad de equipo, por lo cual es el arreglo que resulta más económico. En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras a través de sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora está cerrada (ver figura 5.1).

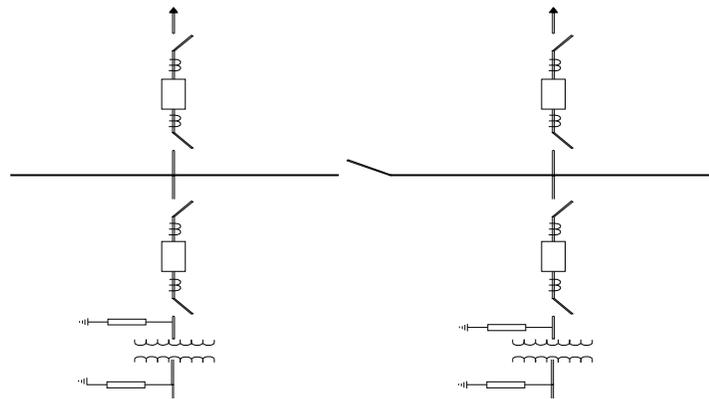


Figura 5.1 Barra sencilla

### 5.2.2 ARREGLO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE.

En condiciones normales de operación la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras (ver figura 5.2).

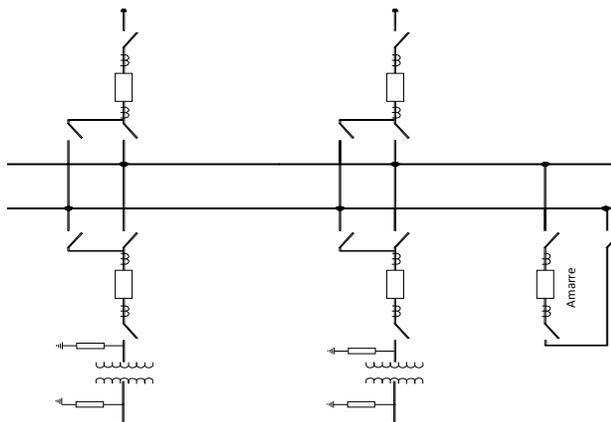


Figura 5.2 Doble barra con interruptor de amarre

### 5.3 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

El principio de coordinación de aislamiento, se basa en la probabilidad de falla y en la característica de los aislamientos de ser recuperables o no recuperables. Es decir, la coordinación de aislamiento se hace de manera que se pueda presentar una falla en la cadena de aisladores de las líneas, en lugar de los aisladores de remate en la subestación; o bien la falla se presente en éstos, en lugar de las boquillas de los transformadores, o bien en éstas, antes que en los aislamientos internos del transformador.

Las sobretensiones que se presentan en las subestaciones eléctricas, pueden ser directas (por descargas atmosféricas) o indirectas a través de las líneas de transmisión o por maniobra de interruptores sobre las líneas de transmisión conectadas a la subestación.

La coordinación de aislamiento se establece desde el diseño de la subestación:

- Dimensionamiento dieléctrico
- Blindaje de la subestación
- Protección contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas (apartarrayos).

#### 5.3.1 DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO

El dimensionamiento dieléctrico se toma en consideración principalmente por el efecto de las sobretensiones por rayo en general y por maniobra de interruptores en las subestaciones.

El dimensionamiento en la subestaciones se hace principalmente por que se dispone de equipo que tiene un arreglo que debe de ser considerado, además de que existe la posibilidad de circulación de personal y algunas veces vehículos para mantenimiento en ciertas zonas de la subestación.

Las dimensiones dieléctricas a considerar, en la subestación de tipo intemperie son las siguientes:

- Distancias de fase a tierra de barras, con respecto a estructuras y equipos.
- Distancias de fase a fase o entre partes vivas.

Con relación al arreglo de barras y equipos en la subestación, se deben considerar las siguientes dimensiones:

- Altura de las barras con respecto el suelo.
- Altura de las partes vivas de los equipos con respecto al suelo.
- Distancia de seguridad vertical y horizontal en zonas de circulación.

Para cada nivel de tensión, se tiene asociados niveles básicos de aislamiento al impulso, que por norma corresponde a los usados en las líneas de transmisión y que representa el punto de partida para los cálculos de dimensionamiento. Del mismo modo se debe considerar el efecto de la temperatura, humedad y presión barométrica en el cálculo de la tensión crítica de flameo (TCF), sólo que, como éstas distancias están asociadas al equipo y normalmente el fabricante garantiza sus características dieléctricas externas hasta 1000 msnm (metros sobre el nivel del mar), esto significa que los factores de corrección, se aplican a partir de 1000 msnm, con esto se llegó a un factor de corrección por altitud, estableciéndose que las distancias dieléctricas se deben incrementar en 1.25% por cada 100 metros de altitud sobre la altura de 1000 msnm.

$$TCF = \frac{NBI}{1.0 - 1.3\delta} \quad (5.0)$$

Donde:

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso

$\delta$  = Factor de densidad del aire

### 5.3.2 CÁLCULO DE DISTANCIAS ENTRE APOYOS DE BARRAS

Se deben especificar las distancias entre apoyos de barras, es decir entre aisladores, esto permite tener una idea de las dimensiones de la subestación eléctrica asociando esas distancias a las dimensiones del equipo o el área que ocupan en las bahías de la subestación.

### 5.3.3 ALTURA MÍNIMA DE LAS PARTES VIVAS DE LOS EQUIPOS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO

Dependiendo del tipo de diseño adoptado para la subestación, el equipo o parte de este puede quedar instalado sobre el piso, en este caso es necesario definir si durante la operación de la subestación, existirá circulación de personal en áreas cercanas a equipos energizados. En cualquier caso, la distancia mínima que se debe respetar entre partes energizadas y el suelo es la distancia de fase a tierra.

El equipo que va montado sobre bases, considera esta altura de seguridad como referencia para el cálculo de la altura de la parte viva con respecto al suelo, entre estos equipos se encuentran:

- Transformadores de instrumento (Potencial)
- Cuchillas desconectoras
- Apartarrayos
- Interruptores

### 5.3.4 ALTURA DE LAS BARRAS

En las subestaciones eléctricas normalmente existen niveles de alturas de barras con respecto al suelo. Para un proyecto el nivel de referencia es el que se encuentra más bajo en

el punto medio del claro (cuando son barras flexibles) y es la altura que se considera en los aspectos de seguridad y zonas de maniobra.

### 5.3.5 SEGURIDAD

Cuando por alguna circunstancia no se puede respetar la distancia de seguridad, entonces para evitar el acercamiento de las personas a las partes vivas de los equipos, se debe proceder a usar barreras de protección.

## 5.4 CÁLCULO DE BARRAS COLECTORAS

Las barras colectoras de una subestación son un conjunto de conductores eléctricos rígidos o flexibles que son usados como conexión entre diferentes circuitos de la subestación, tales circuitos pueden ser bancos de transformación, líneas de transmisión, etc.

Según el arreglo de barras, en una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras. El diseño de las barras se hace considerando los esfuerzos dinámicos y estáticos al que estarán sometidas según el material del conductor que se haya seleccionado.

Los cables son el tipo de barra más usado ya que es el más económico y se logran claros más grandes que con los demás materiales, sin embargo tiene grandes pérdidas por efecto corona y efecto piel. Comúnmente se usan cables de cobre y de aluminio reforzado.

### 5.4.1 MATERIALES CONDUCTORES

Es importante mencionar que en la selección del material no sólo intervienen las propiedades eléctricas sino también propiedades mecánicas y el costo del material.

Para la misma ampacidad, los conductores de cobre pesan aproximadamente dos veces más que los conductores de aluminio, razón por la que resulta una flecha mayor en el cobre que en el aluminio.

El aluminio presenta una alta resistencia a la corrosión atmosférica, sin embargo al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que cuando se ponen en contacto estos materiales deben usarse juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

### 5.4.2 PARÁMETROS DE DISEÑO PARA EL CÁLCULO DE BARRAS COLECTORAS.

Los parámetros de diseño de las barras tienen como objetivo determinar la factibilidad técnico-económica del diseño, tomando en cuenta diversas variables relacionadas con características eléctricas y mecánicas.

### 5.4.3 AMPACIDAD

Las barras colectoras deben ser capaces de soportar la corriente nominal que circula a través de ellas además de la corriente de corto circuito que pudiera presentarse durante una falla en la subestación.

## 5.4.4 EFECTO CORONA

Cuando un conductor se encuentra energizado, el aire que rodea a dicho conductor se ioniza provocando una descarga, a este efecto se le denomina efecto corona. Este efecto es consecuencia del gradiente de potencial en la superficie de los conductores y es función del diámetro del conductor.

Es posible evitar el efecto corona cuando el máximo gradiente de tensión superficial de las barras ( $E_m$ ) es menor que el gradiente de tensión superficial permisible ( $E_0$ ), el cual es función de la presión barométrica y la temperatura de operación del conductor y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$E_0 = (\delta)(g_0) \quad (5.2)$$

$$\delta = \frac{7.05(b)}{459 + T} \quad (5.3)$$

Donde:

$E_0$  = gradiente de tensión superficial permisible (KVrms/cm)

$g_0$  = gradiente de tensión superficial permisible para igual generación de radioinfluencia en conductores circulares

$\delta$  = factor de densidad del aire

$b$  = presión atmosférica (cm de Hg)

$T$  = temperatura (°F)

El máximo gradiente de tensión superficial en las barras para un arreglo trifásico se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - \frac{d}{2}} E_a \quad (5.4)$$

$$E_a = \frac{2V_1}{d \ln\left(\frac{4h_e}{d}\right)} \quad (5.5)$$

$$h_e = \frac{hD}{\sqrt{4h^2 + D^2}} \quad (5.6)$$

Donde:

$E_m$  = máximo gradiente de tensión superficial del conductor (KV/cm)

$E_a$  = gradiente promedio de tensión superficial del conductor (KV/cm)

$h$  = distancia del centro del conductor al plano de tierra (cm)

$d$  = Diámetro exterior del conductor individual (cm)

$V_1$  = 1.1 del voltaje nominal de línea a tierra (KV)

$h_e$  = Distancia equivalente desde el centro del conductor al plano de tierra para tres fases (cm)

$D$  = Separación entre fases (cm)

## 5.5 SISTEMAS DE TIERRA

Un sistema de tierras minimiza la posibilidad de accidentes con el personal y daño a equipo (equipo de potencia y equipo de comunicaciones), y por otro lado maximiza la confiabilidad del sistema eléctrico.

Los propósitos específicos de la conexión a tierra son los siguientes:

- Seguridad del personal
- Minimizar el daño en el equipo
- Controlar las sobretensiones durante los transitorios
- Disipación de las descargas atmosféricas
- Una operación correcta de los dispositivos de protección.

Adicionalmente, las condiciones de temperatura y humedad pueden producir variaciones extremas en la resistividad de la tierra en la que se encuentra instalado el sistema de tierras. El uso de sistemas de tierra está normado en la Norma de Referencia NRF-011-CFE-2004. Los sistemas y circuitos conductores se ponen a tierra de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivos de sobrecorriente en caso de fallas a tierra.

### 5.5.1 PELIGRO DE CHOQUE ELÉCTRICO

La red de tierras cobra mayor importancia respecto a la seguridad del personal si consideramos a las corrientes eléctricas que circulan por el cuerpo humano cuando se presenta una falla o por fenómenos de inducción así como la capacidad de aguante del mismo para soportar los efectos de dichas corrientes.

### 5.5.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ATERRIZADO O NO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

- Proporcionar Protección y Seguridad al personal que manipula equipos o circuitos eléctricos o que convive en su cercanía.
- Reducir el Voltaje de Toque que se presenta cuando una persona toca una parte o estructura metálica que se encuentre a un voltaje o tensión diferente al del suelo sobre el que está parado.
- Reducir los gradientes de potencial que se presentan sobre la superficie del terreno próxima a los componentes metálicos de las redes de tierra y que dan origen al voltaje ó tensión de Paso, que es el existente entre dos puntos con una separación de un metro.
- Garantizar el funcionamiento adecuado de los equipos de Protección, Medición, Cómputo y Telecomunicaciones considerados como equipos de alta sensibilidad a las variaciones de potencial.

### 5.5.3 ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRAS<sup>17</sup>

- Malla para tierra enterrada a una profundidad que usualmente varia de (0.3-1.5) m
- Electrodo verticales (varilla para tierra) conectados a la malla para tierra y clavados verticalmente.
- Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación y del equipo, que deban ser puestos a tierra incluyendo estructuras metálicas
- Conectores aprobados de acuerdo a IEEE-80 que pueden ser soldables, mecánicos o a compresión. De tal forma que la temperatura de fusión en la unión no sea menor a la temperatura de fusión del conductor que se conecte.

### 5.5.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE TIERRAS<sup>18</sup>

#### 1. Recopilación de los datos de campo

El primer paso para el diseño de un sistema de tierras, es hacer un análisis de la resistividad del suelo. Con las mediciones de campo, se determina la composición general y la resistividad aparente del suelo circundante a los puntos donde se localizara el sistema de tierras.

#### 2. Dimensionamiento del conductor

Para determinar la sección transversal del conductor de puesta a tierra y de la malla para tierra, la corriente de falla debe ser la máxima corriente futura de falla esperada que puede ser conducida por cualquier conductor del sistema de tierra, y el tiempo  $t_c$  debe ser el tiempo máximo de liberación de la falla, incluyendo el tiempo de la protección de respaldo.

Para calcular la sección transversal del conductor debe considerarse la corriente de falla más severa.

$$A_{mm}^2 = I \frac{1}{\sqrt{\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t\alpha_r\rho_r} \ln \frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}}} \quad (5.7)$$

Donde:

$I$  = Corriente RCM en KA (considerar el incremento futuro).

$T_m$  = Temperatura máxima permisible en °C.

$T_a$  = Temperatura ambiente en °C.

$\alpha_r$  = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $1/^\circ\text{C}$ .

$\rho_r$  = Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$  en  $\mu\Omega - \text{cm}$ .

$t_c$  = Tiempo de duración de la corriente en segundos.

TCAP = Factor de capacidad térmica por unidad de volumen.

$K_o$  =  $1/\alpha_o$  ó  $1/\alpha_r - T_r$  en °C

#### 3. Cálculo de tensiones de contacto y de paso tolerables

<sup>17</sup> Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas (NRF-011-CFE-2004), p. 2.

<sup>18</sup> Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas (NRF-011-CFE-2004), p. 3.

TENSIÓN DE PASO:

$$E_{S50} = [1000 + 6C_S\rho_S] \frac{0.116}{\sqrt{t_S}} \quad (5.8)$$

Donde:

$E_{S50}$  = Voltaje o tensión de paso para 50 Kg

$C_S$  = Factor de reducción

$\rho_S$  = Resistividad de la capa superficial

$t_S$  = Tiempo de duracion de la falla

TENSION DE CONTACTO:

$$E_{T50} = [1000 + 1.5C_S\rho_S] \frac{0.116}{\sqrt{t_S}} \quad (5.9)$$

Donde:

$E_{T50}$  = Voltaje o tensión de contacto para 50 Kg

#### 4. Diseño inicial de la malla

Disposición de conductores y varillas.

#### 5. Resistencia a tierra de la malla.

El valor de la resistencia para profundidades comprendidas entre 0.25 y 2.5 metros esta dado por la ecuación:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (5.10)$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad de la tierra.

$A$  = Area ocupada por la malla de tierra

$h$  = Profundidad de los conductores, en metros.

$L$  = Longitud total de conductores enterrados en la red.

El valor de la resistencia a tierra de la red deberá mantenerse dentro de los valores establecidos por la norma NRF-011-CFE-2004.

#### 6. Cálculo de la corriente máxima de malla

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})} \quad (5.11)$$

$$I_G = C_P D_F I_g \quad (5.12)$$

Donde:

$I_g$  = Corriente simetrica de la malla

$I_G$  = Corriente máxima de la malla  
 $C_p$  = Factor de proyección  
 $D_F$  = Factor de decremento  
 $t_f$  = Tiempo de liberación de la falla (s)  
 $T_a$  = Constante de tiempo definida por la relación de la inductancia (L) entre la resistencia del sistema (R) a la frecuencia del sistema

$$T_a = \frac{X}{R2\pi f} \quad (5.13)$$

7. Máxima elevación de potencial de la malla

$$GPR = I_G \times R_G \quad (5.14)$$

8. Cálculo de tensiones de contacto y de paso en la malla

$$E_m = \frac{\rho k_m k_i I_G}{L_m} \quad (5.15)$$

Donde:

$E_m$  = Tensión de malla  
 $\rho$  = Resistividad promedio del suelo  
 $k_m$  = Factor geométrico  
 $k_i$  = Factor de irregularidad  
 $\frac{I_G}{L_m}$  = Relación de la corriente promedio por unidad de longitud de conductor enterrado en el sistema de tierra

$$E_s = \frac{\rho I_G k_s k_i}{L_s} \quad (5.16)$$

Donde:

$E_s$  = Tensión de paso  
 $k_s$  = Factor geométrico  
 $L_s$  = Longitud efectiva de conductores enterrados

9. Comparación del potencial de contacto en la malla (tensión de malla) con la tensión de contacto tolerable y revisión del diseño de la malla (si se requiere).

10. Comparación de tensión de paso en la malla con la tensión de paso tolerable y revisión del diseño de la malla (si se requiere).

11. Revisión final del diseño.

## 5.6 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS PARA INTERCONECTAR LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA A LA RED NACIONAL

A fin de interconectar una planta generadora solar fotovoltaica, es necesario el diseño de una línea de transmisión. Razón por la cual a continuación se describe la teoría necesaria para el diseño de una línea aérea.

### 5.6.1 CLASES DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Existen muy pocos sistemas simples de transmisión, los cuales son principalmente pequeños sistemas aislados. Un sistema interconectado puede comprender todos los tipos posibles de sistemas individuales. Los tres grupos en que pueden clasificarse los sistemas de transmisión son: 1.-Radiales, 2.-En bucle o anillo, 3.-En red o malla.

El objeto o finalidad de todo sistema consiste en suministrar la calidad y continuidad de servicio requerido por las diferentes cargas o zonas de carga. Para conseguir el resultado deseado a un costo mínimo.

### 5.6.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.

Una línea de transmisión aérea está constituida por los conductores, las estructuras de soporte, los aisladores y accesorios para sujetar los conductores a las estructuras de soporte, y en la mayor parte de los casos de las líneas de alta tensión, los cables de guarda para proteger la línea de las descargas directas de los rayos.

### 5.6.3 LÍNEAS

Una línea o un cable pueden ser representados como un circuito de constantes distribuidas como se muestra en la figura 5.3.

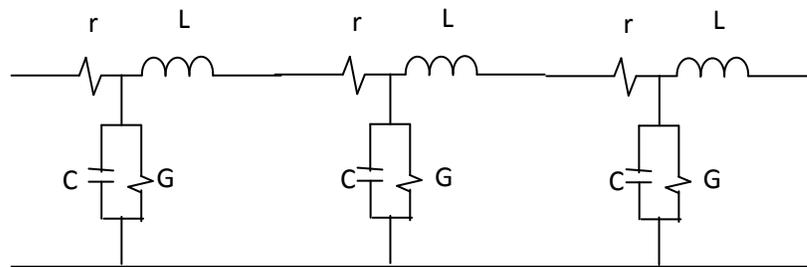


Figura 5.3 Representación de una línea de constantes distribuidas

En la figura 5.3  $r$  representa la resistencia a la corriente alterna del conductor por unidad de longitud,  $L$  representa la inductancia de línea a neutro por unidad de longitud,  $C$  es la capacitancia al neutro del conductor por unidad de longitud y  $G$  es la conductancia por unidad de longitud.

#### 5.6.4 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS

Las líneas se clasifican de acuerdo a su longitud.

- Líneas cortas: Hasta 80 Km de longitud.
- Líneas medias: Hasta 240 Km de longitud.
- Líneas largas: Mayores de 240 Km de longitud.

#### 5.6.5 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA CORTA

Para el caso de una línea de transmisión corta, la capacitancia y la conductancia a tierra son generalmente despreciables, por lo que el circuito equivalente de la línea se representa como se observa en la figura 5.4.

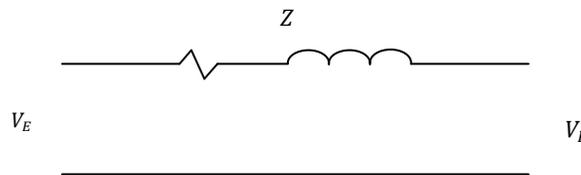


Figura 5.4 Circuito equivalente de una línea Corta

$$Z = R + jX_l \quad (5.17)$$

Donde:

- Z = Impedancia serie por fase ( $\Omega$ )
- X = Reactancia inductiva por fase ( $\Omega$ )
- R = Resistencia por fase ( $\Omega$ )
- $V_E$  = Tensión de envío o del generador (V)
- $V_R$  = Tensión del lado receptor (V)

Podemos calcular el voltaje en el lado receptor mediante la siguiente expresión:

$$V_R = V_E - (I)(Z) \quad (5.18)$$

#### 5.6.6 REGULACIÓN DE VOLTAJE

La regulación de voltaje de la línea se define por el incremento de voltaje en el extremo receptor al ser removida la carga, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\% \text{Regulación} = \frac{(\overline{V_E} - \overline{V_R})}{\overline{V_R}} (100) \quad (5.19)$$

Donde:

- $\overline{V_E}$  = Magnitud del voltaje de envío de línea
- $\overline{V_R}$  = Magnitud del voltaje en el lado Receptor

### 5.6.7 EFICIENCIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La eficiencia de una línea de transmisión puede expresarse como la relación de la potencia real de salida a la potencia real de entrada a la línea:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent} + \text{pérdidas}} \quad (5.20)$$

Donde:

$P_{sal}$  = Potencia de salida de la línea

$P_{ent}$  = Potencia de entrada de la línea

Las pérdidas de las líneas se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\text{pérdidas} = 3I^2R \quad (5.21)$$

### 5.6.8 CÁLCULO DE PARAMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS

Generalmente en una línea de transmisión los conductores están a distintas distancias entre sí. Para cualquier configuración posible de los conductores, los valores promedio de la inductancia y capacitancia pueden calcularse representando al sistema en estudio por otro con un espaciamiento equivalente.

Este espaciamiento equivalente es denominado Distancia Media Geométrica y se calcula haciendo uso de la siguiente expresión:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(\text{Dab})(\text{Dac})(\text{Dbc})} \quad (5.22)$$

Donde:

DMG = Distancia Media Geométrica

Dab = Distancia entre fase A y fase B

Dac = Distancia entre fase A y fase C

Dbc = Distancia entre fase B y fase C

Para calcular la reactancia inductiva promedio por fase de una línea aérea es necesario recurrir a la siguiente expresión:

$$X_L = (0.2794) \log_{10} \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \quad (5.23)$$

Donde:

$X_L$  = Reactancia inductiva promedio por fase ( $\Omega$ )

DMG = Distancia Media Geométrica

RMG = Radio Medio Geométrico

El Radio Medio Geométrico de un conductor se obtiene de las tablas de las características para cada tipo de conductor<sup>19</sup>, en estas tablas también se encuentra la capacidad de conducción de los conductores, la temperatura a la que trabajan, resistencia a la corriente alterna, el diámetro exterior del conductor y el número de hilos que lo forman.

La resistencia del conductor obtenida de las tablas viene dada por unidad de longitud, por lo que es necesario multiplicar el dato obtenido de las tablas por la longitud de la línea, del mismo modo para en el cálculo de la reactancia inductiva.

---

<sup>19</sup> "Transmission and Distribution Reference Book", (Westinghouse Electric Corporation, 1964 ).

## CAPÍTULO 6: DOCUMENTACIÓN DEL PROYECTO

En los capítulos anteriores nos enfocamos a la teoría indispensable para el diseño de la planta. Ahora realizaremos los cálculos para el diseño de la planta solar. Entre los cuales escogeremos los componentes que cumplan con las características que requiere la planta.

El número de paneles a instalar se calculara teniendo en cuenta que se tienen inversores de 2 MW y de 1 MW y que la potencia mínima que deseamos es de 20MW. Se ha decidido subdividir la planta solar en 13 instalaciones semiindependientes de 2MW de potencia nominal cada una y 1 instalación de 1MW. La razón es para evitar arreglos de paneles extensos y evitar grandes pérdidas en los conductores.

A continuación mencionaremos las características de cada uno de los componentes a utilizar, el módulo que se utilizará tiene una potencia de 315 W, esta potencia es una de las más altas en el mercado; y cuenta con una eficiencia de 16.2 %. Las cajas combinadoras que se eligieron son las que cumplen con las propiedades que se requieren en el sistema, las cajas Ax cuentan con un número mayor de entradas y soportan la corriente del arreglo fotovoltaico; este dato es importante porque así no utilizaremos demasiadas cajas combinadoras Ax. Las cajas combinadoras Gx cuentan con 3 entradas y también soportan la corriente de salida de las cajas Ax. El tablero Riel Din se utilizará para juntar las salidas de las cajas Gx y así generar únicamente un conductor de entrada al inversor.

Cada inversor estará conectado a un transformador y a su vez las salidas de los 14 transformadores estarán conectadas a la subestación que cuenta con dos transformadores trifásicos, posteriormente se conectarán a los armarios de protección y medida correspondientes.

### 6.1 MEMORIA DE CÁLCULO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

#### OBJETIVO

Dimensionar el sistema solar fotovoltaico a fin de contar con una capacidad de generación de 20 MW, así como el cálculo de cada uno de los subsistemas y componentes que integran la planta generadora.

#### PROCEDIMIENTO

Está basado en el NEC 2008

#### CARACTERISTICAS GENERALES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Capacidad de generación: 20 MW

Voltaje de salida: 115 KV.

Punto de interconexión a la red: La Subestación Jiménez CFE

#### CARACTERÍSTICAS DEL LUGAR DONDE SE INSTALARA LA PLANTA

La planta se ubicará en Jiménez Chihuahua, en una zona poco poblada. En la figura 6.1 se presenta una ortofoto del lugar donde se situará la planta.



*Figura 6.1 Localización de la planta solar*

Localización: Jiménez, Chihuahua

Latitud: 27°

Radiación Mínima del sitio<sup>20</sup>: 773 W/m<sup>2</sup>

Temperatura ambiente: 25°

Temperatura máxima: 40°

Temperatura mínima: 5°

Altura sobre el nivel del mar: 1500 metros

Velocidad del viento: 60 Km

- CÁLCULO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, CAJAS COMBINADORAS E INVERSORES.

#### **Módulo "jetion solar JT315SAC"**<sup>21</sup>

$$P = 315 \text{ W}$$

$$V_m = 35.9 \text{ V}$$

<sup>20</sup> La planta se ubicara en el municipio de Jiménez, Chihuahua, y según los mapas de radiación solar el periodo donde se cuenta con la radiación mínima es durante el invierno, y corresponde a 773 W/m<sup>2</sup>.

<sup>21</sup> Jetion Solar, Crystalline Solar Module (2011), Hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1.  
<http://www.jetionsolar.com>

$$I_m = 8.78 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 42.3 \text{ V}$$

$$I_{cc} = 9.45 \text{ A}$$

#### **Caja Combinadora "Siemens AX"<sup>22</sup>**

- Valores de entrada

Entradas de DC= 6

Corriente máxima por entrada = 10.5 A

#### **Caja Combinadora "Siemens GX"<sup>13</sup>**

- Valores de entrada

Entradas de DC= 3

Corriente máxima por entrada = 100 A

#### **Tablero Riel Din "ABB Artu"<sup>23</sup>**

Entradas de DC=2

Corriente Máxima en Barras = 500 A

#### **Inversor Siemens "Sinvert 2000 MS TL"<sup>24</sup>**

- Valores de entrada

$$V_{max} = 750 \text{ V}$$

$$I_{max} = 4000 \text{ A}$$

$$P_{max} = 2052 \text{ W}$$

Entradas = 16

#### **Inversor siemens "Sinvert 1000 MS TL"<sup>25</sup>**

- Valores de entrada

$$V_{max} = 750 \text{ V}$$

---

<sup>22</sup> Array junction box and generator Junction box (SINVERT SIEMENS, 2009), hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1.

<sup>23</sup> Subestaciones compactas y tableros de distribución (ABB, 2006), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

<sup>24</sup> Technical Data SINVERT 2000 MS TL (SIEMENS, 2009), hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1

<sup>25</sup> Technical Data SINVERT 1000 MS TL (SIEMENS, 2009), hoja de especificaciones incluida en Apéndice 1

$$I_{\max} = 2000 \text{ A}$$

$$P_{\max} = 1026 \text{ W}$$

$$\text{Entradas} = 8$$

Cantidad de Inversores:

- 13 del modelo "SIEMENS SINVERT 2000 MS TL"
- 1 del modelo "SIEMENS SINVERT 1000 MS TL"

A partir de esta sección llamaremos "generador de 2 MW" al conjunto de elementos que alimenta al inversor "SIEMENS SINVERT 2000 MS TL"

Al conjunto de elementos que alimenta el inversor "SIEMENS SINVERT 1000 MS TL" le llamaremos generador de 1 MW.

- PARA GENERADOR DE 2 MW

Strings con 16 módulos solares en serie

$$V_{\text{string}} = 574.4 \text{ V}$$

$$I_{\text{string}} = 8.78 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc string}} = 9.45 \text{ A}$$

$$P_{\text{string}} = 5043.23 \text{ W}$$

De acuerdo a lo indicado en la tabla 690.7 del NEC aplicamos al voltaje de circuito abierto del string un factor de corrección de 1.08.

$$V_{\text{OCstring}} = 16(42.3)(1.1) = 744.48 \text{ V}$$

El máximo voltaje del sistema solar fotovoltaico es de 1000 V.

Se conectarán 25 strings por cada entrada del inversor. Dado que el inversor cuenta con 16 entradas, se conectarán un total de 400 strings por inversor

Se conectarán un total de 6400 módulos por inversor

$$P_{400\text{strings}} \approx 2.01 \text{ MW} = \text{potencia de entrada al inversor}$$

$$I_{\text{entrada}} = (25)(16)(8.78) = 3512 \text{ A}$$

$$\eta = 98.2\%$$

$$P_{\text{salida}} \approx 1.98 \text{ MW}$$

Los valores anteriores se encuentran dentro de los rangos del inversor.

Generación mínima por inversor:

La radiación mínima del lugar es de  $773 \text{ W/m}^2$ , por lo tanto los módulos fotovoltaicos trabajarán al 77.3% de su capacidad durante los periodos de radiación mínima.

$$P_{\text{min}} = (1,980,981)(.773) = 1,531,298.7 \text{ W}$$

$$P_{\text{min}} \approx 1.53 \text{ MW}$$

- PARA GENERADOR DE 1 MW

Se conectarán 25 strings por cada entrada del inversor. Dado que el inversor cuenta con 8 entradas, se conectarán un total de 200 strings por inversor

Se conectarán un total de 3200 en el inversor de 1 MW

$$V_{\text{string}} = 574.4 \text{ V}$$

$$I_{\text{string}} = 8.78 \text{ A}$$

$$P_{\text{string}} = 5,043.23 \text{ W}$$

$$P_{200\text{strings}} \approx (5,043.23 \text{ W})(200) = 1,008,646 \text{ W}$$

$$I_{\text{entrada}} = (25)(8)(8.78) = 1,765.00 \text{ A}$$

$$\eta = 98.2\%$$

$$P_{\text{salida}} = (1,008,646 \text{ W})(.982) = 990,490.00 \text{ W}$$

$$P_{\text{salida}} \approx .99 \text{ MW}$$

Los valores anteriores se encuentran dentro de los rangos del inversor.

Potencia mínima generada en periodos de mínima radiación:

La radiación mínima del lugar es de  $773 \text{ W/m}^2$ , por lo tanto los módulos fotovoltaicos trabajarán al 77.3% de su capacidad durante los periodos de radiación mínima.

$$P_{\text{min}} = (990,490 \text{ W})(.773) = 765,549 \text{ W}$$

$$P_{\text{min}} \approx 760 \text{ KW}$$

- POTENCIA MÍNIMA TOTAL QUE GENERARA LA PLANTA

Conociendo que se instalarán 13 generadores de 2 MW y uno de 1 MW, calculamos la generación mínima de la planta:

$$P_{\text{minGenerada}} = .765\text{MW} + (13)1.53 \text{ MW} = 20,672,423.00 \text{ W}$$

$$P_{\text{minGenerada}} \approx 20.6 \text{ MW}$$

Potencia máxima total de generación de la planta:

$$P_{\text{maxGenerada}} = .990 \text{ MW} + 25.74 \text{ MW} = 26.7 \text{ MW}$$

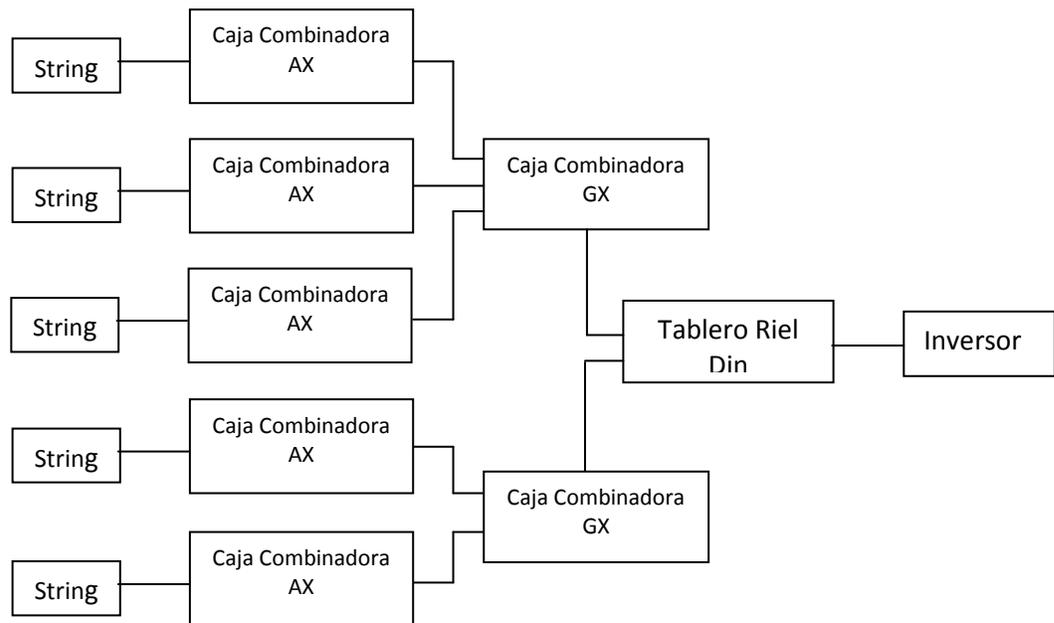
$$P_{\text{maxGenerada}} \approx 26.7 \text{ MW}$$

Se instalarán 86400 módulos solares.

- CÁLCULO DE CONDUCTORES

Los conductores se calcularán conforme el siguiente diagrama de bloques, en el cual se indica el equipo y su distribución para cada una de las entradas de los inversores.

Diagrama 6.1 Acomodo de conductores en la Planta Generadora Solar



PARA GENERADOR DE 2 MW

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE STRINGS HASTA CAJA COMBINADORA AX

5 Strings por Caja Combinadora Ax

$$I_{\text{cc string corregido}} = (9.45 \text{ A})(1.25)(1.25) = 14.742 \text{ A}$$

Factor de correccion por temperatura = .82

$$I_{cc \text{ coregida}} = \frac{14.742}{.82} = 17.9512 \text{ A}$$

De acuerdo a la tabla 310-17 de la del NEC 2008 se usará Conductor XHHW calibre 10 AWG<sup>26</sup> ya que su capacidad de conducción es de 40 A.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.065408 \text{ Km}$$

$$R_{10\text{AWG}} = \left(6.5616 \frac{\Omega}{\text{Km}}\right) (0.065408 \text{ Km}) = 0.429173 \Omega$$

$$\Delta V = (0.429173 \Omega)(8.78 \text{ A}) = 3.76814 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{3.76814 \text{ V}}{574.7 \text{ V}} (100) = 0.65 \%$$

Dispositivo de protección por string: 15 A

Conductor de puesta a tierra por string: 14 AWG

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE CAJA COMBINADORA "AX" A CAJA COMBINADORA "GX".

5 Strings por caja combinadora Ax

$$I_{cc \text{ 5strings}} = (9.45 \text{ A})(5) = 47.25 \text{ A}$$

$$I_{cc \text{ corregido}} = (47.25 \text{ A})(1.25)(1.25) = 73.71 \text{ A}$$

Factor de correccion por temperatura = 0.82

$$I_{cc \text{ coregida}} = \frac{73.71}{0.82} = 89.89 \text{ A}$$

Según la tabla 310-17 del NEC 2008 se usará Conductor XHHW calibre 4 AWG ya que su capacidad de conducción es de 105 A.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.098 \text{ Km}$$

$$R_{4\text{AWG}} = \left(1.017060 \frac{\Omega}{\text{Km}}\right) (0.098 \text{ Km}) = 0.099725 \Omega$$

<sup>26</sup> Cables para instalaciones fotovoltaicas en huertas solares y tejados (exZhellent SOLAR, 2007), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

$$\Delta V = (0.099725 \Omega)(43.9 A) = 4.37793 V$$

$$\% \Delta V = \frac{4.37793 V}{574.7 V} (100) = 0.76177 \%$$

Dispositivo de protección por alimentador de caja GX de 80 A

Conductor de puesta a tierra: 8 AWG

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE GX HASTA TABLERO RIEL DIN.

Caja Combinadora GX con 3 alimentadores (15 strings).

$$I_{cc15strings} = (9.45 A)(15) = 141.75 A$$

$$I_{cc 15string \text{ corregido}} = (141.75 A)(1.25)(1.25) = 221.13 A$$

Factor de correccion por temperatura = .82

$$I_{cc \text{ coregida}} = \frac{221.13}{.82} = 251.284 A$$

De acuerdo la tabla 310-16 del NEC 2008 se usará Conductor THWN calibre 250 Kcmil puesto que su capacidad de conducción es de 255 A.

Conductor THWN calibre 250 AWG.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.185 \text{ Km}$$

$$R_{250AWG} = \left( 0.170603 \frac{\Omega}{\text{Km}} \right) (0.185 \text{ Km}) = 0.031562 \Omega$$

$$\Delta V = (0.031562 \Omega)(131.4 A) = 4.15 V$$

$$\% \Delta V = \frac{4.15 V}{574.7 V} (100) = 0.722493 \%$$

Caja Combinadora GX con 2 Alimentadores (10 strings)

$$I_{cc 10strings} = (9.45 A)(10) = 94.5 A$$

$$I_{cc \text{ string corregido}} = (94.5 A)(1.25)(1.25) = 147.42 A$$

Factor de correccion por temperatura = .88

$$I_{cc \text{ corregida}} = \frac{147.42}{0.88} = 167.523 A$$

De acuerdo la tabla 310-16 del NEC 2008 se usará Conductor THWN calibre 250 Kcmil puesto que su capacidad de conducción es de 255 A.

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.185 \text{ Km}$$

$$R_{250\text{AWG}} = \left( 170,603 \frac{\Omega}{\text{Km}} \right) (0.185 \text{ Km}) = 0.031562 \Omega$$

$$\Delta V = (0.031562 \Omega)(87.8 \text{ A}) = 2.77 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{2.77 \text{ V}}{574.7 \text{ V}} (100) = 0.48 \%$$

- CÁLCULO DE CONDUCTORES DE TABLERO RIEL DIN HASTA INVERSOR.

$$I_{\text{cc } 25\text{strings}} = (9.45 \text{ A})(25) = 236.25 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc string corregido}} = (236.25 \text{ A})(1.25)(1.25) = 368.55 \text{ A}$$

$$\text{Factor de correccion por temperatura} = 0.88$$

$$I_{\text{cc coregida}} = \frac{368.55}{0.88} = 418.807 \text{ A}$$

Dispositivo de protección 400 A

De acuerdo a la tabla 310-16 del NEC 2008 se instalarán 3 conductores THWN 2/0 en paralelo debido a que cuenta con una capacidad de conducción de 525 A.<sup>27</sup>

Caída de tensión:

$$\text{Distancia}_{\text{máxima}} = 0.03 \text{ Km}$$

$$R_{2/0 \text{ paralelo}} = \left( 0.10936 \frac{\Omega}{\text{Km}} \right) (0.03 \text{ Km}) = 0.003281 \Omega$$

$$\Delta V = (0.003281 \Omega)(218.75 \text{ A}) = 0.717 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{0.717 \text{ V}}{574.7 \text{ V}} (100) = 0.1248 \%$$

Conductor de puesta a tierra calibre 2 AWG.

TOTAL DE CAIDA DE TENSIÓN

<sup>27</sup> Cable Vucanel 2000 para ambientes secos con aislamiento de XLP (GRUPO CONDUMEX, 2011), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1

$$\% \Delta V = 0.65 + 0.76 + 0.72 + 0.48 + 0.1248 = 2.73\%$$

Las caídas de tensión cumplen con lo especificado en el artículo 210 del NEC 2008.

La caída de voltaje y la longitud del circuito de baja tensión que se instalarán de forma subterránea en los bancos de ductos cumplen con lo establecido en el capítulo 2.2.3 de la norma de diseño-construcción de líneas subterráneas de CFE.

Los cálculos de conductores cumplen con lo especificado en el artículo 310 del NEC 2008

Para el generador de 1MW se aplica el mismo cálculo ya que la características de los inversores son las mismas pero con la mitad de entradas de DC con las que cuenta el generador de 2 MW. Es decir los diversos circuitos de entrada al generador de 1 MW tienen exactamente las mismas que los circuitos para el generador de 2 MW. Véase en el apéndice PGS-2 y PGS-3.

Los conductores calculados desde los módulos solares hasta el inversor serán conductores "GX Exzhellen Solar XF 1FA 3Z-K" de la marca General Cable, ya que son cables para uso en sistemas solares fotovoltaicos y cumplen con los requerimientos de este proyecto. Cuentan con aislamiento de 1000 V, trabajan a una temperatura máxima de 120°C, son resistentes a los rayos ultravioleta y al ozono.

#### CÁLCULO DE CONDUCTORES DE INVERSOR A TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN

- CÁLCULO PARA INVERSOR DE 2MW

Datos para el cálculo:

$$P = 2 \text{ MW}$$

$$V = 600 \text{ V}$$

$$F.P = 0.99$$

$$\text{Distancia Máxima} = 12\text{m}$$

Con los datos anteriores calculamos la corriente:

$$I = \frac{2\text{MW}}{\sqrt{3} (600 \text{ V})(0.99)} = 1943.9 \text{ A}$$

Debido a las altas corrientes existentes en esta sección, se instalará un electro-ducto Pow-R-Way II<sup>28</sup> con barras de cobre y una capacidad de conducción de 2500 A.

<sup>28</sup> Electroducto Cutler-Hammer (EATON, 2008), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1

El electroducto deberá ser instalado según lo indicado en el artículo 368 del NEC 2008.

Para el inversor de 1MW se utilizara un electro ducto con una capacidad de conducción de 1500 A.

## CÁLCULO DE CONDUCTORES DE TRANSFORMADOR DE MEDIA TENSIÓN HASTA SUBESTACIÓN

- CÁLCULO PARA INVERSOR DE 2MW

DATOS PARA EL CÁLCULO

$$P = 2 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$F.P = .99$$

Temperatura interface ducto terreno= 50 °C

Temperatura ambiente del terreno= 25°C

Resistencia térmica del terreno=120 °C cm/W

Distancia Máxima = 745m

Con los datos anteriores calculamos la corriente:

$$I = \frac{2 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 84.5191 \text{ A}$$

De acuerdo a lo establecido en la tabla 2.4.5 de la norma de Distribución-Construcción de Líneas Subterráneas de CFE, se instalará un conductor calibre 1/0, ya que cuenta con una capacidad de conducción de 155 A.

Se usará un cable Vulcanel para ambientes secos con aislamientos de XLP-RA, 100% con aislamiento de 15 KV.

- CAIDA DE TENSIÓN

De la tabla 2.4.6 de la norma de distribución-construcción de líneas subterráneas de CFE obtenemos la resistencia y la reactancia inductiva del conductor.

$$R = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$$X = 0.3267j \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

Multiplicando por la longitud.

$$R = 0.691 (0.745) = 0.514 \Omega$$

$$X = 0.3267j (0.745) = j0.243 \Omega$$

Por lo tanto la impedancia de la línea es:

$$Z = 0.514 + j0.243 \Omega$$

La caída de tensión se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = I(Z)$$

Conociendo que:

$$I = 84.51 \text{ A}$$

Calculamos la caída de tensión

$$\Delta V = (0.514 + j0.243)(84.51)$$

$$\Delta V = 48 \text{ V}$$

- DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRE CORRIENTE

Se tiene que la corriente nominal es:

$$I = \frac{2 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(0.99)} = 84.5191 \text{ A}$$

$$I = (84.5191) (1.25) = 105.63 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección contra sobre corriente deberá ser de 150 A

- CÁLCULO PARA INVERSOR DE 1 MW

DATOS PARA EL CÁLCULO

$$P = 1 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$F.P = 0.99$$

Temperatura interface ducto terreno= 50 °C

Temperatura ambiente del terreno= 25°C

Resistencia térmica del terreno=120 °C cm/W

Distancia Máxima = 745m

Con los datos anteriores calculamos la corriente:

$$I = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 42.2596 \text{ A}$$

Acorde a lo indicado en la tabla 2.4.5 de la norma de Distribución-Construcción de Líneas Subterráneas de CFE tenemos que el conductor a instalar es de un calibre 1/0, que tiene una capacidad de conducción de hasta 155 A.

Conductor de aluminio calibre 1/0 AWG Vulcanel con aislamiento XLP-RA y cubierta de PE, aislamiento de 15 KV.

- CAÍDA DE TENSIÓN

De la tabla 2.4.6 de la norma de distribución-construcción de líneas subterráneas de CFE obtenemos la resistencia y la reactancia inductiva del conductor.

$$R = 0.691 \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

$$X = 0.3267j \left[ \frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

Multiplicando por la longitud.

$$R = 0.691 (0.745) = 0.514 \Omega$$

$$X = 0.3267j (0.745) = j0.243 \Omega$$

La impedancia de la línea es:

$$Z = 0.514 + j0.243 \Omega$$

Conociendo que:

$$I = 42.2596 \text{ A}$$

Calculamos la caída de tensión

$$\Delta V = (0.514 + j0.243)(42.25)$$

$$\Delta V = 22.991 \text{ [V]}$$

- DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRE CORRIENTE

Se tiene que la corriente nominal es:

$$I = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(0.99)} = 42.25 \text{ A}$$

$$I = 42.25 (1.25) = 52.81 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección contra sobre corriente deberá ser de 60 A

La caída de voltaje de los conductores calculados en esta sección cumple con lo establecido en el capítulo 2.2.3 de la norma de diseño-construcción de líneas subterráneas de CFE.

Para el cálculo de protecciones no se requiere calcular las impedancias de secuencia cero puesto que no se trata de un generador rotatorio. Por esta razón la corriente de corto circuito en las líneas es igual a la máxima corriente que puede proporcionar el inversor en su salida de corriente alterna.

## 6.2 MEMORIA DE CÁLCULO DE LA SUBESTACIÓN

A continuación presentamos los cálculos correspondientes a la subestación de la planta generadora solar, la subestación tiene un arreglo de barra sencilla y su tensión de transformación es de 13.8 KV/ 115 KV, tiene integrado dos transformadores y un cuarto de tableros. Conforme se presenten los cálculos se indicarán las características y especificaciones necesarias de cada uno de los componentes y lineamientos de la subestación.

### PROCEDIMIENTO

Está basado en la especificación CFE CPTT-GT-01-95 “ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE SUBESTACIONES” y en el Manual de Diseño de Subestaciones de LyF.

### CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN

Tensión de transformación: 13.8KV/115KV

Potencia nominal: 30 MW

Nivel del corto circuito en la subestación: 1,194.21 A

Altitud de la instalación: 1500 m

Temperatura media: 25 °C

Presión: 640 mmHg

Velocidad del viento: 60 Km/h

### SELECCIÓN DEL ARREGLO

Se usará un arreglo de barra sencilla o barra partida.

- BANCO DE TRANSFORMACIÓN

El banco estará integrado por dos transformadores trifásicos de 15 MVA, cada uno equipado con AF y OF (por sus siglas en inglés Forced Air, Forced Oil).

### CÁLCULO DE CONDUCTORES

- CÁLCULO DE LAS BARRAS COLECTORAS

La corriente nominal que circulara por las barras corresponde a la suma de la corriente que suministra cada uno de los inversores que se conectarán a las barras colectoras de la subestación.

La corriente que se recibirá de un inversor de 2 MW es:

Datos para el cálculo

$$P = 2 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$\text{F. P} = 0.99$$

$$I = \frac{2 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 84.5191 \text{ A}$$

Con esta corriente calculamos el dispositivo de protección contra sobre corriente para los alimentadores de 2 MW:

$$I = 84.5191(1.25) = 105.63 \text{ A}$$

Por lo tanto la protección contra sobre corriente será de 150 A.

- La corriente que suministra un inversor de 1 MW es:

Datos para el cálculo

$$P = 1 \text{ MW}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$\text{F. P} = .99$$

$$I = \frac{1 \text{ MW}}{\sqrt{3} (13.8 \text{ KV})(.99)} = 42.2596 \text{ A}$$

Con esta corriente calculamos el dispositivo de protección contra sobre corriente para los alimentadores de 1 MW:

$$I = 42.2596 (1.25) = 52.81 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección contra sobre corriente deberá ser de 60 A

Con los datos anteriores y conociendo que son trece inversores de 2 MW y uno de 1 MW los que alimentarán a la subestación podemos calcular la corriente nominal que circulará por las barras colectoras:

$$I_{\text{nom}} = (84.5191)(13) + (42.2596)$$

$$I_{\text{nom}} = 1,140.88 \text{ A}$$

Las barras colectoras se colocarán en un tablero de distribución en el cuarto de tableros de la subestación (Véase PGS-6). Se utilizará un tablero SIEMENS modelo SIMOPRIME<sup>29</sup>, equipado con enfriamiento natural, encerramiento tipo NEMA con tensión de operación de 13.8 KV, aislamiento de 15 KV y corriente nominal en sus barras de 2500 A.

El cuarto de tableros de la subestación tendrá las siguientes dimensiones: 20x6x3 m. Las anteriores dimensiones cumplen con lo indicado en el punto 110-16 del NEC 2008. Para observar la distribución y detalles del citado cuarto (Véase PGS-17).

- CÁLCULO DE ALIMENTADORES DEL BANCO DE TRANSFORMACIÓN

El banco de transformadores contará con dos alimentadores (Véase PGS-1). Para calcular los alimentadores es necesario calcular la corriente nominal que circulará por cada uno.

De los cálculos anteriores tenemos que la corriente nominal en las barras colectoras es:

$$I_{\text{nom}} = 1,140.88 \text{ A}$$

Simplificando los cálculos y teniendo en cuenta que el banco de transformación contará con dos alimentadores, tenemos que la corriente nominal por alimentador es:

$$I_{\text{Alimentador}} = \frac{1,140.88}{2}$$

$$I_{\text{Alimentador}} = 570.44$$

Con esta corriente es posible calcular los alimentadores del banco de transformación.

Según las tablas 2.4.5 de la norma Distribución-Construcción de Sistemas Subterráneos de CFE el conductor correspondiente es de 1000 Kcmil Vulcanel con aislamiento XLP-RA ya que tiene una capacidad de conducción de hasta 593 A. Se empleará un ducto 75 mm de diámetro.

<sup>29</sup> Circuit-Breaker Switchgear Type SIMOPRIME up to 17.5 KV, Air-Insulated (SIEMENS, 2004), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

De los cálculos de la corriente por alimentador se calcula la protección contra sobre corriente para cada alimentador:

$$I = 570.44(1.25) = 713.05 \text{ A}$$

Por lo tanto el dispositivo de protección será de 750 A.

- CÁLCULO DE ALIMENTADORES DE LA BAHIA DE LA SUBESTACIÓN

Los alimentadores de la bahía tienen trayectoria desde el banco de transformación a la citada bahía. El banco de transformación está compuesto por dos transformadores trifásicos, razón por la cual, la bahía tendrá dos alimentadores.

La corriente que circulara por cada alimentador es:

$$I = 68.46 \text{ A}$$

Se empleara conductor ASCR, de acuerdo a la tabla 4.4 del Manual de Diseño de Subestaciones de LyF el conductor que correspondiente es un conductor calibre 6 AWG. Sin embargo para evitar el efecto corona se elige un conductor calibre 1/0 con una capacidad de conducción de hasta 240 A.

Conociendo la corriente nominal que circulara por los alimentadores de la bahía podemos calcular el dispositivo de protección contra sobre corriente.

$$I = 68.46(1.25)$$

$$I = 85.5$$

Por lo tanto el dispositivo de protección es de 100 A.

- CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES DE LA BAHIA

La corriente que circulara por los conductores de la bahía es igual a la suma de las corrientes que suministrarán los dos alimentadores:

$$I_{\text{Bahia}} = 68.46 + 68.46 \text{ A}$$

$$I_{\text{Bahia}} = 136.92 \text{ A}$$

Se usará un conductor ASCR y de acuerdo a la tabla 4.4 del Manual de Diseño de Subestaciones de LyF el conductor debe tener un calibre 1/0 con capacidad de conducción de hasta 240 A.

El gradiente de tensión en la superficie del conductor no excede la rigidez dieléctrica del aire alrededor del conductor por lo cual no se presenta el efecto corona y tampoco radio influencia.

La longitud máxima que se tiene entre apoyos de los conductores es de 17 mts.

- CÁLCULO DE DISTANCIAS DIELECTRICAS

Tensión: 115 KV

Tensión máxima de operación del equipo: 123KV

NBI: 550 KV

- DISTANCIA ENTRE FASE Y TIERRA

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

Acorde a lo indicado en la Tabla 6 de la especificación L0000-06 el factor de corrección por presión para una altura de 1500 msnm es:

$$\delta_{\text{altitud}} = 0.834$$

$$TCF_{\text{diseño}} = \frac{572.32 \text{ KV}}{0.834} = 686.23 \text{ KV}$$

$$d_{f-t} = \frac{686.23 \text{ KV}}{550 \text{ KV/m}} = 1.24 \text{ m}$$

Para una altura de 1500 msnm

$$d_{f-t1500} = 1.24 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 1.24 = 1.3175 \text{ m}$$

- DISTANCIA ENTRE FASES<sup>30</sup>

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

$$d_{f-f} = 2.0 * 1.3175 = 2.63 \text{ m}$$

- ALTURA MÍNIMA DE LAS PARTES VIVAS AL SUELO

$$h_{s1000} = 3.5915 \text{ m}$$

$$h_{s1500} = 3.5915 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 3.5915 = 3.81 \text{ m}$$

<sup>30</sup> De acuerdo al libro: Enríquez. H.G.(2005) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas". Cap. 5, p.374 distancia entre fases flexibles (cables) viene dada por la siguiente expresión:  $d_{f-f} = (\text{de } 1.79 \text{ a } 2.0) * d_{f-t}$  para 115 KV

ALTURA DE LA BARRA SOBRE EL NIVEL DEL SUELO

$$h_{b1000} = 6.5375 \text{ m}$$

$$h_{b1500} = 6.5375 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 6.5375 = 6.94 \text{ m}$$

ALTURA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE SALEN DE LA SUBESTACIÓN 115 KV

$$h_{l1000} = 5.738 \text{ m}$$

$$h_{l1500} = 5.738 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 5.738 = 6.0963 \text{ m}$$

- CÁLCULO DE AISLADORES

Se instalarán aisladores de vidrio templado tipos suspensión clase ANSI-52-5<sup>31</sup> con calavera y bola, con codificación CFE 10SPC25.

El aislador tiene las siguientes dimensiones.

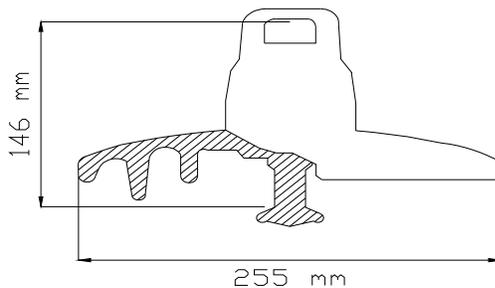


Figura 6.2 Aislador de vidrio templado

Tomando en cuenta que la distancia mínima de fase a tierra es de 1.24 m se calcula la cantidad de aisladores que tendrá la cadena.

$$\text{No. de aisladores} \approx 1.24/0.146$$

$$\text{No. de aisladores} \approx 8.49$$

Por lo tanto

$$\text{No. de aisladores} = 9$$

<sup>31</sup> Aislador de suspensión de vidrio templado clase ANSI 52-5 y acople tipo J (Empresa de transmisión eléctrica, S.A, 2010), hoja de especificaciones incluida en apéndice 1.

Se instaran cadenas de suspensión con nueve aisladores.

- CARACTERÍSTICAS PARA EL TRANSFORMADOR

Aplicando el Factor de corrección tenemos que para el transformador se necesita:

$$550 \times 0.834 = 458.7$$

Para tener una buena coordinación de aislamiento; el banco de transformación debe de tener un NBI=458.7KV, y su embobinado interior debe de ser de 450 KV

- CARACTERÍSTICAS PARA EL APARTARRAYOS

Conforme a la NRF-003-CFE-2000.

Para 115 la tensión máxima de diseño es: 123KV

Si el neutro está sólidamente conectado a tierra  $k_e=0.8$

TENSIÓN NOMINAL DEL APARTARRAYOS:

$$V_n = k_e V_{\max} = 0.8 \times 123KV = 98.4K$$

Corriente de descarga

$K= 2$ , Factor de atenuación<sup>32</sup>

$$I_d = K \frac{2NBAI}{Z_0} = 2 \frac{2 \times 550}{250} = 8.8KA$$

Con estos valores se consultan las tablas de características de apartarrayos NRF-003-CFE-2000 (en este caso CLASE III Tipo subestación).

Como en las Tabla 4. NRF-003-CFE-2000 no se encuentra el valor de 98.4 KV se tomará el valor más próximo en este caso es:

Apartarrayos Clase III Tipo Subestación.

Tensión nominal del apartarrayos 108 KV

Nivel de protección a impulso de rayo 268 KV a 10 KA.

Nivel de protección a impulso de maniobra 225 KV a 500 A.

### 6.3 MEMORIA DE CÁLCULO RED DE TIERRAS

<sup>32</sup> Depende de la distancia del punto de incidencia de la descarga al apartarrayos de acuerdo con la Tabla de la p. 89 Raul M. "Diseño de Subestaciones Eléctricas"

**OBJETIVO**

Verificar que las Tensiones de contacto y de paso en la red de tierras de la planta, no exceda los valores límite de las tensiones tolerables por el cuerpo humano.

Verificar también que la resistencia de la red se encuentre dentro del rango de valores recomendados por las normas.

**PROCEDIMIENTO**

Está basado en la norma NRF 11 CFE 2004.

**RED DE TIERRAS PARA LA SUBESTACIÓN**

La red de tierras se construirá en un área de 41 m de largo y 41 m de ancho que se encuentra en lo que será el área designada para la subestación.

Se ha considerado la contribución de potencia de corto circuito monofásica en la subestación igual a 1,194.21 A y con una relación X/R de 4.9549.

**DATOS PARA EL CÁLCULO:**

- CORRIENTE DE FALLA..... 1194.21 A
- RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....150  $\Omega$ -m
- RESISTIVIDAD SUPERFICIAL.....3000  $\Omega$ -m
- PROFUNDIDAD DE LA RED .....0.5 m
- ESPESOR DE CAPA DE GRAVA .....0.10 m
- LONGITUD DE LA RED .....41 m
- ANCHO DE RED .....41 m
- AREA DE LA RED..... 1681.00 m<sup>2</sup>
- TIEMPO DE LIBERACION DE LA FALLA..... 0.5 s
- FACTOR DE CRECIMIENTO DEL SISTEMA.....1.0
- RELACION X/R .....4.9549
- LONGITUD DE VARILLAS.....3.05 m
- DIAMETRO DE VARILLAS..... 0.0159 m

**DISEÑO DE LA RED**

Factor de crecimiento, como en la planta no existe incremento futuro su valor es  $C_p=1$ .

Considerando el factor de crecimiento:  $I_f = 1 \times 1,194.21 = 1,194.21$  A

- SELECCION DE CONDUCTOR

Considerando que las características para conductores de cobre con 97% de conductividad son los siguientes:

$$\alpha_r = 0.00381 \frac{1}{^\circ\text{C}} \text{ con } T_r = 20^\circ\text{C}$$

$$k_o = 242 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_m = 1084 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\rho_r = 1.78 \text{ } \mu\Omega$$

$$T_{\text{cap}} = 3.42 \text{ J}/(\text{cm}^3 \times ^\circ\text{C})$$

$$T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$A_r = \frac{1,194.21}{\sqrt{\left(\frac{3.42 \times 10^{-4}}{0.5 \times 0.00381 \times 1.78}\right) \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 20}\right)}} \quad (\text{utilizando ecuación 5.7})$$

$$A_r = 29.49 \text{ mm}^2$$

Con la sección transversal mínima obtenida se puede utilizar un conductor con sección transversal nominal de 33.6 mm<sup>2</sup> (2 AWG). Pero se empleara por resistencia mecánica el calibre 1/0 AWG (53.48 mm<sup>2</sup>) 9.47mm de acuerdo a la ESPECIFICACIÓN CFE 00J00-01.

- CÁLCULO DE TENSIONES TOLERABLES

FACTOR DE REFLEXIÓN:

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} = \frac{150 - 3000}{150 + 3000} = -0.9047$$

FACTOR DE REDUCCIÓN:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{(2h_s) + 0.09} = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{150}{3000}\right)}{(2 \times 0.1) + 0.09} = 0.7051$$

- TENSIONES TOLERABLES:

PASO (UTILIZANDO ECUACIÓN 5.8):

$$E_{S50} = [1000 + 6 \times 0.7051 \times 3000] \frac{0.116}{\sqrt{0.5}} = 2,246.1229 \text{ V}$$

CONTACTO (UTILIZANDO ECUACIÓN 5.9):

$$E_{T50} = [1000 + 1.5 \times 0.7051 \times 3000] \frac{0.116}{\sqrt{0.5}} = 684.56 \text{ V}$$

Conforme a la NORMA NRF11 CFE 2004. Paso 3.

DISPOSICION DE CONDUCTORES Y VARILLAS:

- \* CONDUCTORES PARALELOS ..... 5
- \* CONDUCTORES TRANSVERSALES..... 5
- \* VARILLAS DE TIERRA..... 15

- RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA:

$$\text{Longitud de conductores } L_C = (41 \times 5) + (41 \times 5) = 410 \text{ m}$$

$$\text{Longitud de varillas} = 15 \times 3.05 = 45.75 \text{ m}$$

$$L_T = 410 \text{ m} + 45.75 \text{ m} = 455.75 \text{ m}$$

$$\text{AREA} = 1,681.00 \text{ m}^2$$

Utilizando la fórmula 5.10:

$$R_g = 150 \left[ \frac{1}{455.75} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 1,681}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0.5 \sqrt{\frac{20}{1,681}}} \right) \right] = 1.92 \Omega$$

- CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA:

$$T_a = \frac{4.9549}{2\pi \times 60} = 0.0131 \quad (\text{utilizando la fórmula 5.13})$$

Obtenemos el Factor de Decremento (utilizando la fórmula 5.11).

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.0131}{0.5} (1 - e^{\frac{-2 \times 0.5}{0.0131}})}$$

$$D_f = 1.01302$$

$$I_G = C_P D_F I_g = 1,194.21 \text{ A} \times 1.01302 = 1209.75 \text{ A} \quad (\text{utilizando ecuación 5.12})$$

- CÁLCULO DE GPR:

Máxima elevación de potencial.

$$R_g = 1.92 \Omega \quad I_G = 1209.75 \text{ A}$$

$$GPR = I_G \times R_G = 1209.75 \text{ A} \times 1.92 \Omega = 2,326.31 \text{ V} \quad (\text{utilizando ecuación 5.14})$$

- COMPARACIÓN DE MÁXIMA ELEVACIÓN DE POTENCIAL CON TENSIÓN DE CONTACTO TOLERABLE:

$$GPR = 2,326.31 \text{ V}$$

$$E_{T50} = 684.56 \text{ V}$$

$$GPR > E_{T50}$$

Como la máxima elevación de potencial es mucho mayor que la tensión de contacto, se requiere seguir con el análisis (Paso 7 de la NORMA NRF11 CFE 2004).

- CÁLCULO DE TENSIÓN DE MALLA

Cálculo de n (número de conductores equivalentes en cualquier dirección):

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d$$

$$n_a = \frac{2 \times L_C}{L_p} = \frac{2 \times 410 \text{ m}}{164 \text{ m}} = 5 \text{ m}$$

$$n_b = 1 \quad \text{Para mallas cuadradas}$$

$$n_c = n_d = 1 \quad \text{Para mallas cuadradas y rectangulares}$$

$$n = 5 \times 1 \times 1 \times 1 = 5$$

$$k_{ji} = 1 \quad \text{Para mallas con electrodos}$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} = 1.2247$$

$$h_o = 1 \quad \text{por referencia}$$

Cálculo de  $L_m$  para  $E_m$  (tensión de malla).

$$L_m = 410 + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{3.05 \text{ m}}{\sqrt{(41^2 + 41^2)}} \right) \right] 45.75 = 483.84$$

Cálculo de  $L_s$  para  $E_s$  (tensión de paso)

$$L_s = 0.75L_C + 0.85L_R = (0.75 \times 410) + (0.85 \times 45.75) = 346.38$$

Cálculo de  $K_m$

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{10.25^2}{16 \times 0.5 \times 0.00947} + \frac{(10.25 + 2 \times 0.5)^2}{8 \times 10.25 \times 0.00947} - \frac{0.5}{4 \times 0.00947} \right) + \frac{1}{1.2247} \ln \left( \frac{8}{\pi(2 \times 5 - 1)} \right) \right]$$

$$k_m = 1.0037$$

$$k_i = 0.644 + (0.148 \times 5) = 1.384$$

Cálculo de Tensión de Malla

$$E_m = \frac{\rho k_m k_i I_G}{L_m} = \frac{150 \times 1.0037 \times 1.384 \times 1209.75}{483.84} = 520.98 \quad \text{Utilizando ecuación 5.15}$$

- CÁLCULO DEL TENSIÓN DE PASO

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{10.25 + 0.5} + \frac{1}{10.25} (1 - 0.5)^{(5-2)} \right] = 0.3518$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 \times 5 = 1.384$$

$$E_s = \frac{\rho I_G k_s k_i}{L_s} = \frac{150 \times 1,209.75 \times 0.3518 \times 1.384}{346.38} = 255.074 \quad \text{Utilizando ecuación 5.16}$$

Comparación entre la tensión de malla y la tensión de contacto tolerable

$$520.98 < 684.56$$

Comparación entre la tensión de paso en la malla y la tensión de paso tolerable:

$$255.074 < 2246.1229$$

La malla tiene una  $R_g$  menor de  $5 \Omega$ , conforme a la norma NRF 11 CFE 2004 especificado para una subestación. Así mismo las tensiones de malla y de paso son menores que las tensiones tolerables por el cuerpo, por lo que el diseño cumple con la NRF 11 CFE 2004.

## 6.4 MEMORIA DE CÁLCULO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA INTERCONECTAR LA PLANTA GENERADORA A LA SUBESTACIÓN JIMÉNEZ

### PROCEDIMIENTO

Está basado en la especificación CFE-CPTT-DDLT-001/02 "ESPECIFICACIÓN PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS"

### DATOS PARA EL CÁLCULO

Tensión: 115 KW

Potencia aparente: 30 MVA

Factor de potencia de la planta generadora: 0.99

Longitud de la línea: 15 Km

Temperatura ambiente: 25 °C

Velocidad del viento: 60 Km/h

Altitud de la instalación: 1500 m

Presión atmosférica: 640 mmhg

Conductores por fase: 1

- CÁLCULO DE DISTANCIAS DIELECTRICAS

Tensión nominal: 115 KV

Tensión máxima de diseño del equipo: 123KV

NBAI: 550 KV

- DISTANCIA ENTRE FASE Y TIERRA

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

Acorde a lo indicado en la Tabla 6 de la especificación L0000-06 el factor de corrección por presión para una altura de 1500 msnm es:

$$\delta_{\text{altitud}} = 0.834$$

$$TCF_{\text{diseño}} = \frac{572.32 \text{ KV}}{0.834} = 686.23 \text{ KV}$$

$$d_{f-t} = \frac{686.23 \text{ KV}}{550 \text{ KV/m}} = 1.24 \text{ m}$$

Para una altura de 1500 msnm

$$d_{f-t1500} = 1.24 + 0.0125 \left[ \frac{1500 - 1000}{100} \right] 1.24 = 1.3175 \text{ m}$$

- DISTANCIA ENTRE FASES

$$TCF = \frac{550}{0.961} = 572.31 \text{ KV}$$

De acuerdo al libro: Enríquez. H.G.(2005) "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas". Cap. 5, p.374 distancia entre fases flexibles (cables) viene dada por la siguiente expresión:

$$d_{f-f} = (\text{de } 1.79 \text{ a } 2.0) * d_{f-t} \text{ para } 115 \text{ KV}$$

$$d_{f-f} = 2.0 * 1.3175 = 2.63 \text{ m}$$

- CÁLCULO DE AISLADORES

Se instalarán aisladores de vidrio templado tipos suspensión clase ANSI-52-5 con calavera y bola, con codificación CFE 10SPC25 (ver Figura 6.2).

Tomando en cuenta que la distancia mínima de fase a tierra es de 1.24 m se calcula la cantidad de aisladores que tendrá la cadena.

$$\text{No. de aisladores} \approx 1.24/.146$$

$$\text{No. de aisladores} \approx 8.49$$

Por lo tanto

$$\text{No. de aisladores} = 9$$

Se instaran cadenas de suspensión con nueve aisladores.

Para verificar los datos técnicos véase en el apéndice la hoja de especificaciones del aislador.

- SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA.

Se utilizará una estructura para una tensión de 115KV (ver figura 6.3) para claros medios de un circuito y un conductor por fase. De acuerdo a la especificación CFE J1000-50 la torre tiene una clave de diseño 1B11.

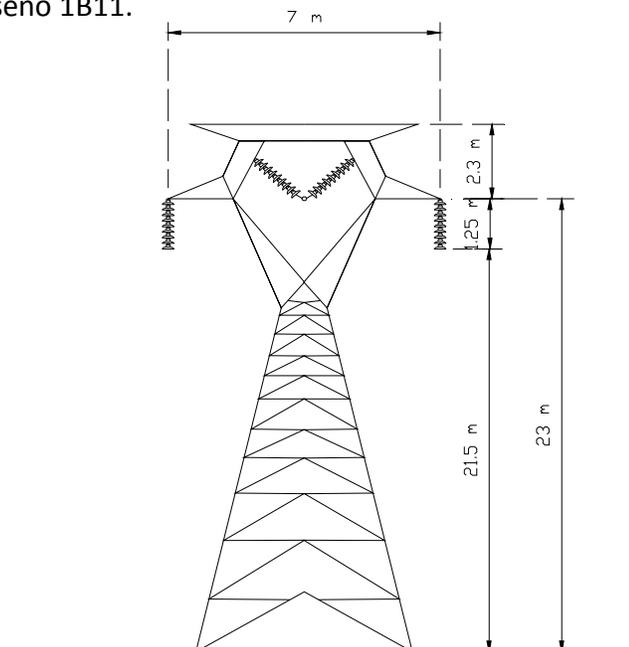


Figura 6.3 Estructura para tensión de 115KV

- CÁLCULO DEL CONDUCTOR

Calculamos la corriente nominal por fase:

$$I = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} (115 \text{ KV})}$$

$$I = 150.613 \text{ A}$$

Se utilizará un conductor ACSR calibre 4/0, según las tablas de características de cables ACSR (Véase apéndice 1) tiene una capacidad de conducción de 340 A.

- CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE LA LÍNEA

Los conductores tienen la siguiente configuración

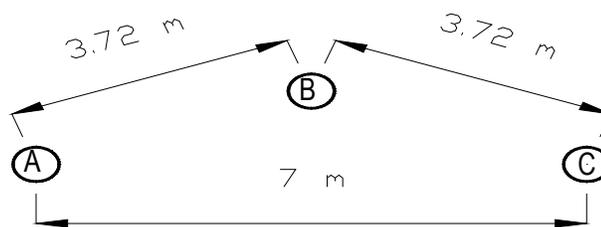


Figura 6.4 Configuración de conductores

Mediante la ecuación 5.22 obtenemos la distancia media geométrica:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(3.72)(3.72)(7)}$$

$$\text{DMG} = 4.59 \text{ m}$$

$$\text{DMG} = 15.06 \text{ ft}$$

De tablas obtenemos que para un conductor ACSR calibre 4/0 el Radio Medio Geométrico es:

$$\text{RMG} = 0.00814 \text{ ft}$$

Utilizando la ecuación 5.23 se realiza el cálculo de la reactancia inductiva.

$$X_L = 0.2794 \log_{10} \left( \frac{15.06}{.00814} \right)$$

$$X_L = 0.9129 \Omega/\text{mi}$$

$$X_L = 0.5698 \Omega/\text{Km}$$

De las tablas de características de cables ACSR, obtenemos que para una temperatura del conductor de 75°C y una temperatura ambiente de 25°C la resistencia del conductor es:

$$R = 0.592 \Omega/\text{mi}$$

$$R = 0.3695 \Omega/\text{Km}$$

Tenemos que la impedancia de la línea es:

$$Z = (0.3695 + 0.6598j \Omega/\text{Km}) (25 \text{ Km})$$

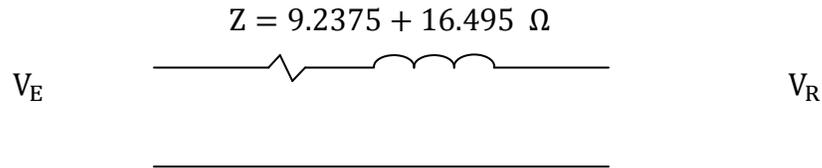


Figura 6.5 Circuito equivalente de la Línea

El voltaje en el lado se receptor se obtiene mediante la ecuación 5.18:

$$I = 150.613 \angle - 8.1^\circ \text{ A}$$

$$V_E = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66.395 \text{ KV}$$

$$V_R = 66.395 \text{ KV} - (150.613 \angle - 8.1^\circ)(9.2375 + j16.495)$$

$$V_R = 64.708 \angle - 2^\circ \text{ KV}$$

Caída de voltaje

$$\Delta V = (150.613 \angle - 8.1^\circ)(9.2375 + j16.495)$$

$$\Delta V = 2.847 \angle 52.6^\circ \text{ KV}$$

El porcentaje de regulación de la línea se calcula utilizando la ecuación 5.19:

$$\% \text{Reg} = \frac{66395 - 64708}{64708}$$

$$\% \text{Reg} = 2.6 \%$$

Utilizando la ecuación 5.21 calculamos las pérdidas de la línea de transmisión:

$$\text{Perdidas} = 3 (150.613)^2 (9.2375)$$

$$\text{Perdidas} = 623 \text{ KW}$$

La eficiencia de transmisión la calculamos con la ecuación 5.20:

$$\eta = \frac{\sqrt{3} (64.708708)(150.613 \angle - 2)}{\sqrt{3} (66395)(150.613 \angle - 8.1 + 623000)} (100)$$

$$\eta = 94.1\%$$

## CONCLUSIONES

En México contamos con un gran nivel de insolación y nos encontramos entre los cinco Países con mayor radiación solar, pero no la hemos sabido aprovechar esto se debe a que en el País no hay apoyo suficiente a la energía solar; nuestro principal objetivo fue el Diseño de una Planta Generadora Solar Fotovoltaica. Sabemos que su costo cada vez es menor, si lo vemos como un proyecto a mediano y largo plazo encontraremos que los beneficios son convenientes.

Entre los principales beneficios que tendríamos en México al colocar un sistema de estos serían:

- \* Elevar el porcentaje de producción de energía por medio de energía solar.
- \* Promover la generación de energía solar fotovoltaica.
- \* Disminuir el uso de combustibles fósiles que dañan a la atmósfera.

Entre otros beneficios que tiene un sistema solar es que su tiempo de vida es relativamente largo (de 20 años o más), el mantenimiento es mínimo, su instalación es sencilla, la instalación es en subsistemas y se puede tener una mayor control de la energía que se quiere generar.

El propósito de esta tesis fue el diseño de una planta generadora solar fotovoltaica con una capacidad de 20 MW, razón por la cual además de un texto que contiene la teoría indispensable y memorias de cálculo de la planta solar, también incluyen hojas de especificaciones de cada uno de los componentes que se utilizaron y los planos correspondientes a cada una de las etapas de la planta. Los planos representan en forma gráfica la planta y los cálculos realizados.

Consideramos que se alcanzaron los objetivos de esta tesis, puesto que desarrollamos un documento en el cual se encuentran descritas las bases para desarrollar un proyecto con sistemas solares fotovoltaicos. Es decir, ponemos al alcance del lector los conceptos indispensables de la energía solar fotovoltaica como lo son: 1) el origen del efecto fotovoltaico, tecnologías existentes, 2) equipo necesario para una instalación solar fotovoltaica, 3) tipos de sistemas solares fotovoltaicos y 4) el dimensionamiento de uno de estos sistemas. Se puede encontrar también criterios para la selección del equipo para formar parte de una instalación solar fotovoltaica.

El diseño de la planta requirió la mayor cantidad del tiempo empleado para concluir en la presente tesis, debido a que nos enfrentamos a algunas dificultades, sin embargo estas dificultades tuvieron como consecuencia un gran aprendizaje en distintos ámbitos, no sólo en el diseño del sistema solar, sino también en el diseño de la subestación y el diseño del

sistema de tierras para la planta. Tuvimos que revisar los apuntes y literatura de las materias correspondientes a los últimos semestres inscritos, además de pasar tiempo considerable en busca de información para el diseño de la planta, tal como niveles de radiación en la República Mexicana, niveles de temperatura, resistividad del suelo, altitud y tipo de suelo del lugar que seleccionamos para ubicar la planta, equipos de última generación para instalaciones solares fotovoltaicas, así como también manuales de diseño de subestaciones.

La realización de los planos involucró un periodo de tiempo considerable, debido a que en la mayoría de los casos se realizó la ingeniería de detalle de la planta, como es posible observarse si se revisan detenidamente los planos, además de que todos los dibujos y las dimensiones representadas. Aumentó considerablemente nuestro dominio y experiencia utilizando el software AUTOCAD, esta fue la herramienta informática que utilizamos para realizar los planos referentes al proyecto así como también los esquemas mostrados en la parte teórica de nuestro trabajo de tesis. Este software es de gran importancia en cualquier ámbito de ingeniería, consideramos que será de gran ayuda en nuestro futuro profesional.

El diseño de la planta impulsó nuestro conocimiento y uso del NEC 2008, así como también de algunas otras normas de referencia y especificaciones que maneja Comisión Federal de Electricidad; no nos consideramos expertos en el uso de las normas, pero nuestro trabajo representó experiencia en su uso e interpretación, lo cual se puede apreciar en las diversas memorias de cálculo que forman parte de este documento. Exploramos numerales del NEC 2008 que desconocíamos, y nos vimos en la necesidad de estudiar.

Logramos obtener una gran cantidad de información sobre inversores y módulos solares; así como productores y características particulares de cada diseño, esta información fue necesaria para que en el momento del diseño se contara con esa información y se pudiera elegir el equipo que cumpliera con nuestras especificaciones de diseño. También encontramos productores que se dedican a hacer cables especialmente para paneles solares, estos cables cuentan con un aislamiento del conductor adecuado para los paneles. Fue un tanto laborioso encontrar equipo con características adecuadas para nuestra planta y que además contara con certificaciones internacionales, porque en nuestro país para que un proyecto quede aprobado se tiene que utilizar equipos certificados. Descubrimos que en nuestro país no existen certificaciones para paneles solares; entonces tuvimos que recurrir a certificaciones norteamericanas y europeas. Lo antes mencionado nos proporcionó una visión amplia acerca de fabricantes y posibles proveedores de equipo y material para sistemas solares fotovoltaicos.

Conocimos y aplicamos las “NORMAS DE DISTRIBUCIÓN CONSTRUCCIÓN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS CFE” que fueron de gran utilidad durante el diseño, ya que como se aprecia en las memorias de cálculo y en los planos fue necesario diseñar y calcular canalizaciones

subterráneas, tomando en cuenta características mencionadas en las normas citadas, tales como la simbología a utilizar, dimensiones de los ductos y de los pozos de visitas, así como también trayectorias de los ductos. Dentro de estas normas existe un catálogo en el cual se encuentran algunos accesorios característicos para instalaciones subterráneas, tales como terminales pre-moldeados, conectores, empalmes y sellos. De lo anterior se puede concluir que además de conocer y aplicar estas normas, su uso nos proporcionó una visión más amplia sobre el material que se usa en este tipo de instalaciones.

Para el cálculo de los conductores que se canalizan en los ductos subterráneos fue de gran utilidad el uso del “MANUAL TÉCNICO DE CABLES DE ENERGÍA” del grupo CONDUMEX, puesto que cuenta con la información necesaria para seleccionar conductores subterráneos, tales como las dimensiones de cada capa que forma un cable para uso subterráneo.

Es relevante mencionar que el diseño de la subestación también emerge aprendizaje, ya que durante el proceso adquirimos algunos conocimientos técnicos; entre los cuales podemos mencionar que escogimos el arreglo que consideramos adecuado para la subestación, altura de operación de la subestación, el material con el que se pueden fabricar las barras colectoras. Debido a que aisladores, cuchillas, transformadores, conductores y barras son equipos empleados en subestaciones, conocimos cuál es su aplicación y que tipos hay. Con el propósito de realizar los cálculos necesarios para el diseño, estudiamos procedimientos de cálculo de fuerzas en las barras colectoras, coordinación de aislamiento, diseño de tierras y algunos otros aspectos importantes como las distancias dieléctricas, prevención de efecto corona, los materiales empleados en las barras colectoras y características de los transformadores a utilizar.

El diseño del sistema de tierra, nos fue un poco complicado de idear, y todo se debe a que necesitábamos datos reales del terreno en el que se encontraría la planta, pero como no podíamos ir a hacer los cálculos de la resistividad del terreno decidimos tomar los datos de la subestación más cercana a nuestra planta para realizar los cálculos necesarios, cuando empezamos a calcular la malla, como el diseño fue un caso real, nos dimos cuenta que necesitaríamos aplicar conceptos vistos en nuestra materia de subestaciones eléctricas y fue así que nuestras dudas fueron aclarándose. Comprendimos muchos conceptos aprendidos durante nuestros estudios, los cuales en nuestra experiencia, se pueden entender mejor cuando se trabaja en un diseño con características y requerimientos reales tal es el caso del diseño de la planta.

En la realización de la malla de tierra utilizamos la NORMA NRF-11 CFE 2004, es una norma de gran utilidad, gracias a que nos fue guiando en cada uno de los pasos para hacer que nuestra malla de tierra cumplieran con cada uno de los pasos de seguridad.

El consultar cada una de las normas y especificaciones que encontramos para nuestra tesis hizo que nuestro proyecto se fortaleciera y más que nada que nosotros presentáramos números reales y que cumplen con cada una de las especificaciones en cada una de las normas. También nos causaba cierta incertidumbre el saber si nuestro proyecto estaba completo, por ello buscamos libros que nos ayudaron a ver si nuestro proyecto se estaba haciendo bien y sin que le faltara información. En nuestro país no se ha hecho un proyecto tan grande de una planta generadora solar, fue por eso que recurrimos a libros y a proyectos realizados en otros países que nos apoyaron a desempeñar un buen trabajo.

**BIBLIOGRAFÍA**

## LIBROS

**CENTRAL STATION ENGINEERS (1964)**, *Transmission and Distribution Reference Book* (4ª Ed.), Pennsylvania: Westinghouse Electric Corporation

**CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (2008)**, *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica* (volumen 1), Madrid : **CIEMAT**

**CIEMAT (2000)**, *Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica* (volumen 2), Madrid: CIEMAT

**ENRÍQUEZ H.G (2005)**, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas* (2ª Ed.), México: Limusa,

**GONEN T. (2009)**, *Electric Power Transmission System Engineering: Analysis and Design*, (2ª Ed.), Oxford: CRC Press.

**MOMPIN P.J (1985)**, *Energía Solar Fotovoltaica* (1ª Ed.), España: Boixareu.

**MORO V.M (2010)**, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas* (1ª Ed.), Madrid: Paraninfo.

**RASHID M.H (2004)**, *Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones* (3ªEd.), México: Prentice Hall.

**RAÚLL M.J. (2000)** *Diseño de subestaciones eléctricas. Facultad de Ingeniería* (2ª. Ed.), México: UNAM.

**ROMERO T.M. (2010)**, *Energía solar fotovoltaica* (1ªEd.), Barcelona: Ceac.

**SANCHEZ M.M. (2008)**, *Energía solar fotovoltaica* (3ªEd), México: Limusa.

## ARTÍCULOS DE REVISTAS

Collado, E. (Marzo 2009), *Nuevos retos de la conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red*, *Energética XXI* No. 85, 36-49.

Bianco F., *Control de Potencia de un Generador Fotovoltaico Conectado a la Red de Distribución de Baja Tensión y Análisis del Comportamiento del Generador Frente a Defectos en la Red*, Ingeniero Sector Planificación y Estudios de Distribución, UTE.

## MANUALES Y/O NORMAS

**Grupo Condumex**, *Los Sistemas Fotovoltaicos: Curso De Introducción*. Condumex.

**Luz y Fuerza** (2003), *Manual De Diseño De Subestaciones. Luz y Fuerza del Centro*.

**Grupo Condumex**(2006), *Manual Técnico De Cables De Energía*. Condumex.

**National Electric Code (NEC)2008**.

**NRF-011-CFE-2004**, *Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas*. Comisión Federal de Electricidad

**CFE (2005)**, *Normas De Distribución Construcción Líneas Subterráneas*. Comisión Federal de Electricidad

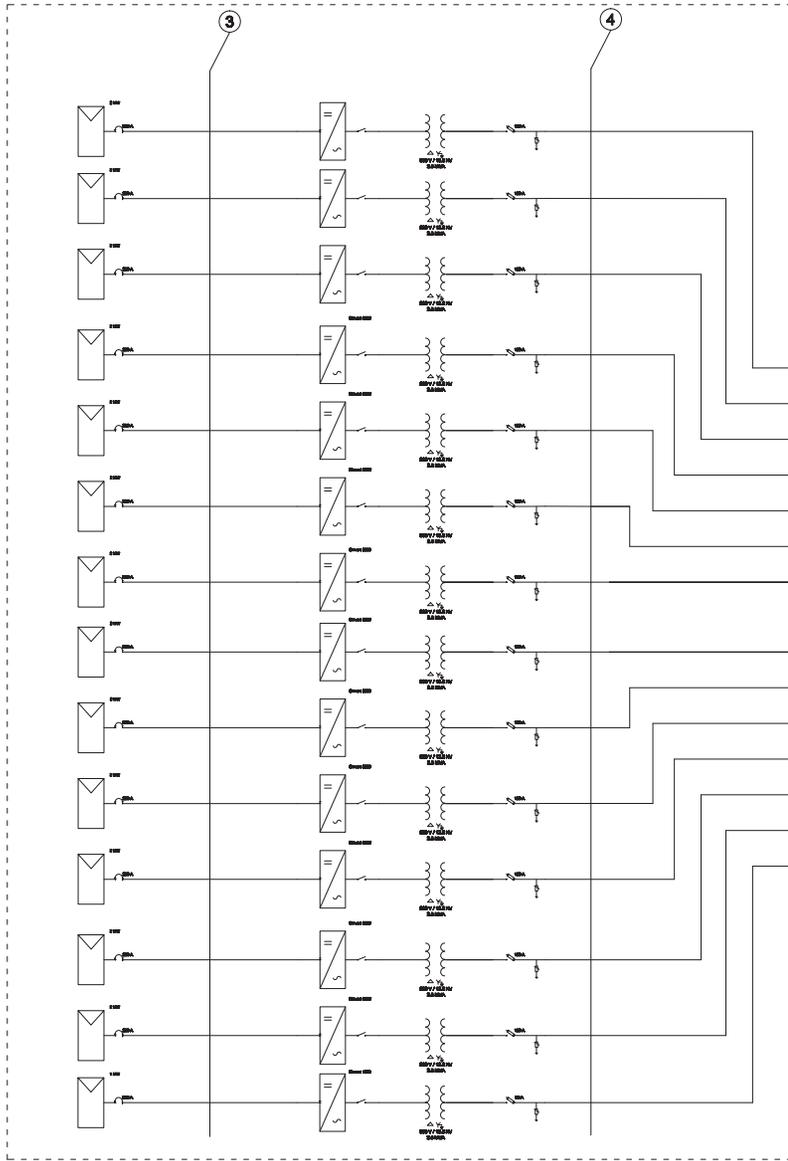
**CFE CPTT-GT-01-95**, *Especificaciones De Diseño De Subestaciones*. Comisión Federal de Electricidad.

**CFE-CPTT-DDLT-001/02**, *Especificación Para El Diseño De Líneas De Transmisión Aéreas*. Comisión Federal de Electricidad.

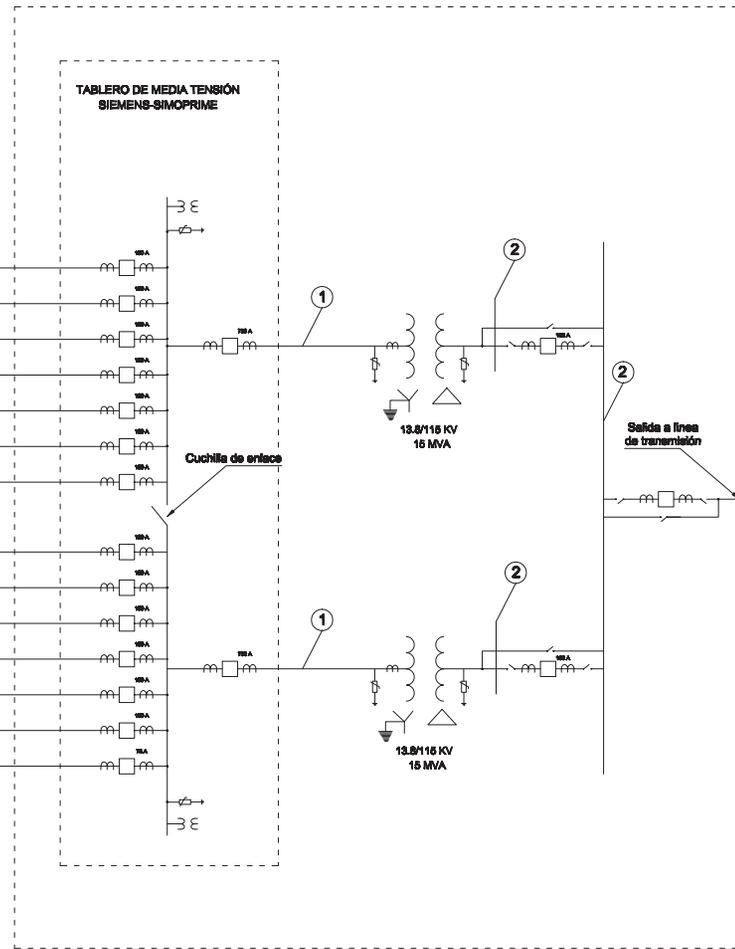
**IEEE std 929-2000**. *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers

**IEEE 80-2000**. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

### SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO



### SUBESTACION



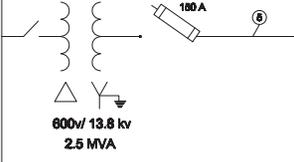
SIMBOLOGIA	
	Seccionador
	Interruptor termomagnético Indica la corriente de operación del interruptor
	Transformador
	Interruptor de potencia
	Inversor Indica modelo y capacidad del inversor en KW
	Generador solar Fotovoltaico Indica la potencia en MW del campo solar fotovoltaico
	Proteccion contra sobrevoltajes
	Fusible Indica la corriente de operación del fusible
	Transformador de corriente
	Transformador de potencial

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
	Numero y Designacion	Tuberia
1	3-ACSR 666 KCM con aislamiento de 15 KV	
2	3 ACSR 140 AWG	
3	3-1/0 AWG con aislamiento de 1000V	Un ducto de PVC de 88.8 de diametro para cada conductor
4	3-1/0 AWG con aislamiento de 15 KV	Un ducto de PVC de 88.8 de diametro para cada conductor

DOCUMENTOS DE REFERENCIA	
POB-0: DIAGRAMA LINEAL PARA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2 MW	
POB-1: DIAGRAMA LINEAL PARA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 100V	
POB-9: DIAGRAMA LINEAL SUBSTACION	

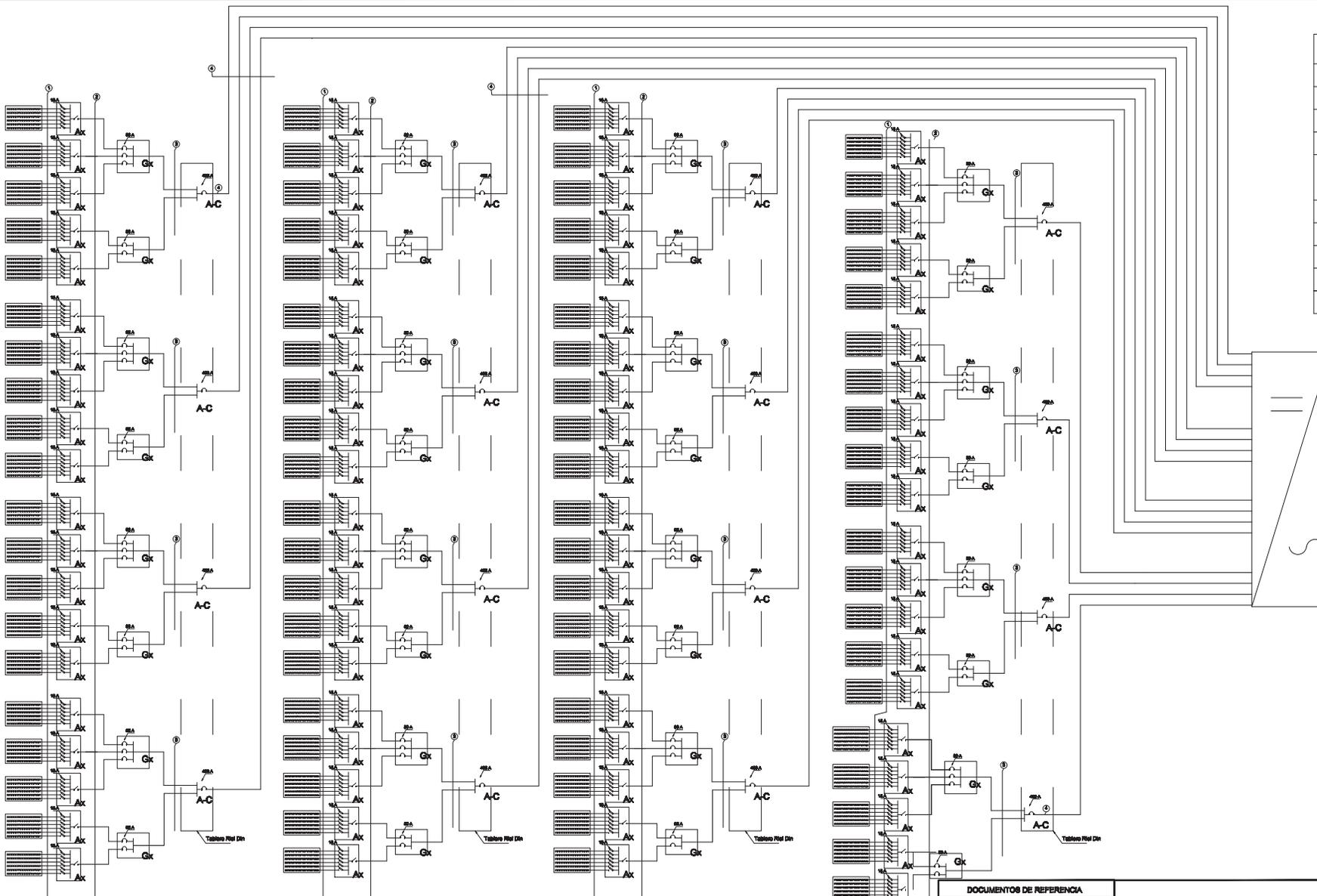
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA	
DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	
DIAGRAMA LINEAL DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA	
DISEÑ: BSA ACOT: BSA	PGB-1

SIMBOLOGIA	
	Modulo solar fotovoltaico
	Seccionador
	Interruptor termomagnetico
	Fusible
	Inversor
	Transformador
Ax	Caja combinadora Ax
Gx	Caja combinadora Gx
A-C	Tablero Rfd Din
?	Indice oculto de conductores



CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
Numero y Designacion		Tuberia
1	2-10 AWG 1-14 AWG	Trapezoidal de aluminio por ducto tamaño 10 (10) solo para zonas subterranas
2	2- 4 AWG 1-8 AWG	Trapezoidal de aluminio por ducto tamaño 10 (10) solo para zonas subterranas
3	2- 2/0 AWG 1-4 AWG	Tubo corrugado PVC de 60.5 de diametro Tuberia designacion 1/40 solo para conductores de aluminio
4	6-3/0 AWG 1-4 AWG	Tuberia designacion 1/40 solo para conductores de aluminio de 10 conductores en un solo de la trayectoria de por estructura
5	2- 1/0 AWG	Un ducto de PVC de 60.5 de diametro para cada conductor

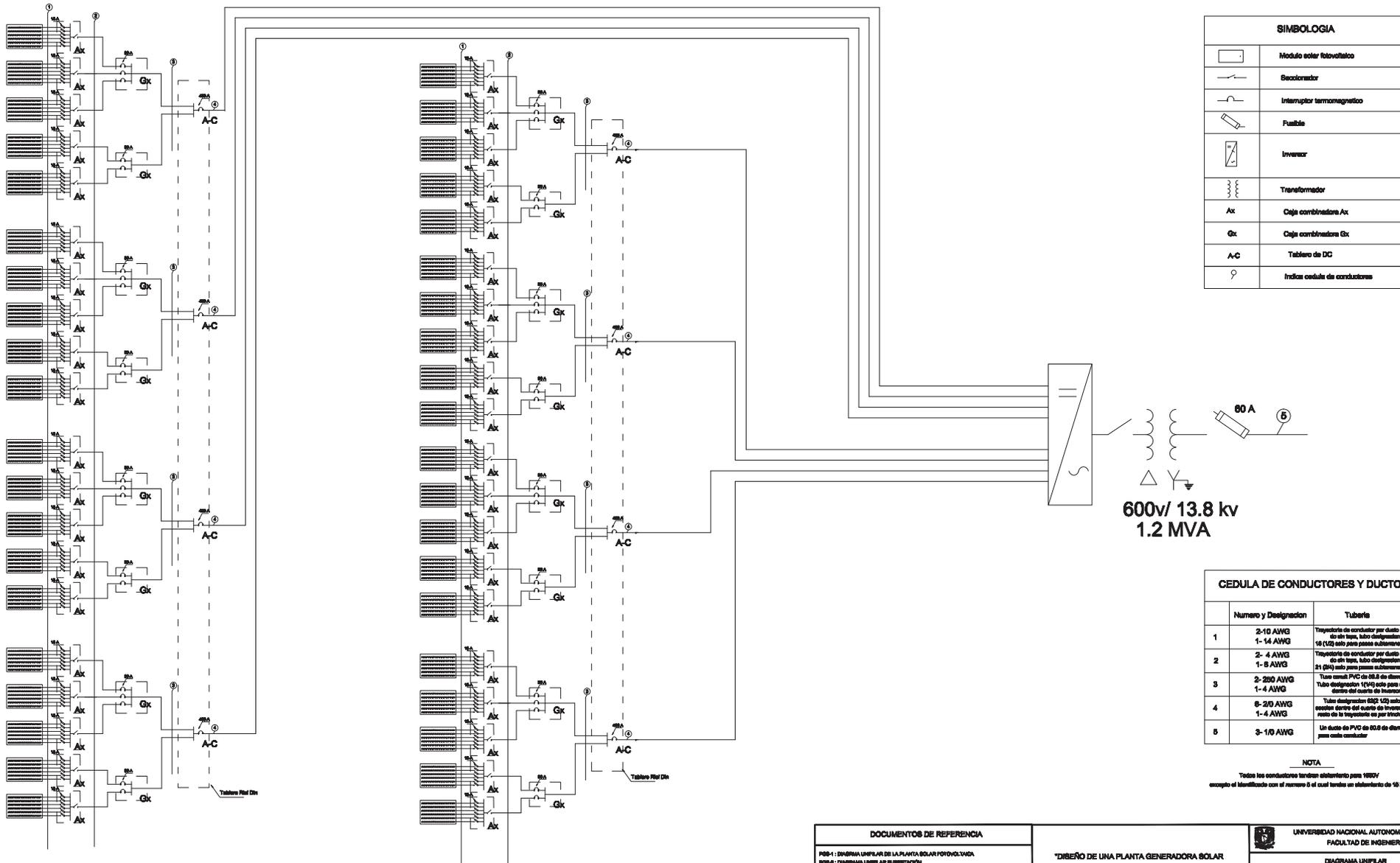
NOTA  
Todos los conductores tendrán aislamiento para 1000V excepto el identificado con el numero 5 el cual tendrá un aislamiento de 15 KV



DOCUMENTOS DE REFERENCIA	
POB-1:	ESQUEMA UNIPOLAR DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA
POB-2:	ESQUEMA UNIPOLAR SUBESTACION
POB-3:	PLANO DE PLANTA DE PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW
POB-11:	PLANO DE CUARTO DE INVERSOR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW

**DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA	
DIAGRAMA UNIPOLAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW	
DISEÑ: BR ADOPT: BR	P08-2



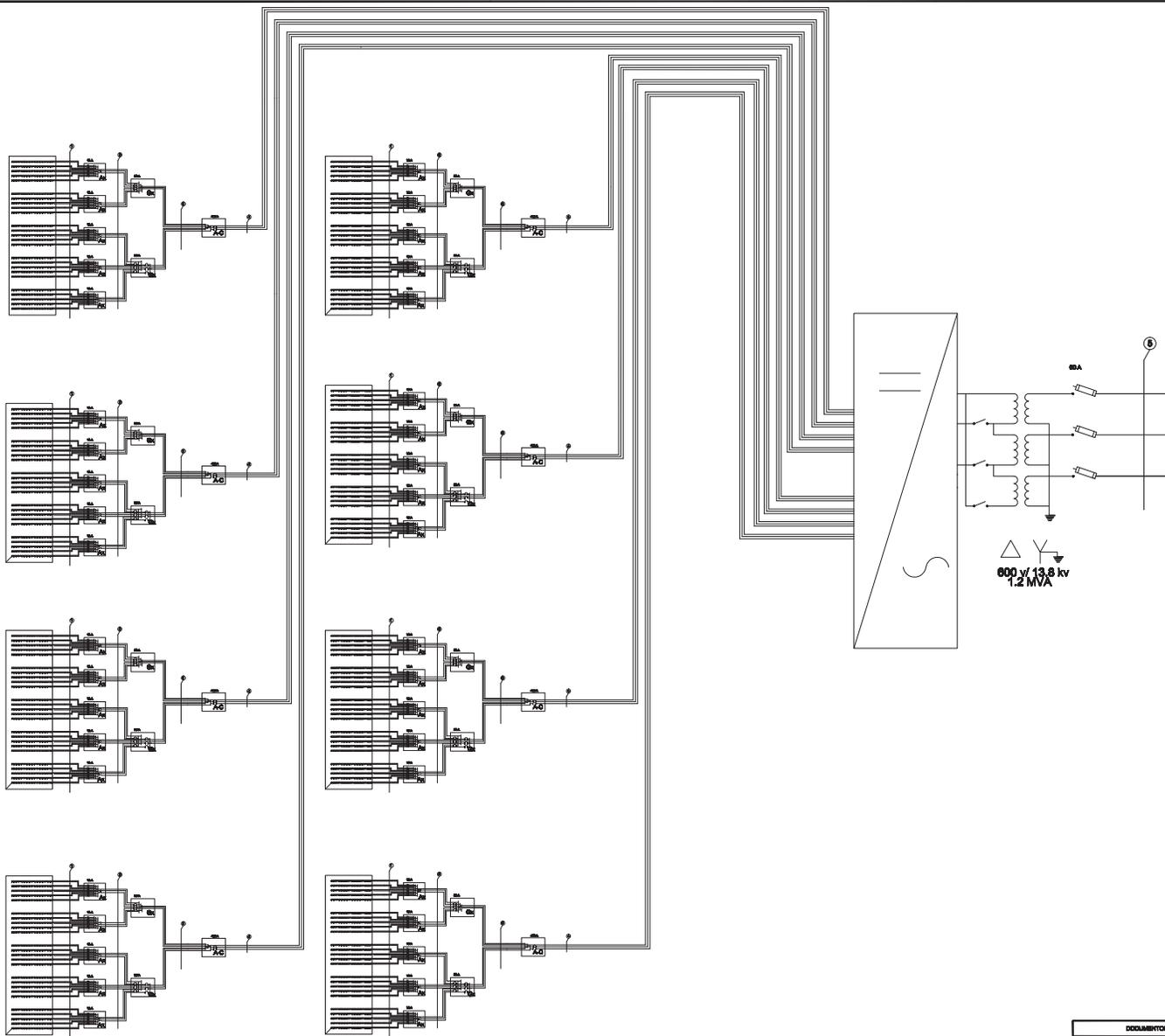
SIMBOLOGIA	
	Módulo solar fotovoltaico
	Seccionador
	Interruptor termomagnético
	Fusible
	Inversor
	Transformador
Ax	Caja combinadora Ax
Gx	Caja combinadora Gx
A-C	Tablero de DC
⊙	Indica celdula de estructuras

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
Numero y Designacion	Tuberia	
1	2-10 AWG 1- 14 AWG	Trenectoria de conductor por ducto caudal de 40 mm, tubo designacion 18 (G2) solo para puesta a tierra
2	2- 4 AWG 1- 8 AWG	Trenectoria de conductor por ducto caudal de 40 mm, tubo designacion 21 (G4) solo para puesta a tierra
3	2- 250 AWG 1- 4 AWG	Tubo corrugado PVC de 62.5 de diametro Tubo designacion 1940 solo para seccion dentro del cuarto de transformacion
4	6- 250 AWG 1- 4 AWG	Tubo designacion 652 (G2) solo para seccion dentro del cuarto de transformacion, el resto de la longitud en por estructura
5	3- 10 AWG	Un ducto de PVC de 50.8 de diametro para cable conductor

NOTA  
Todos los conductores tendrán aislamiento para 15KV excepto el identificado con el numero 5 el cual tendrá un aislamiento de 10 KV

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
P08-1 : DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA P08-2 : DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION P08-3 : PLANO DE PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 10 MW P08-4 : PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 10 MW

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
<b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b> DIAGRAMA UNIFILAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 1 MW
P08-5



CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
	Numero y Designacion	Tuberia
1	2-10 AWG 1- 14 AWG	Trequente de conductor por ducto esche- da de tipo, tubo designacion 10 (14) solo para pesos subterranos
2	2- 4 AWG 1- 8 AWG	Trequente de conductor por ducto esche- da de tipo, tubo designacion 21 (84) solo para pesos subterranos
3	2- 280 AWG 1- 4 AWG	Tubo conul PVC de 80.8 de diametro Tubo designacion 414) solo para instalacion dentro del cuadro de transformacion
4	6- 210 AWG 1- 4 AWG	Tubo designacion 612 (41) solo para instalacion dentro del cuadro de transformacion, el resto de la trayectoria es por tirachinas
5	3- 140 AWG 1- 4 AWG	Un ducto de PVC de 80.8 de diametro para cada conductor

SIMBOLOGIA	
	Modulo solar fotovoltaico
	Seccionador
	Interruptor termomagnetico
	Fusible
	Inversor
	Transformador
<b>Ax</b>	Caja combinadora Ax ( Array Junction box)
<b>Gx</b>	Caja combinadora Gx ( Generator Junction box)
<b>A-C</b>	Tablero Riel Din
	Indica la el circuito en la celula de cableado

DOCUMENTOS DE REFERENCIA  
 PGS-8 DIAGRAMA UNIFILAR GENERADOR 1MW

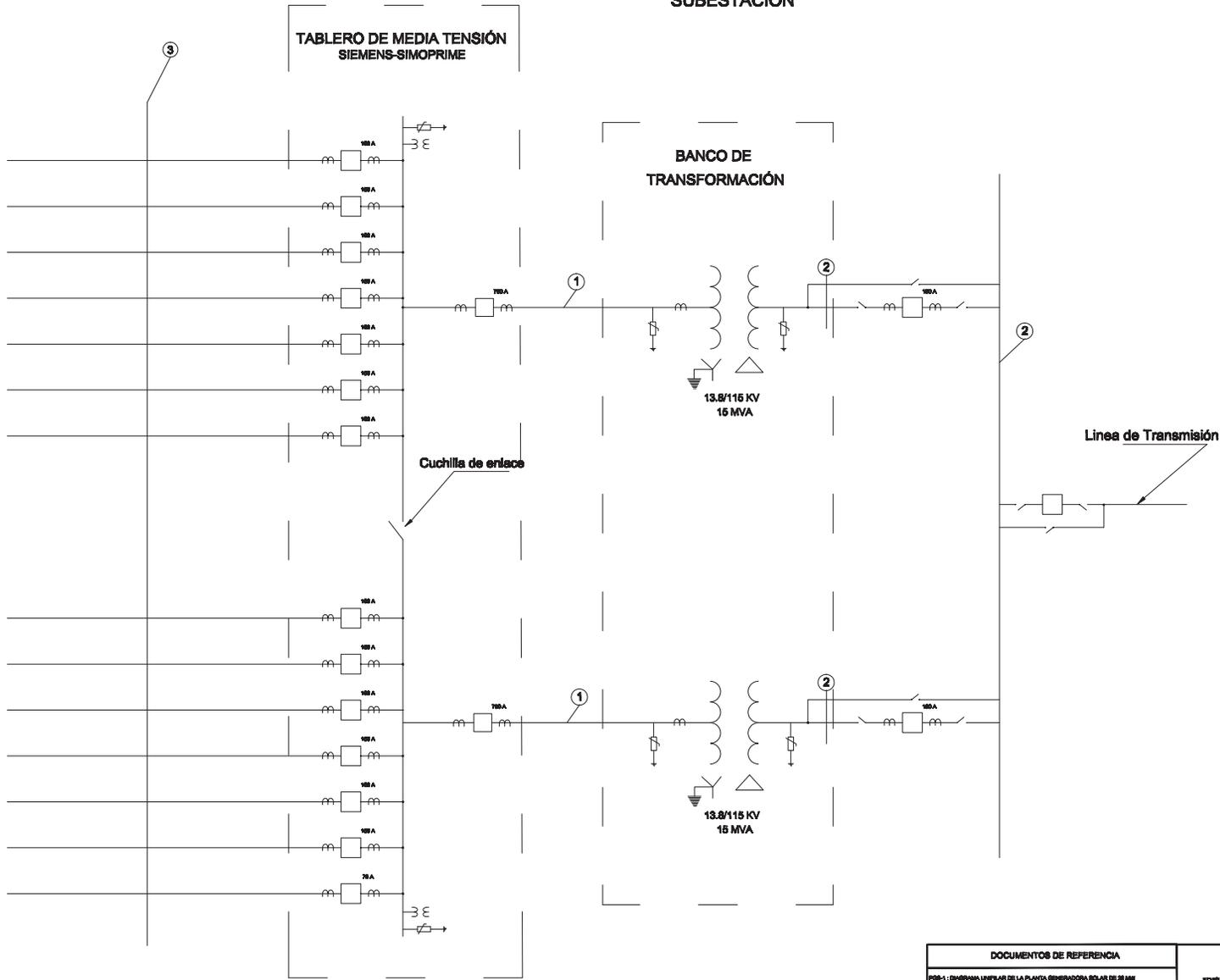
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
 FACULTAD DE INGENIERIA  
 DIAGRAMA BIFILAR DEL ARREGLO DE MODULOS  
 FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A UN INVERSOR "INVERT" 1000 MS TL"  
 PERTENECIENTE A LA PLANTA GENERADORA SOLAR

"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR  
 FOTOVOLTAICA DE 20 MW"

IBEL: ERI  
 ADOPT: BHA



## SUBESTACIÓN

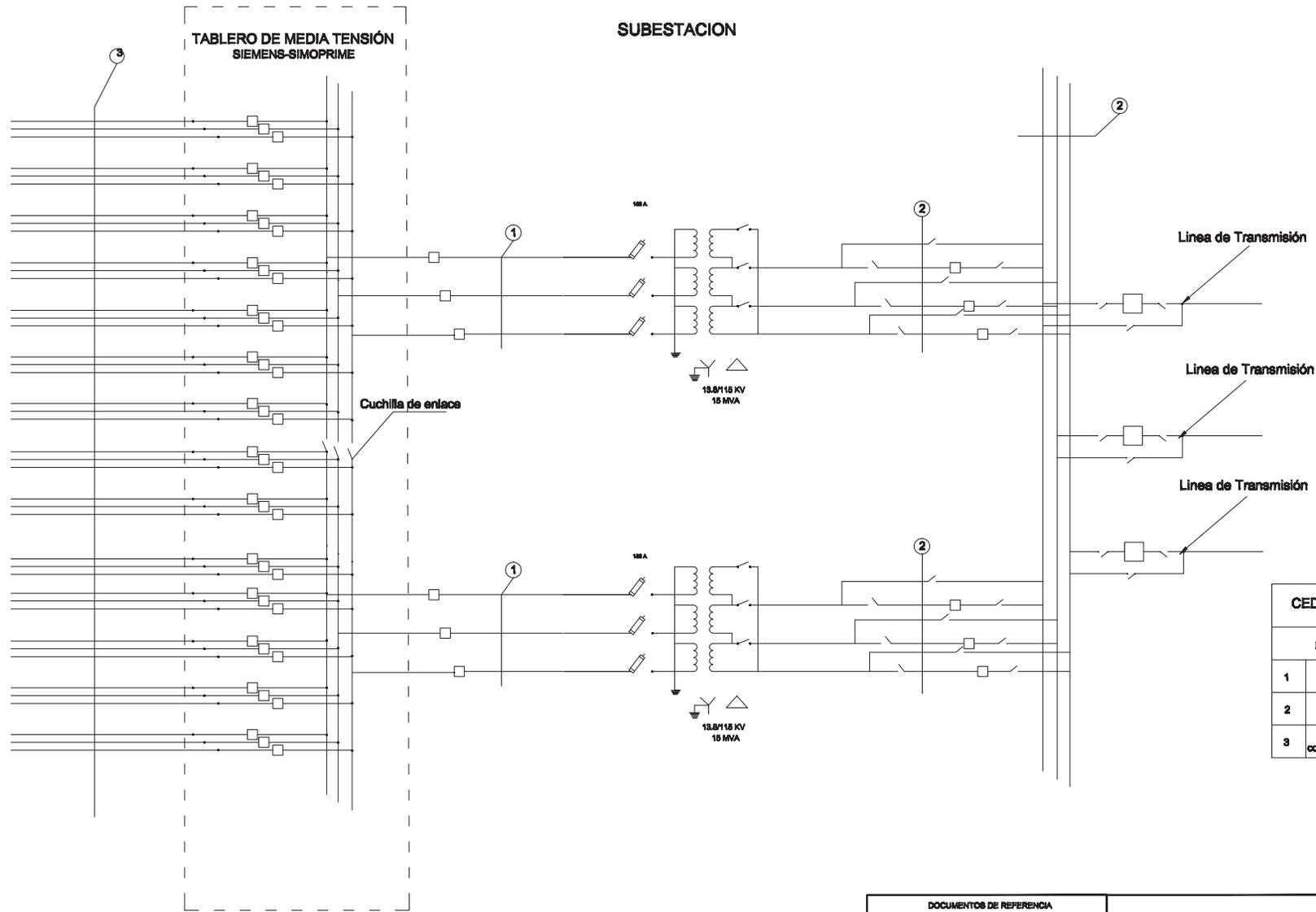


SIMBOLOGIA	
	Seccionador
	Interruptor termomagnético <small>Indica la corriente de operación del interruptor</small>
	Transformador
	Interruptor de potencia
	Inversor <small>Indica modelo y capacidad del Inversor en KW</small>
	Generador solar Fotovoltaico <small>Indica la potencia en MW del arreglo solar fotovoltaico</small>
	Proteccion contra sobretensiones
	Fusible <small>Indica la corriente de operación del fusible</small>
	Transformador de corriente
	Transformador de potencial

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS	
Numero y Designación	Tubería
1 3- ACSR 566 KCM	
2 3 ACSR 1/0 AWG	
3 3- 1/0 AWG con aislamiento de 15 kv	Un ducto de PVC de 80.8 de diametro para cada conductor

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PDB-1: ESQUEMA LINEAL DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR DE 20 MW PDB-7: ESQUEMA TRIFASAR SUBESTACION PDB-10: MANTA GENERAL DE PLANTA SUBESTACION PDB-11: PLANO DE DETALLES SUBESTACION

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA	
<b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b>	
DIAGRAMA LINEAL DE SUBESTACION	
DISE: BR ACOT: BR	PDB-8



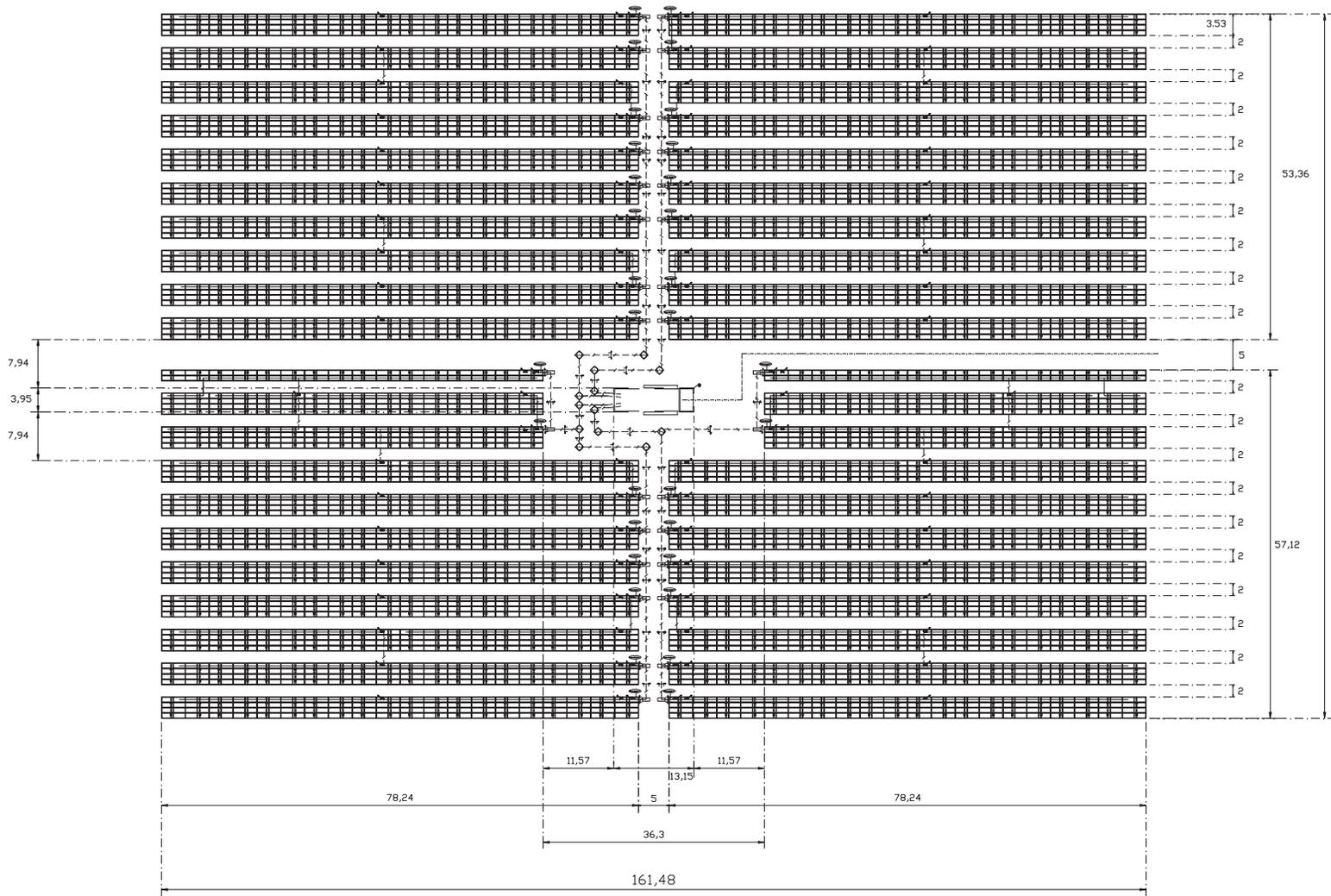
SIMBOLOGIA	
	Sectionador
	Interruptor termomagnético
	Transformador
	Interruptor de potencia
	Inversor
	Generador solar Fotovoltaico
	Carga
	Protección contra sobrevoltajes
	Protección diferencial
	Protección Magnetotérmica
	Equipo de medición

CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS		
Numero y Designación	Tubería	
1	3- ACSR 508 KCM	
2	3 ACSR 1/0 AWG	
3	3- 1/0 AWG con aislamiento de 15 kv	Un ducto de PVC de 50.8 de diametro para cada conductor

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PG8-1: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION
TÍTULO: DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW
SECCION: EN
ADICIONALES: EN

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA
DIAGRAMA UNIFILAR DE SUBESTACION
PG8-7



LISTA DE MATERIALES	
1	Caja combinadora Ax
2	Caja combinadora Gx
3	Cuarto de Inversores

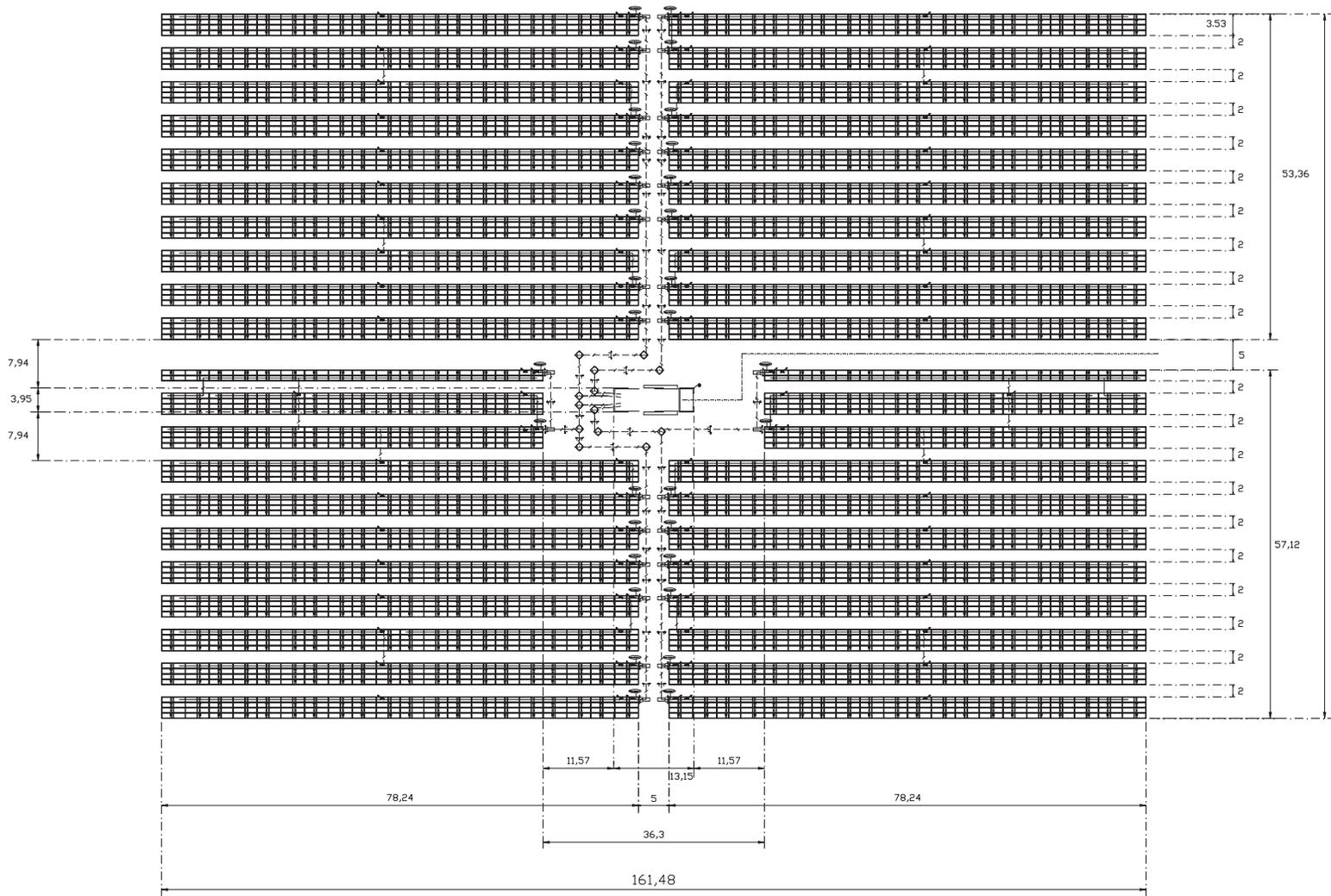
SIMBOLOGÍA	
	Modulo solar
	Registro
	Pozo de visita
	Indica que es un pozo de visita de modo normal Indica el tipo de pozo
	Línea subterránea de baja tensión
	Base para soportes de los módulos solares
	Soporte para cables

**NOTA**  
**DETALLES DE INSTALACION DE LO MODULOS**  
**VEASE PGS-13**

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PGS-9: DISEÑO UNIFILAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW PGS-11: PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW

**"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR**  
**FOTOVOLTAICA DE 20 MW"**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA	
PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20MW	
DISE: EN ADOPT: México	PGS-8



LISTA DE MATERIALES	
1	Caja combinadora Ax
2	Caja combinadora Gx
3	Cuarto de Inversores

SIMBOLOGÍA	
	Modulo solar
	Registro
	Pozo de visita
	Línea subterránea de baja tensión
	Base para soportes de los módulos solares
	Soporte para cables

**NOTA**  
**DETALLES DE INSTALACION DE LO MODULOS**  
**VEASE PGS-13**

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PGS-9: DISEÑO UNIFILAR GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW PGS-11: PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW

**"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR**  
**FOTOVOLTAICA DE 20 MW"**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW	
DISEÑ: ENI ADOPT: M. J. M.	PGS-8



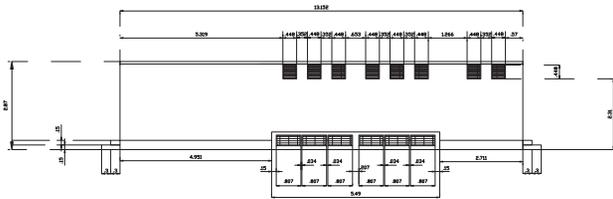
VISTA LATERAL SUR



VISTA PONIENTE



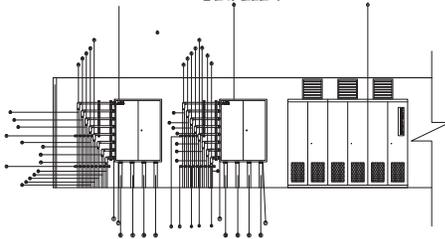
VISTA LATERAL NORTE



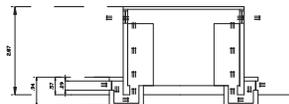
VISTA ORIENTE



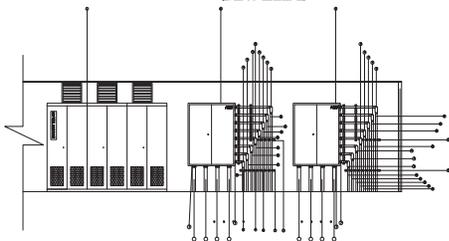
DETALLE 1



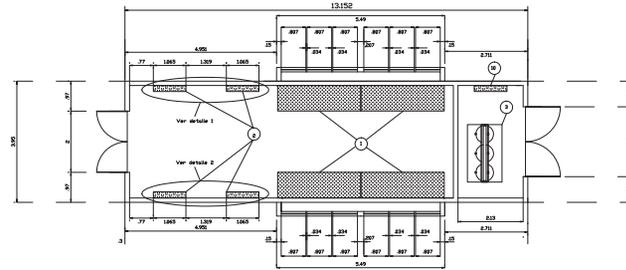
DETALLES DE VENTILACIÓN



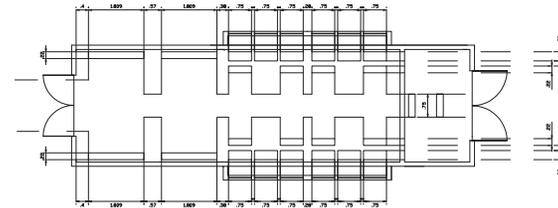
DETALLE 2



VISTA EN PLANTA



DUCTOS SUBTERRANEOS  
VISTA EN PLANTA



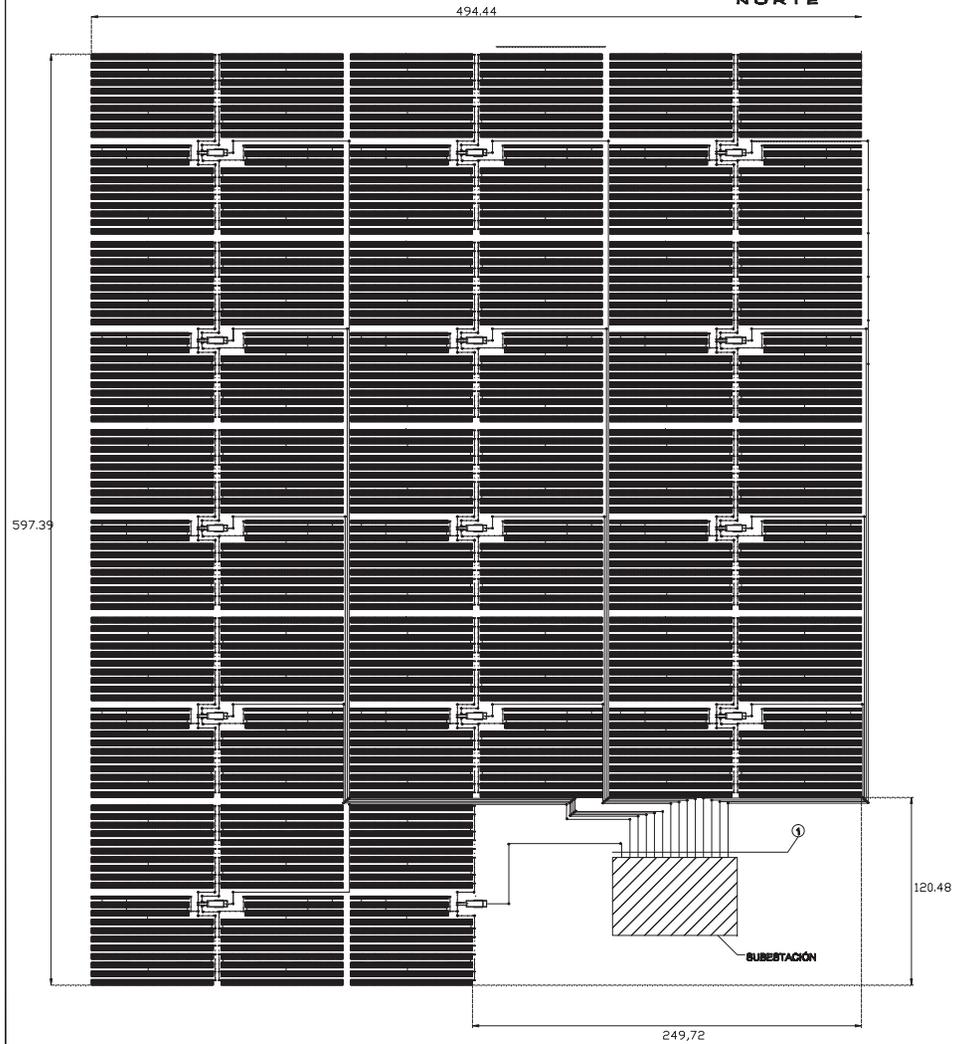
LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL	
1	Inversor
2	Tablero de DC
3	Transformador ABB 600 V/13.8 KV 2.5 MVA
4	Condulet estilo L
5	Carril de montaje MMC
6	Sistema de soporte de tubería MI UB (abercorr)
7	Tuerca de union UNY
8	Tubo conduit 36 (1-1/4)
9	Tubo conduit 63 (2-1/2)
10	Tablero desconector de media tensión

Simbología:

- Entrada/salida de conductores
- Ducto por debajo del nivel de suelo

DOCUMENTOS DE REFERENCIA		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
PGB-0: PLANO DE PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW PGB-1: DIMENSIONES Y PLANILAS GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW		DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	
PGB-2: DIMENSIONES Y PLANILAS GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20 MW		PLANO DE CUARTO DE INVERSORES GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 15 MW	
DISEÑ: PIEDRITA ACOT: METIBES			PGB-11

ÁREA APROXIMADA= 29.5 HECTAREAS



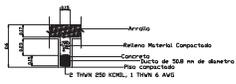
SIMBOLOGÍA	
	Módulo solar
	Registro
	Punto de vista
	Línea subestación de tipo simple
	Punto para soporte de los módulos solares
	Soporte para cables
	Línea subestación de simple trazo
	Registro subestación de simple trazo
	Cuarto de transformador
CEDULA DE CONDUCTORES Y DUCTOS	
Numero y Designación	Tuberia
1 S-18 AWG con aislamiento de 18 de	Los datos de PVC de 18 de diámetro para cable conductor

DOCUMENTOS DE REFERENCIA

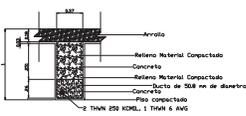
TÍTULO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 25 MW
--

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	VISTA GENERAL EN PLANTA DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA
PROF. DR. JOSÉ ANTONIO GARCÍA	PROF. DR. JOSÉ ANTONIO GARCÍA

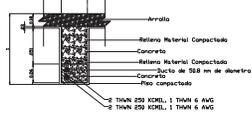
CORTE K K'



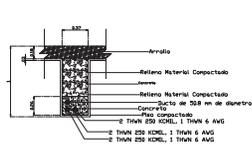
CORTE A A'



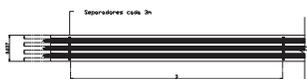
CORTE B B'



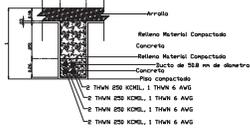
CORTE C C'



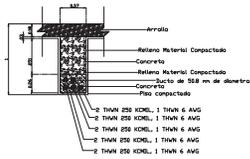
VISTA SUPERIOR DEL BANCO DE DUCTOS



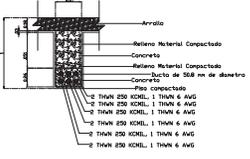
CORTE D D'



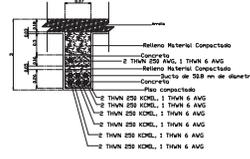
CORTE E E'



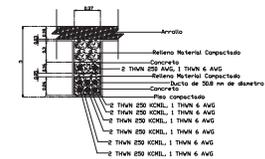
CORTE F F'



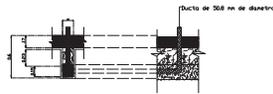
Corte G G'



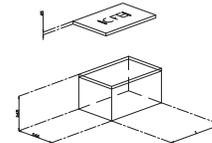
CORTE H H'



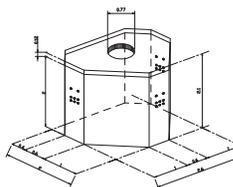
DETALLE 1: TRANSICIÓN



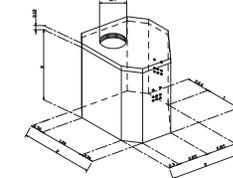
REGISTRO PARA BAJA TENSION EN ARROLLO TIPO 1



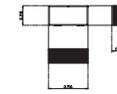
POZO DE VISITA BAJO ARROLLO TIPO T



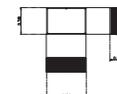
POZO DE VISITA BAJO ARROLLO TIPO L



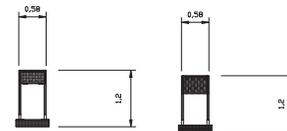
ARRAY JUNCTION BOX (AX)



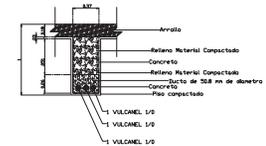
GENERATOR JUNCTION BOX (GX)



SOPORTES PARA GX Y AX

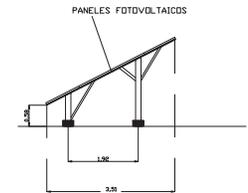


DETALLE DE CONDUCTOR CON TRAYECTORIA: CUARTO DE INVERSOSES-SUBESTACION CORTE M M'

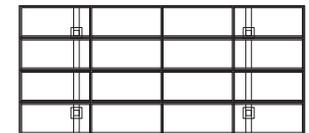


SOPORTE PARA MODULOS FOTOVOLTAICOS

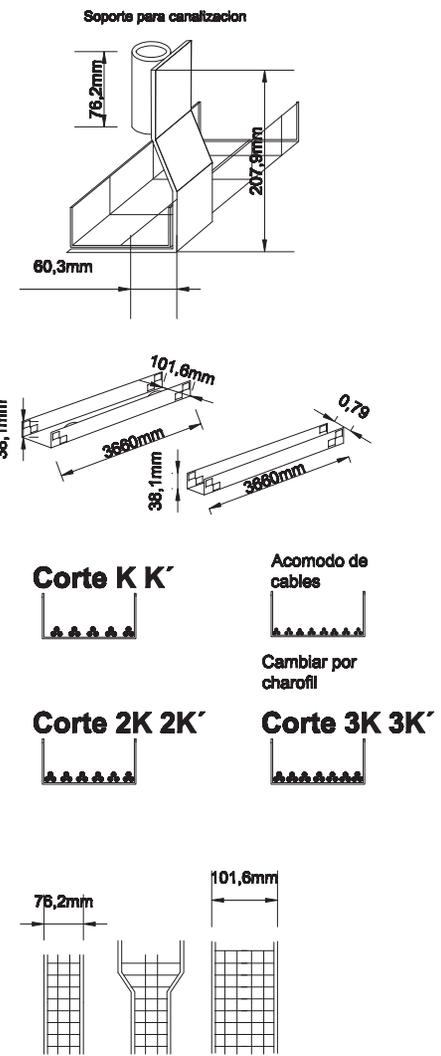
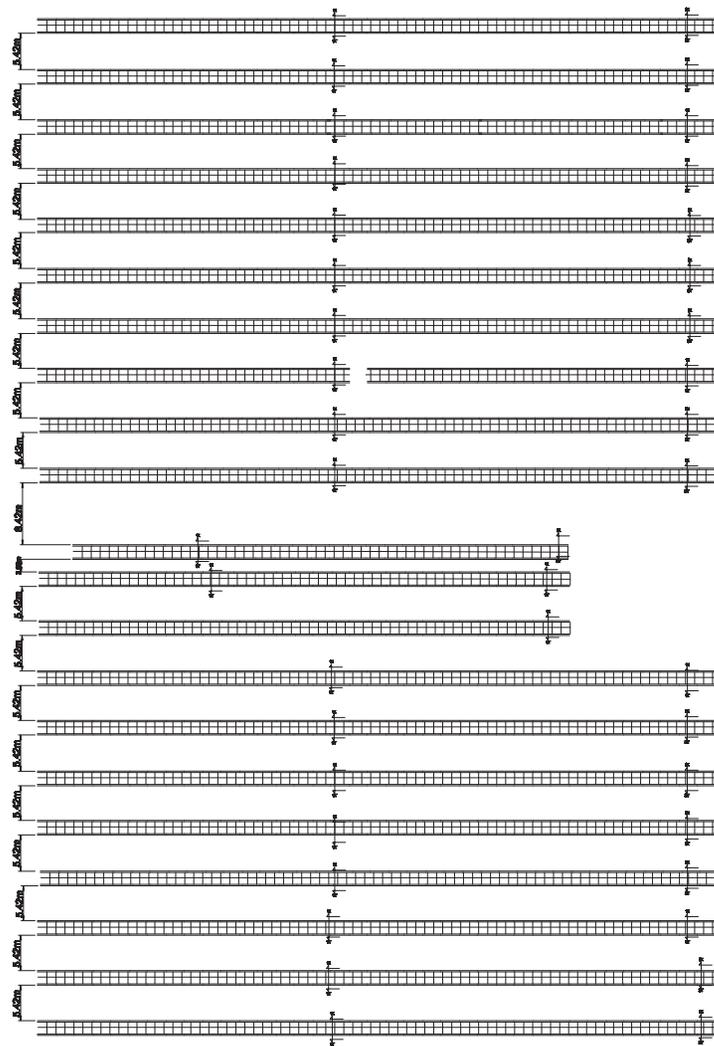
VISTA LATERAL



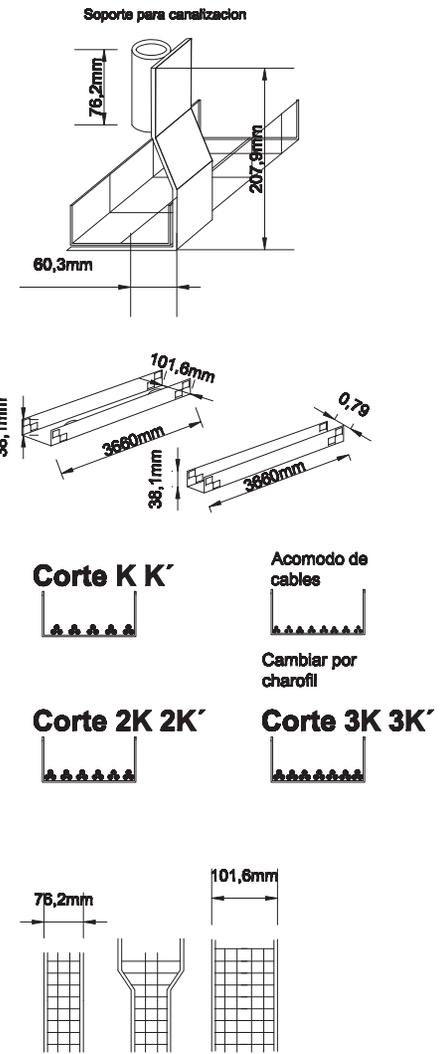
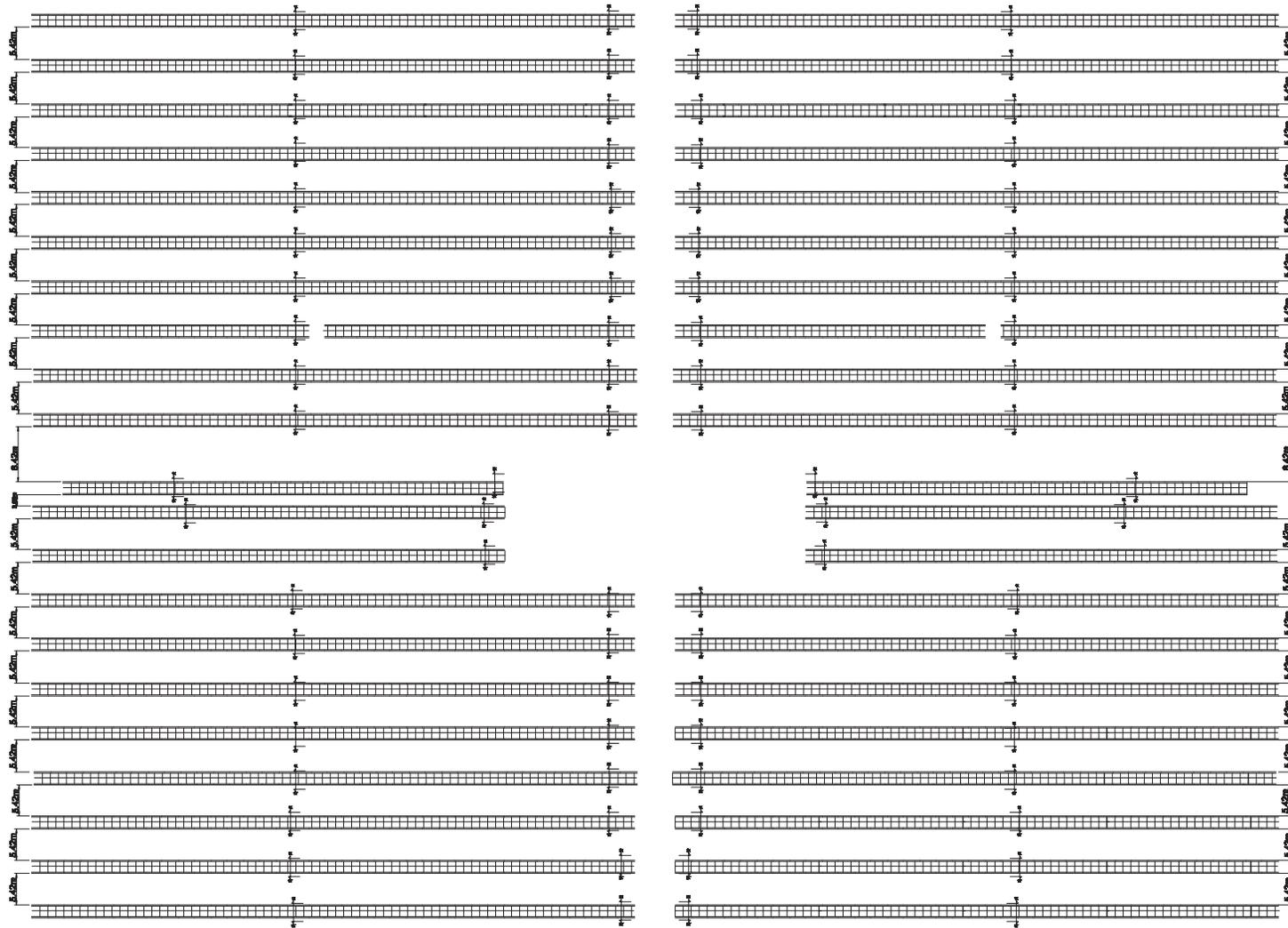
VISTA SUPERIOR



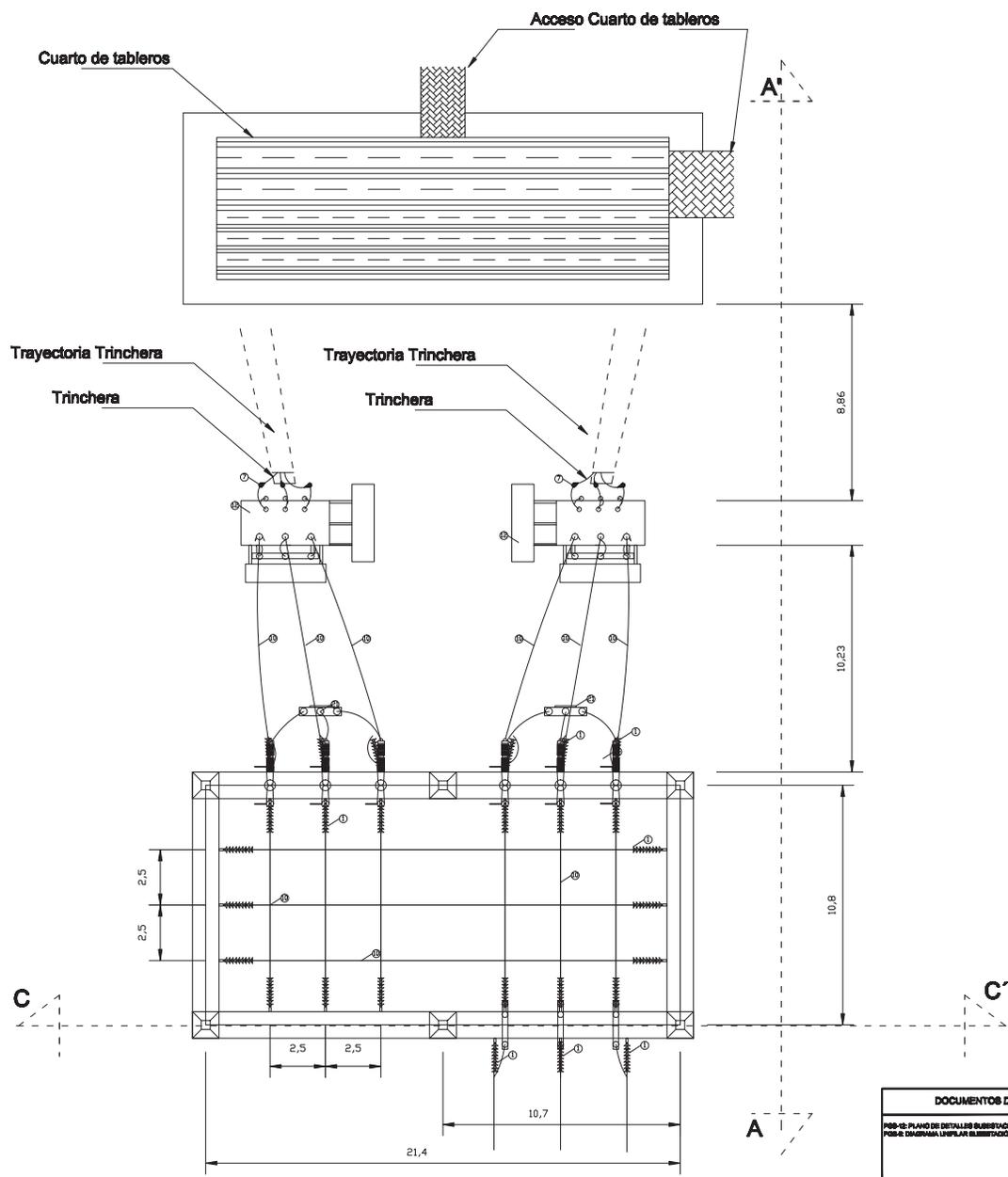
<p><b>DOCUMENTOS DE REFERENCIA</b></p> <p>PSB-4: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 3MW          PSB-6: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 15MW          PSB-12: VISTA GENERAL EN PLANTA DE LA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA</p>	<p><b>"DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW"</b></p>	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO          FACULTAD DE INGENIERIA</p>
		<p>PLANO DE DETALLES Y CORTES SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO</p>
<p>SEAL: ESI          ACOPL: METRES</p>		<p>PSB-18</p>



DOCUMENTOS DE REFERENCIA	DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA
PGB-8 : PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 2MW	FOTOVOLTAICA DE 20 MW'	DIAGRAMA CANALIZACIÓN CONDUCTORES SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO GENERADOR 2 MW
ESC: 0/1		PGB-14



DOCUMENTOS DE REFERENCIA	DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA
PGB-8: PLANO EN PLANTA GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO 20W	DIAGRAMA CANALIZACIÓN CONDUCTORES SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO GENERADOR 20 MW	ISS: 08
	PGB-14	



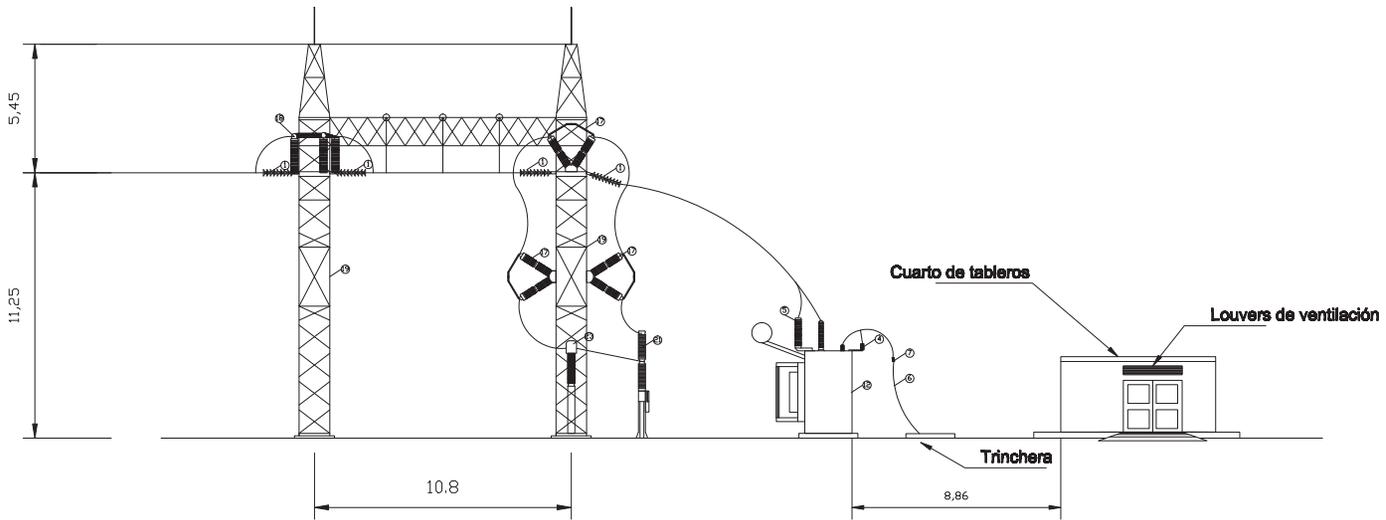
LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL	
1	Altidor 278PC11
2	Altidor C-8-125 (columna 14.4 Kv)
3	Apertin Rayo clase Estación ASOM-12-E
4	Apertin Rayo clase Estación ASOM-09-E
5	Cable ACSR 1/0
6	Cable Vulcanel 35 KV 1/0
7	Terminal premoldeada MT
8	Cable 1/0 AWG Vulcanel 16 Kv
9	Cable de cobre desnudo 3/0
10	Cable ACSR 1/0
11	Cable ACSR 666 KCM
12	Transformador de potencia 115/13.8 KV 10 MVA OFIAP
13	Cruceles ARM
14	Cuchilla desconectadora tipo A, 15.5 Kv
15	Cuchilla desconectadora tipo A, 15.5 Kv
16	Cuchilla Monopolar tipo CSP
17	Cuchilla desconectadora tipo Y 120 Kv
18	Cuchilla desconectadora tipo A 120 Kv
19	FE estilo columna 115
20	Interruptor de potencia tanque muerto
21	Interruptor de potencia tanque vivo
22	Tubo de Al 60mm
23	TC

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PDS-15: PLANO DE DETALLES SUBESTACION PDS-2: DIAGRAMA LINEAL SUBESTACION

DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR  
 FOTOVOLTAICA DE 20 MW

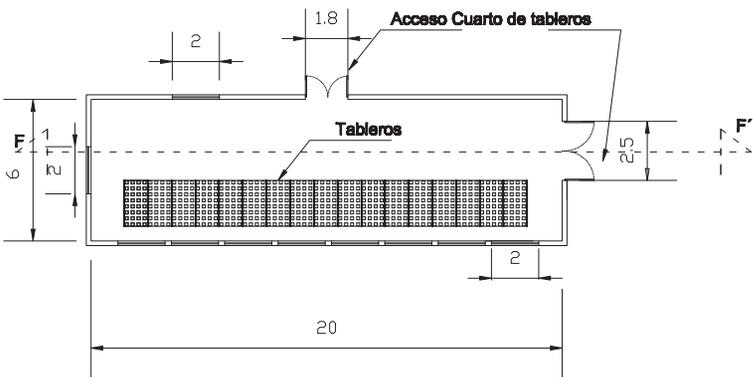
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
VISTA GENERAL EN PLANTA SUBESTACIÓN	
DISEÑ: ENI ADOPT: METVOS	PDS-16

### CORTE A-A'

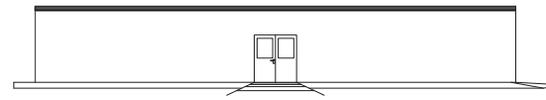


LISTA DE EQUIPO Y MATERIAL	
1	Alfiler Z7BPC11
2	Alfiler C-8-125 (columna 14.4 Kv)
3	Aperta Rayo clase Estación ASOM-12-E
4	Aperta Rayo clase Estación ASOM-09-E
5	Cable ACSB 1/0
6	Cable Vulcanel 35 KY 1/0
7	Terminal premoldada MT
8	Cable 1/0 Vulcanel 15 Kv
9	Cable de cobre desnudo 3/0
10	Cable ACSB 1/0
11	Cable ACSB 608 KCM
12	Transformador de potencia 115/13.8 KV 10 MVA OF/AF
13	Cruzeta AR4
14	Cuchilla desconectadora tipo A 15.5 Kv
15	Cuchilla desconectadora tipo A 15.5 Kv
16	Cuchilla Monopolar tipo CSP
17	Cuchilla desconectadora tipo V 125 Kv
18	Cuchilla desconectadora tipo A 125 Kv
19	FE estilo columna 115
20	Interruptor de potencia tanque muerto
21	Interruptor de potencia tanque vivo
22	Tubo de Al 63mm
23	TC

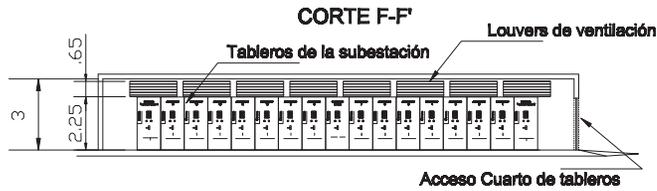
### VISTA EN PLANTA CUARTO DE TABLEROS SUBESTACIÓN



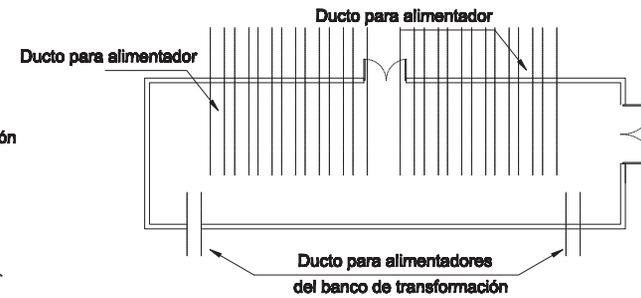
### VISTA SUR DEL CUARTO DE TABLEROS



### CORTE F-F'

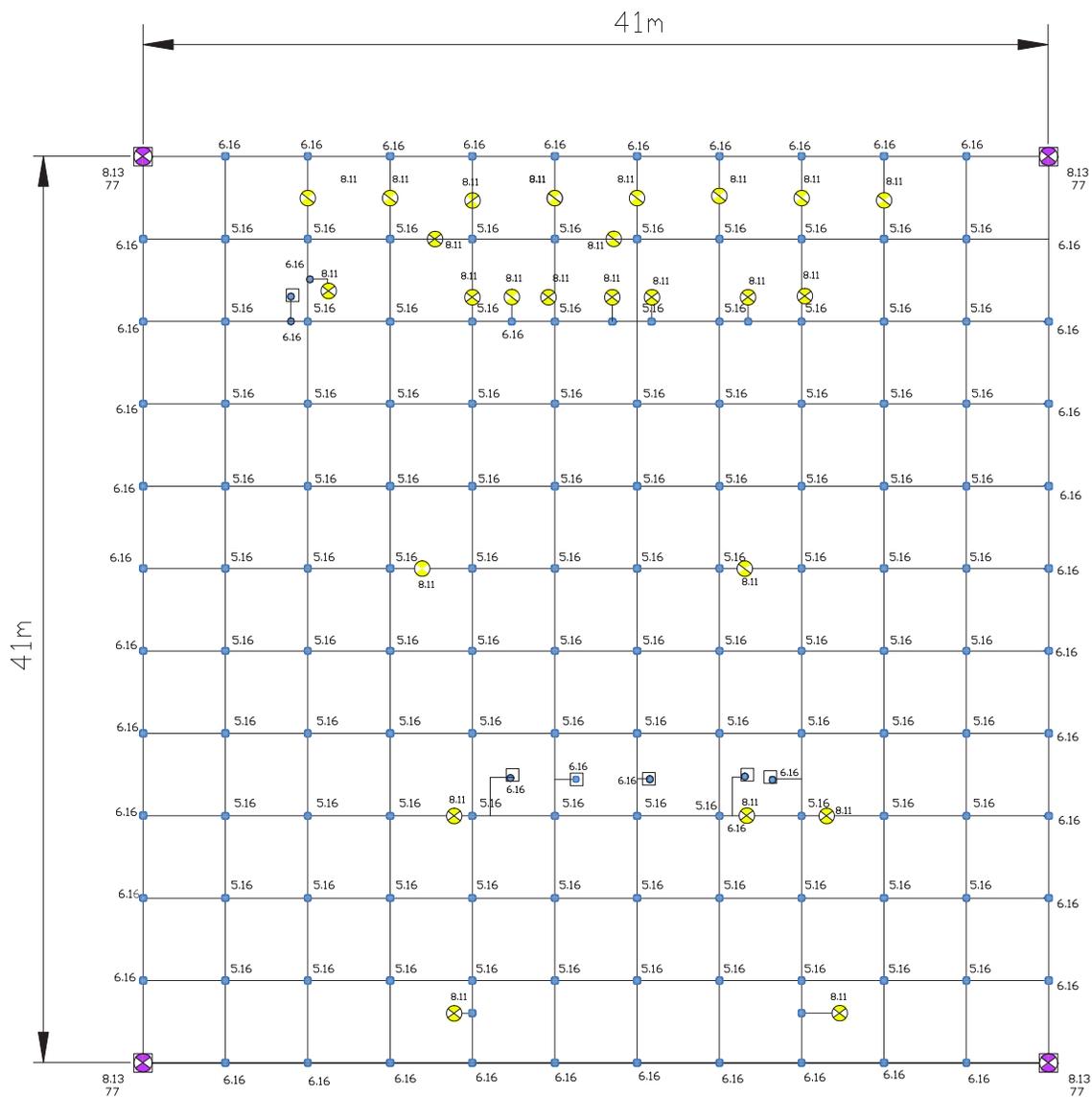


### DETALLE DE DUCTOS PARA ALIMENTADORES

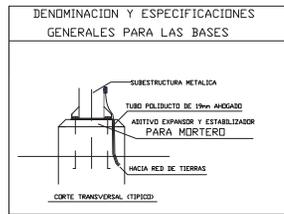


DOCUMENTOS DE REFERENCIA		UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA	
P08-16: META GENERAL EN PLANTA SUBESTACIÓN		PLANO DE DETALLES SUBESTACIÓN	
DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW		MIB: EN ACOT: METROS	
		P08-17	

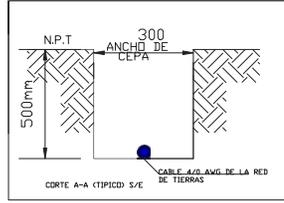




SIMBOLOGÍA	
	CABLE CU. DESNUDO CAL. 4/0 AWG TEMPLE SEMIDURO TRENZADO TIPO B. 19 HILOS A INSTALAR.
	ELECTRODO DE TIERRAS CON REGISTRO
	ELECTRODO DE TIERRAS ENTERRADO, SIN REGISTRO.
	PLANTAS PARARRAYOS DE 5m DE LONGITUD
	CONEXION SOLDABLE A ESTRUCTURAS O EQUIPOS.



- 5.16 CONEXION SOLDABLE EN X DE 4/0 A 4/0 AWG
- 6.16 CONEXION SOLDABLE EN T DE 4/0 A 4/0 AWG
- 8.11 CONEXION SOLDABLE TIPO GY A VARILLA 5/8" (15.9mm)
- 8.13 CONECTOR MECANICO 'GAR' DE PASO A VARILLA 5/8" (15.9mm)
- 12 VARILLA A TIERRA 5/8"
- 20.4 ZAPATA SOLDABLE PARA CABLE 4/0 AWG TIPO 'DL'
- 77 REGISTRO PARA TOMA DE TIERRAS
- 113 CONEXION DE PUNTA PARA PARARRAYOS DE 5m DE LONG. E HILLO DE GUARDA.



- NOTAS GENERALES:
1. EL CONDUCTOR GENERAL SERA CABLE Cu. DESNUDO 4/0 AWG TEMPLE SEMIDURO, TRENZADO TIPO B.
  2. LA CONEXION DE EQUIPOS SE HARA CON CABLE DE Cu. DESNUDO CAL. 4/0 AWG TEMPLE SEMIDURO, TRENZADO TIPO B, 19 HILOS.
  3. LA PROFUNDIDAD DE ELECTRODO SERA 500mm ABAJO DEL NIVEL DEL PISO TERMINADO Y ESTARA ALZADO EN EL TERRENO NATURAL, COMO SE MUESTRA EN EL DETALLE TIPICO.
  4. LAS CONEXIONES ENTRE CONDUCTORES DE MALLA SERAN SOLDADAS CON MOLDES CADWELD.
  5. EN LOS REGISTROS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE RED DE TIERRAS LAS CONEXIONES DE CABLE DESNUDO A ELECTRODOS SE HARA CON CONECTORES MECANICOS.

DOCUMENTOS DE REFERENCIA
PGB-18: VISTA GENERAL EN PLANTA SUBSTACION

DISEÑO DE UNA PLANTA GENERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW
--

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO FACULTAD DE INGENIERIA RED DE TIERRAS SUBSTACION
ESC. DE INGENIERIA EN ENERGIA ANTONIO MARRASCAN PGB-18