

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE 70 MVA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Casneiro G, Ismael J.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE 70 MVA**

Tutor Académico: Ing. Nerio Ojeda

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Casneiro G, Ismael J.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2017

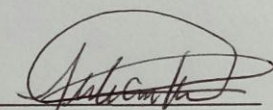
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 20 de noviembre de 2017

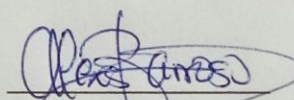
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller **Ismael J. Casneiro G.**, titulado:

"ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE 70MVA"

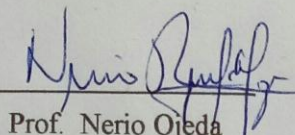
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de **Ingeniero Electricista** en la **mencción Potencia**, sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor y lo declaran **APROBADO**.



Prof. Julian Pérez
Jurado



Prof. Alexis Barroso
Jurado



Prof. Nerio Ojeda
Tutor Académico

DEDICATORIA

Con todo el amor más grande del mundo, por haber hecho
de mí el hombre que soy, y porque aún guían mis pasos...

A mis padres: Israel Casneiro y María Gutiérrez

A una persona muy especial, que donde quiera
que estés, estarías feliz de verme culminar este proyecto.

Gracias Abuelo... Te Amo

AGRADECIMIENTOS

Decir gracias implica un proceso reflexivo de reconocimiento a nuestras propias necesidades desde la mirada que hacemos de los aportes de otros seres con quienes tenemos la oportunidad de vivir, convivir y construir una mirada de conciencia hacia el fortalecimiento de nuestro Ser que se concretiza en nuestras acciones es así como el relacionamiento humano y cercano me lleva a reconocer a:

A mi madre, María Gutiérrez por toda esa enseñanza de vida que me has dado y esa fuerza de voluntad inquebrantable por ayudar a las personas y en especial a mí. Te amo Vieja.

Dicen que una acción vale más que mil palabras, por eso debo agradecerle todo lo que soy a mi padre Israel Casneiro, a pesar de no hablar mucho, es un gran ejemplo a seguir, por su educación y admiración a su familia.

A mi abuela Rosa, por tener ese amor hacia sus nietos, por querer que sean felices y personas de bien. Te amo abuela.

A mi novia, Ana Landaeta, eres la persona que más amo en este mundo. Sólo me toca decir gracias por toda esa paciencia que has mostrado todos estos años y muchísimas gracias más, porque en momentos difíciles de mí vida estuviste como una ayuda para superar los obstáculos que tuvimos que pasar juntos.

A mi Tutor, Prof. Nerio Ojeda, por dedicarme tiempo para poder alcanzar esta meta.

Profa. Mercedes Arocha, quien para mí fue ejemplo de templanza, humanidad, humildad, grandeza de espíritu y fortaleza, ante retos con los que el destino nos sorprende, pero que no la hace desfallecer, sino que por el contrario, nos mostraste una manera diferente de afrontar las adversidades de la vida.

Casneiro G., Ismael J.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE 70MVA.

Tutor Académico: Prof. Ing. Nerio Ojeda. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: U.C.V. 2017. 100h.+anexos.

Palabras claves: Sistemas fotovoltaicos; paneles solares; inversores; transformadores; puesta a tierra.

Resumen. El estudio de factibilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos, surge como necesidad de incorporar al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) nuevos bloques de energía, con el fin de satisfacer la demanda eléctrica nacional, además de impulsar el desarrollo y aprovechamiento del potencial natural de Venezuela, generando energía eléctrica a partir de los recursos renovables disponibles. En este estudio se describe el funcionamiento de un sistema orientado a 70MVA, partiendo del componente primordial de estos sistemas, que son los paneles solares, los cuales generan corriente continua al ser expuestos a la radiación solar. Esta corriente es transformada en alterna, mediante el uso de inversores centralizados, que además son los encargados de sincronizar la secuencia y la frecuencia con la de la red eléctrica, para realizar un acople efectivo del bloque de energía generado. En este trabajo se exponen tres propuestas de diseño de la planta fotovoltaica de 70MVA, con el fin de escoger la óptima, tomando en cuenta la geometría de la planta, la distancia de los conductores, ubicación de la subestación eléctrica y el tamaño de la planta, además de establecer el sistema puesta tierra y sistema contra descargas atmosféricas.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
LISTA DE TABLAS.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE ANEXOS.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
CAPÍTULO II	
2. Metodología.....	5
2.1 Búsqueda de información relacionada con los sistemas fotovoltaicos y elementos principales que lo conforman.....	5
2.2 Establecer criterios para la selección de los distintos elementos del sistema fotovoltaico, que se ajusten a la instalación.....	6
2.3 Recopilación de información sobre las estructuras que sostendrán los paneles seleccionados, según las recomendaciones de los fabricantes...	7
2.4 Determinar criterios y premisas para realizar la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica.....	7
2.5 Realizar la memoria descriptiva que contempla los cálculos,	8

especificaciones y cálculos métricos.....	
2.6 Evaluar los requerimientos del sistema puesta a tierra y del sistema de protección contra descargas atmosféricas del sistema obtenido.....	8
2.7 Estudio de Factibilidad del sistema fotovoltaico propuesto.....	9
CAPÍTULO III	
3. Marco Teórico.....	10
3.1 Radiación solar.....	10
3.1.1 Constante Solar.....	10
3.1.2 Radiación solar.....	11
3.1.3 Irradiancia.....	12
3.1.4 Irradiación.....	12
3.1.5 Datos de radiación solar.....	12
3.2 Masa de aire (AM- del inglés Air Mass).....	13
3.3 Horas solares pico.....	14
3.4 Radiación solar considerando una superficie inclinada.....	15
3.4.1 Coordenadas solares.....	15
3.4.2 Ángulo de incidencia.....	16
3.5 Energía solar fotovoltaica.....	17
3.6 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.....	17
3.6.1 Panel Solar.....	18
3.6.1.1 Estructura del panel solar.....	18
3.6.1.2 Características eléctricas de los paneles solares.....	20
3.6.1.3 Factores que influyen en la curva característica del panel fotovoltaico.....	21
3.6.1.3.1 Efecto de la intensidad de iluminación.....	22
3.6.1.3.2 Efecto de la temperatura.....	23
3.6.1.4 Condiciones de operación del panel solar.....	23
3.6.1.5 Módulos fotovoltaicos de silicio policristalino.....	24
3.6.1.5.1 Características de los módulos fotovoltaicos de silicio policristalino.....	24

3.6.1.6 Arreglo fotovoltaico.....	26
3.6.2 Caja combinadora.....	27
3.6.3 Estructura de soporte.....	30
3.6.4 Canalización DC.....	30
3.6.5 Módulo centralizado en media tensión.....	31
3.6.5.1 Inversor.....	31
3.6.5.2 Transformador.....	34
3.6.6 Protecciones contra descargas atmosféricas.....	36
3.6.7 Protecciones eléctricas para la planta fotovoltaica.....	37
3.6.7.1 Protecciones de equipos del lado DC.....	37
3.6.7.2 Protecciones del equipo del lado AC.....	38
3.6.8 Subestación eléctrica.....	39
3.6.8.1 Tipos de subestación eléctrica.....	39
3.6.8.2 Componentes de subestación eléctrica.....	39
3.6.8.3 Tipos de configuración de barras en la subestación eléctrica.....	41
3.6.8.3.1 Barra Simple.....	41
3.6.8.3.2 Diagrama de doble juego de barra con interruptor de acople.....	42
3.6.9 Sistema de puesta a tierra del sistema fotovoltaico.....	43
3.6.9.1 Propuesta del sistema puesta a tierra del sistema fotovoltaico.....	43
3.6.10 Localización.....	44
CAPÍTULO IV	
4. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	45
4.1 Módulos fotovoltaicos.....	45
4.1.1 Criterio de selección de los paneles solares.....	46
4.2 Caja combinadora.....	47
4.3 Inversor.....	47
4.3.1 Criterios de selección de los inversores.....	47
4.4 Transformador.....	48
4.5 Dimensionamiento del campo fotovoltaico.....	49

4.5.1 Dimensionamiento de los paneles solares.....	48
4.5.2 Dimensionamiento del inversor.....	54
4.6 Cálculo del calibre de los conductores.....	55
4.6.1 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de capacidad de cortocircuito.....	55
4.6.2 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de máxima tensión permitida.....	56
4.7 Protecciones Eléctricas.....	58
4.7.1 Cálculo de fusible e interruptor termomagnético.....	58
4.7.2 Protecciones eléctricas por sobrecorriente.....	60
4.8 Obra civil.....	61
4.8.1 Sistema de puesta tierra.....	61
4.8.2 Estructura de soporte.....	61
4.8.3 Módulos fotovoltaicos.....	62
4.8.4 Inversores.....	62
4.8.5 Cableado.....	62
4.9 Cálculo de la distancia entre paneles para evitar las sombras.....	63
CAPÍTULO V	
5. Memoria de cálculo.....	65
5.1 Criterio de selección del panel solar.....	65
5.2 Criterio de selección del inversor.....	67
5.3 Dimensionamiento de los paneles solares.....	68
5.4 Dimensionamiento del inversor de potencia.....	72
5.5 Especificaciones de los arreglos de los paneles solares por inversor.....	74
5.6 Estructura de soporte de los paneles solares.....	75
5.7 Dimensionamiento de los conductores y protecciones.....	76
5.7.1 Dimensionamiento del conductor eléctrico.....	77
5.7.2 Dimensionamiento de las protecciones del sistema fotovoltaico.....	92
5.8 Caja combinadora.....	98
5.9 Nivel de radiación solar.....	100

5.9.1 Distancia entre paneles para evitar sombras.....	103
5.10 Descripción de la Subestación Eléctrica.....	103
5.11 Requerimiento de la puesta tierra del sistema fotovoltaico.....	106
5.12Requerimiento del sistema contra descargas atmosféricas.....	109
5.13 Cómputos de equipos y materiales requeridos.....	111
5.14 Estudio de factibilidad.....	112
CONCLUSIONES.....	116
RECOMENDACIONES.....	119
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	120
BIBLIOGRAFÍA.....	124
ANEXOS.....	125

LISTA DE TABLAS

Tabla	pág
Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico.....	25
Tabla 2. Característica del transformador Pad Mounted.....	35
Tabla 3. Características eléctricas de los paneles solares	46
Tabla 4. Características eléctricas del Inversor.....	48
Tabla 5. Paneles solares.	65
Tabla 6. Cantidad de paneles solares y dimensiones.	66
Tabla 7. Características eléctricas del inversor de diferentes fabricantes.	67
Tabla 8 Variación de la caída de tensión y el área del sistema fotovoltaico.....	85
Tabla 9. Sección transversal de los conductores eléctricos a utilizar en el diseño del sistema fotovoltaico.	86
Tabla 10. Nivel de cortocircuito, sección transversal del conductor y caída de tensión para dos propuestas.	91
Tabla 11. Características eléctricas de los equipos del sistema fotovoltaico.....	96
Tabla 12. Promedio mensual de Irradiación con inclinación del panel de 0°.	101
Tabla 13. Radiación difusa y directa (kWhm ² * día) , ángulo de inclinación de los paneles.....	101
Tabla 14. Resistencia de puesta a tierra a diferente nivel de resistividad de resistividad del suelo.	108
Tabla 15. Listado de cálculos métricos y equipos eléctricos.....	111
Tabla 16. Comparación entre dos sistemas de generación de energía eléctrica.....	113

LISTA DE FIGURAS

Figura	pág
Figura 1. Masa de aire	14
Figura 2. Horas solares pico.....	15
Figura 3. Ángulos de inclinación y orientación del panel solar	16
Figura 4. Ángulo de incidencia solar	17
Figura 5. Esquema del panel solar	19
Figura 6. Curva corriente vs tensión bajo condiciones estándar	21
Figura 7. Corriente vs Tensión con diferentes niveles de irradiancia	22
Figura 8. Corriente vs tensión a diferentes niveles de temperatura	23
Figura 9. Caja combinadora.	27
Figura 10. Diagrama Barra simple.	41
Figura 11. Diagrama doble barra con interruptor de acople	42
Figura 12. Distancia mínima entre los paneles solares para evitar sombra.	64
Figura 13. Estructura biposte de 8 paneles orientados en forma horizontal [32].....	76
Figura 14. Diagrama unifilar de las protecciones en el sistema fotovoltaico.	97
Figura 15. Estructura que sostiene los paneles solares y la inclinación respectiva...	102

LISTA DE ANEXOS

Anexo n°1	Propuesta de diseño 1
Anexo n°2	Propuesta de diseño 2
Anexo n°3	Propuesta de diseño 3
Anexo n°4	Hoja técnica panel solar
Anexo n°5	Hoja Técnica del Inversor
Anexo n°6	Hoja Técnica Del fusible
Anexo n°7	Hoja Técnica del conductor zz-F
Anexo n°8	Hoja Técnica del conductor XZ1FA3Z-K
Anexo n°9	Hoja técnica del conductor HERSATENE CLASS RH5Z1 AL

INTRODUCCIÓN

Desde tiempos remotos, el hombre ha aprovechado de los recursos naturales de su entorno para impulsar y mejorar la calidad de vida de la sociedad. La disponibilidad de energía eléctrica es uno de los factores fundamentales en el desarrollo de un país, por tanto, es de gran relevancia garantizarla continuidad y calidad de éste servicio. En los últimos tiempos, los avances tecnológicos a nivel mundial han apuntado a la protección del medioambiente y al avance en el desarrollo de la generación alternativa de energía eléctrica, a partir de fuentes renovables, tales como la energía eólica, mareomotriz y solar, ya que este tipo de energías se caracterizan por ser no contaminantes e inagotables.

La energía solar, es una de las más implementadas a nivel mundial, ya se aprovecha de la radiación solar disponible en la zona, la cual es captada por paneles solares y transformada en corriente continua.

Un ejemplo del uso de esta tecnología, se observa en Chile, donde se logró incorporar 196 MW de energía en su sistema de distribución eléctrica, siendo así la instalación fotovoltaica más grande de América Latina, esto debido al nivel de radiación solar que existe en el continente. [1]

Venezuela es un país que cuenta con un gran potencial para el desarrollo de la energía solar, donde se promedia una insolación de cinco horas diaria, pudiendo así incrementar hasta en un 10% la adecuación de nuevas plantas ubicadas a la posiciones del sol con esta novedosa tecnología. En el año 2001, se iniciaron experiencias de aprovechamiento de la energía solar; la empresa China, Yingli, se dedica a la fabricación de paneles solares y anunció su participación en el proyecto

solar más grande de Venezuela, una planta híbrida de energía solar - diesel situada en el archipiélago de Los Roques, aportando al sistema eléctrico nacional 1,1 MW de energía.

El presente Trabajo Especial de Grado ha sido orientado al estudio de la factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos de 70 MVA, ubicado en La Guajira, en el Estado Zulia. Para ello se evaluarán las diversas tecnologías existentes para cada uno de los componentes que conforman un sistema fotovoltaico con conexión a la red, es decir, al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); así como también, se estudiarán los requerimientos del sistema de puesta a tierra y sistemas de protección contra descargas atmosféricas, presentando diversas propuestas de diseño para la planta fotovoltaica.

CAPÍTULO I

1.1 Planteamiento del problema

Durante los últimos años, en el campo de la actividad fotovoltaica, los sistemas de conexión a red eléctrica constituyen la aplicación que mayor expansión ha experimentado.

En Venezuela se han realizado estudios de estimación de demanda de grandes bloques de energía, pero no se han desarrollado proyectos que evalúen los diversos componentes requeridos para incorporar 70 MVA al sistema eléctrico nacional. Las investigaciones en el campo de sistemas fotovoltaicos se deben a la necesidad de buscar nuevas fuentes de generación de energía eléctrica, que puedan ser incorporadas al red eléctrica nacional, para contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica de Venezuela, aprovechando los recursos naturales disponibles en el país y a su vez, se busca reducir el impacto negativo al ambiente, ocasionado por las formas tradicionales de generación de energía, tal como la termoeléctrica.

1.2 Objetivo General

Estudiar la factibilidad para la implementación de sistemas fotovoltaicos de 70 MVA.

1.3 Objetivos Específicos

- a. Determinar los elementos del sistema fotovoltaico acorde a la instalación.
- b. Seleccionar los paneles fotovoltaicos requeridos tomando en cuenta las instalaciones.
- c. Especificar las estructuras que sostendrán los paneles seleccionados según las recomendaciones de los fabricantes.
- d. Especificar las canalizaciones entre paneles y entre paneles y los inversores.
- e. Determinar los inversores requeridos en el sistema fotovoltaico.
- f. Establecer los criterios y premisas para la incorporación de la energía al sistema eléctrico.
- g. Analizar los equipos mínimos requeridos para incorporar la energía fotovoltaica al sistema eléctrico.
- h. Establecer los requerimientos del sistema de puesta a tierra y sistema de protección contra descargas atmosféricas del sistema obtenido.
- i. Elaborar los cálculos métricos para la realización de la obra.
- j. Realizar los planos respectivos.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

La realización de este proyecto comprende las siguientes etapas:

2.1 Búsqueda de información relacionada con los sistemas fotovoltaicos y elementos principales que lo conforman.

En esta sección se recopiló la información necesaria para la realización de este estudio, tal como trabajos especiales de grado sobre sistemas fotovoltaicos, realizados en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, así como, proyectos fotovoltaicos propuestos e implementados en otros países, literatura sobre sistemas fotovoltaicos y manuales técnicos, los constructos teóricos derivados de los estudios y teóricos consultados permiten abordar el tema objeto de este estudio desde su amplia dimensión, definiendo los sistemas fotovoltaicos como dispositivos capaces de convertir la energía que proviene del sol en energía eléctrica; para llegar a comprender los procedimientos y los componentes de este complejo proceso, es necesaria la definición, conceptualización y análisis de los componentes del mismo, que permitirá al autor de este estudio determinar tales componentes dimensionados a las características de la intencionalidad del estudio, incorporar 70MVA al sistema eléctrico nacional. En base a esto, el análisis comparativo de los preceptos teóricos derivados de estas investigaciones y teorías previas derivo en la determinación de los

elementos principales necesarios para el diseño de un sistema fotovoltaico adaptado a los requerimientos de la localización en estudio; paneles solares, cajas combinadoras, inversores, transformador, subestación eléctrica son los elementos que conforman un sistema fotovoltaico con conexión a la red, la descripción y conocimiento de las características de estos componentes permitirá establecer los requerimientos específicos del sistema propuesto en este proyecto.

La bibliografía consultada aportó la información necesaria que se tomó como referencia para la determinación de los criterios necesarios para realizar el correcto dimensionamiento de cada uno de los elementos de interés del sistema fotovoltaico en estudio. Estos criterios se detallarán en el marco teórico.

2.2 Establecer criterios para la selección de los distintos elementos del sistema fotovoltaico, que se ajusten a la instalación.

Una vez conocidos los elementos principales que conforman un sistema fotovoltaico con conexión a la red, fue necesario establecer parámetros o criterios para realizar la selección de los mismos, ajustándose a los requerimientos de la instalación en estudio.

Para esto, se tomaron en cuenta las características más relevantes para cada dispositivo, comparando distintas marcas y tecnologías existentes. Por otra parte, se contempló la consulta de las diversas normas internacionales, tales como IEEE e IEC, para realizar el correcto establecimiento de los criterios de selección.

A su vez, también se consideró el uso de las normativas nacionales para el dimensionamiento de los conductores y protecciones para el sistema fotovoltaico, según el Código Eléctrico Nacional (CEN).

2.3 Recopilación de información sobre las estructuras que sostendrán los paneles seleccionados, según las recomendaciones de los fabricantes.

Un aspecto relevante a considerar en ese estudio, son las estructuras que servirán de soporte para los paneles solares requeridos específicamente en esta propuesta.

Se recopiló información de estas estructuras, dadas por distintos fabricantes para luego, de acuerdo al arreglo de paneles solares seleccionado, realizar la elección de la estructura de soporte más adecuada. Para esto, se consultó la norma

2.4 Determinar los criterios y premisas para realizar la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica.

El bloque de energía proveniente del sistema fotovoltaico debe incorporarse a la red eléctrica y eso se logra mediante el uso de una subestación eléctrica. Para ello, deben considerarse las diferentes normas nacionales; se tomó como referencia para este estudio, las normas establecidas por CADAFE, donde se especifican las características de la subestación eléctrica requerida para este proyecto.

Por otra parte, también es necesario conocer los criterios para realizar la conexión de la energía generada por el sistema fotovoltaico a la red eléctrica nacional, observándose que en la bibliografía específica del funcionamiento de una red eléctrica se definen la secuencia, nivel de tensión y frecuencia como los criterios a considerar para realizar dicha conexión, es así como se logró dimensionar dichos requerimientos a la propuesta de este proyecto.

2.5 Realizar la memoria descriptiva que contempla los cálculos, especificaciones y cómputos métricos para la instalación del sistema.

En esta etapa se contemplan los cálculos necesarios para dimensionar el campo fotovoltaico, el cual debe cumplir con las especificaciones del inversor escogido; también, comprende los cálculos asociados a los criterios para la selección de los conductores y protecciones eléctricas.

Los cómputos métricos se refieren a un resumen de los materiales, equipos e instrumentos requeridos para llevar a cabo este proyecto.

Así mismo, se generaron tres diferentes propuestas en el diseño del estudio, esto con el fin de evaluar la mejor alternativa, en base a los parámetros elegidos, que se adapten a los requerimientos de la planta fotovoltaica.

2.6 Evaluar los requerimientos del sistema puesta a tierra y del sistema de protección contra descargas atmosféricas del sistema obtenido.

Los sistemas de puesta a tierra son importantes en cualquier instalación eléctrica, ya que a través de ellos drena la energía proveniente de una falla eléctrica o de una descarga atmosférica. En este aspecto se consideran las especificaciones de cada fabricante de los elementos de la planta fotovoltaica, que establecen como se debe fijar el sistema de puesta a tierra para poder proteger cada componente.

También, se siguen las especificaciones establecidas en la bibliografía consultada que plantean la necesidad de tomar en consideración los sistemas de protección contra descargas atmosféricas, debido a la posibilidad existente de que esta perturbación pueda ocasionar daños graves a la planta fotovoltaica o la subestación eléctrica.

2.7 Estudio de factibilidad del sistema fotovoltaico propuesto.

Un estudio de factibilidad sirve para recopilar datos relevantes sobre el desarrollo de un proyecto y en base a ello tomar la mejor decisión, si se procede el estudio, desarrollo o implementación del objetivo estudiado, en este caso al diseño de la planta solar fotovoltaica de 70 MVA.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

El correcto funcionamiento de un sistema de generación de 70MVA está estrechamente relacionado con la incidencia solar presente en el emplazamiento seleccionado para la implementación del proyecto, por ello, es relevante comprender los conceptos relacionados con la radiación solar y cómo influye ésta en la generación de energía eléctrica de la planta fotovoltaica.

3.1 Radiación solar.

La energía transferida por el sol a la tierra es lo que se conoce como energía radiante o radiación solar. La radiación va viajando a través del espacio en forma de ondas que van transportando energía. Como paso importante se deben conocer los aspectos importantes de la radiación que se presentan a continuación.

3.1.1 Constante Solar.

La irradiancia proveniente del sol que se recibe sobre una superficie perpendicular puede considerarse como constante e igual a 1353 W/m^2 (dato aceptado por la NASA en 1971). Este es el valor de la constante solar. [2]

La constante solar es una magnitud definida para determinar el flujo de energía recibido por unidad de superficie perpendicular a la radiación solar, a una

distancia media de la tierra al sol, y situado fuera de cualquier atmósfera. La distancia tierra-sol es variable, debido a la órbita elíptica que realiza la tierra, por lo que para el cálculo de la constante solar ha de considerarse una distancia promedio.

Se puede considerar que el sol es una fuente de energía constante, ya que diversos estudios han demostrado que la variación de la energía procedente del sol a lo largo de un ciclo solar (aproximadamente 22 años) es menor al 1%. Estas variaciones, en tanto en cuanto afectan al diseño de una instalación fotovoltaica, puede decirse que se ven afectadas en mayor parte por el efecto de las variaciones meteorológicas en vez de por los ciclos solares.

3.1.2 Radiación solar.

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar emitida debe atravesar la atmosfera, donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la energía final recibida. La radiación global incidente sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes: la componente directa, la componente difusa y la componente de albedo (o reflejada). [2]

- **Radiación solar directa.**

“Radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar” [2]. También se puede definir como la radiación que llega directamente del sol.

- **Radiación solar difusa.**

“Radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa” [2]. O la radiación que previamente a alcanzar la superficie es absorbida y difundida por la atmósfera.

- **Radiación solar hemisférica.**

“Radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo sólido de 2π (del hemisferio situado por encima de la superficie). Hay que especificar la inclinación y azimut de la superficie receptora” [2].

- **Radiación reflejada.**

Radiación que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie [2]. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora (albedo).

- **Radiación solar global.**

“Radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal” [2]

3.1.3 Irradiancia.

La irradiancia se refiere a la densidad de potencia de la radiación incidente sobre una superficie, es decir, el cociente entre el flujo radiante incidente sobre la superficie y el área de esa superficie, o la velocidad a la que la energía radiante incide sobre una superficie por unidad de área de esa superficie, se mide en kW/m^2 . [2]

3.1.4 Irradiación.

La irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado y está dada en kWh/m^2 . [2]

3.1.5 Datos de radiación solar.

Los datos de la radiación solar dependen del lugar donde se realice el emplazamiento de la planta solar. La obtención de dichos datos deben obtener el promedio anual, mensual y diarios de la irradiación solar, debido a que este parámetro es directamente proporcional a la hora solar pico, ya que esa medida se registra con una inclinación de 0° , por otra parte se requieren los valores de radiación solar directa, radiación difusa con diferentes ángulos de inclinación. [2]

Existen diferentes bases de datos donde se pueden consultar estos valores:

- Datos solares Heliogis. [3]
- Portal web ADRASE. [4]
- Portal web INAMEH. [5]
- Portal sobre energía de la Nasa. [6]

3.2 Masa de aire (AM – del inglés Air Mass)

Es la longitud del camino tomado por la luz cuando pasa a través de la atmosfera normalizado a la ruta más corta posible, es decir, cuando el sol está directamente vertical. La masa de aire cuantifica la reducción en la potencia de la luz a medida que pasa a través de la atmosfera y es absorbido por el aire y el polvo. [2]

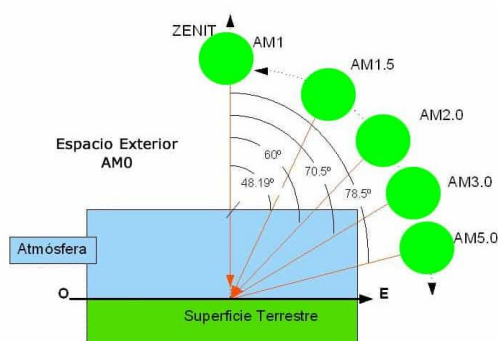


Figura 1. Masa de aire

La eficiencia de una celda solar es sensible a las variaciones en la potencia y el espectro de la luz incidente. Para facilitar una comparación exacta entre las células solares medidas en diferentes momentos y lugares, se ha definido una densidad del espectro y la potencia estándar tanto para la radiación fuera de la atmósfera de la tierra como para la superficie de la tierra.

El espectro estándar en la superficie de la tierra se llama AM 1,5G (G significa mundial e incluye la radiación directa y difusa) como se puede apreciar en la figura 1. Por otro lado el espectro AM 1,5 estándar ha sido normalizado para que se obtenga 1000 w/m^2 , para lograr así comparar las celdas solares. [2]

3.3 Horas solares pico.

La irradiancia solar sobre la superficie terrestre en un día cualquiera tiene un comportamiento similar a la curva roja mostrada en la figura 2. El cálculo de la energía total recibida en un metro cuadrado de superficie terrestre horizontal, es representado matemáticamente por la integral de la curva y gráficamente por el área bajo la curva, al realizar esta integración para cada hora del día se obtendrá la irradiación para ese día y lugar específico. En otras palabras la hora solar pico se

define como en número de hora diarias que con una irradiancia solar ideal de 1000 W/m^2 proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día. [2]

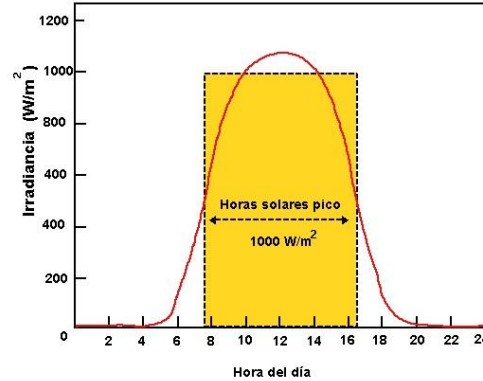


Figura 2. Horas solares pico

3.4 Radiación solar considerando una superficie inclinada.

La radiación solar es máxima cuando los rayos del sol inciden verticalmente. Cuando los rayos llegan inclinados, la misma cantidad de energía solar se extiende sobre una superficie mayor, por lo tanto, se recibe menos radiación solar para el mismo punto. Por eso los rayos solares calientan más al mediodía que por las mañanas o por la tarde, ya que el movimiento de la tierra hace que los rayos lleguen perpendiculares al mediodía.

3.4.1 Coordenadas solares.

En la figura 3 se observa el panel con una inclinación donde está determinada la posición conociendo solo dos ángulos [7]:

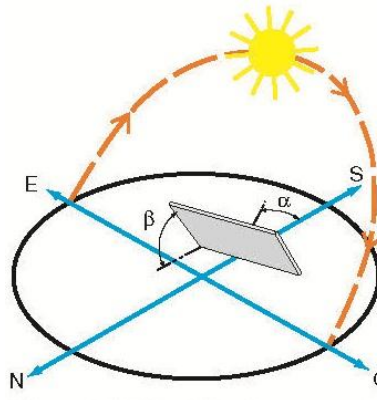


Figura 3. Ángulos de inclinación y orientación del panel solar

- El azimut (α) es el ángulo o longitud de arco medido sobre el horizonte que forman el punto cardinal Norte (Sur) y la proyección vertical del sol sobre el horizonte del observador situado en alguna latitud norte (Sur). Se mide en grados desde el punto cardinal en sentido de las agujas del reloj. [8]
- La inclinación (β) es el ángulo o longitud de arco medido sobre el horizonte que forman el punto cardinal Norte (Sur) y la proyección vertical del sol sobre el horizonte del observador situado en alguna latitud norte (Sur). Se mide en grados desde el punto cardinal en sentido de las agujas del reloj. [7]

3.4.2 Ángulo de incidencia.

El ángulo de incidencia solar depende de la posición del sol en relación con una determinada posición de la superficie terrestre en un determinado momento del año, el ángulo de incidencia se puede observar en la figura 4 [8]



Figura 4. Ángulo de incidencia solar

3.5 Energía solar fotovoltaica

Se entiende por energía solar fotovoltaica la transformación de los rayos del sol en energía eléctrica, a partir de la utilización de las propiedades eléctricas de los materiales contenidos en las células solares. [9]

La energía solar puede ser aprovechada de modos diversos, podemos utilizar la energía del sol para producir electricidad destinada a hogares u oficinas, pero esto no es todo, a estas formas directas de energía solar se suman la energía hidráulica, energía eólica y la energía mareomotriz, también derivadas de la energía del sol y que son, en efecto, formas indirectas de energía solar. [9]

3.6 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

En el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico conectado a red se pueden distinguir tres etapas:

- Dimensionamiento del campo fotovoltaico: Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico se debe conocer la potencia a ser instalada, considerando los datos técnicos del inversor. Es un parámetro de diseño que

habrá determinar en base a un criterio, unos condicionantes y unos objetivos específicos.

- Dimensionamiento del inversor: la potencia del campo fotovoltaico y la potencia del inversor o inversores a utilizar, son características que afectan directamente el rendimiento global de la instalación.
- Dimensionamiento del sistema eléctrico de conexión a red: Una vez dimensionado el inversor, se deben determinar los equipos necesarios para realizar la conexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica.

3.6.1 Panel solar

Los paneles solares son un conjunto de celdas o células unidas entre sí. Las células o celdas solares son dispositivos que convierten energía solar en electricidad, ya sea directamente vía el efecto fotovoltaico, o indirectamente mediante la previa conversión de energía solar a calor o a energía química.

La forma más común de las celdas solares se basa en el efecto fotovoltaico, en el cual, la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas produce una diferencia del fotovoltaje o del potencial entre las capas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo de producir trabajo útil. [10]

3.6.1.1 Estructura del panel solar.

La estructura más convencional de un panel solar o módulo fotovoltaico está compuesta por diversos elementos con características especiales (figura 5) 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 o Bypass: Sirve para evitar posibles corrientes entrantes que dañarían al módulo.

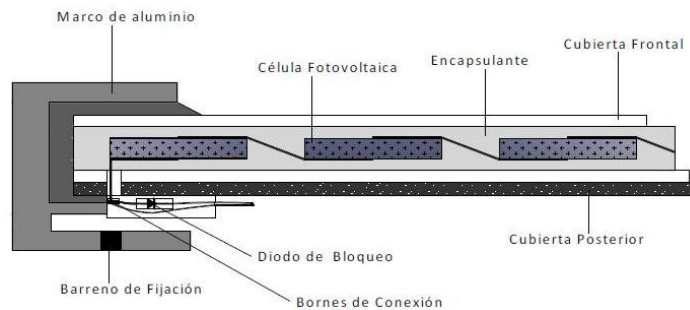


Figura 5. Esquema del panel solar

3.6.1.2 Características eléctricas de los paneles solares.

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. [11]

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la intensidad máxima de la corriente que se puede obtener de un panel bajo condición de falla. Al no existir resistencia alguna al paso de la corriente, la caída de potencial es cero.
- Voltaje a circuito abierto (V_{oc}): Es el voltaje máximo que se podría medir con un voltímetro sin permitir que circule corriente alguna entre los bornes de un panel, es decir, en condiciones de circuito abierto (resistencia entre bornes infinita).
- Voltaje de máxima potencia ($V_{pm\acute{a}x}$): Es la tensión del módulo cuando se está entregando la máxima potencia.
- Corriente de máxima potencia ($I_{pm\acute{a}x}$): Es la corriente que suministra el módulo cuando la potencia que entrega es máxima.
- Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$): Es el punto de trabajo en el que la potencia entregada por el panel solar a la carga es máxima.
- Factor de forma o de llenado: Es la relación entre la potencia máxima y el producto de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto.
- Coeficiente de temperatura (α_{isc} ; α_{voc}): Es la relación que existe en el cambio de la tensión según el cambio de temperatura en la célula del panel. En el panel se especifican coeficiente de tensión en circuito abierto y coeficiente de la corriente de cortocircuito.

- La eficiencia: Es la relación entre la potencia eléctrica entregada por el panel y la potencia de la radiación que incide sobre él. Se expresa habitualmente como un porcentaje.

En la figura 6 se muestra la curva que representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo condiciones ambientales determinadas.

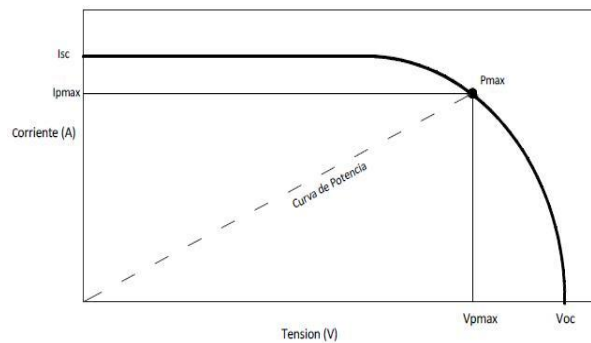


Figura 6. Curva corriente vs tensión bajo condiciones estándar

Puede observarse que la corriente de cortocircuito es ligeramente mayor a la corriente en el punto de máxima potencia, por eso se debe contar con protecciones adecuadas para evitar que en el módulo circule la corriente de cortocircuito que podría dañar las celdas. [11]

3.6.1.3 Factores que influyen en la curva característica del panel fotovoltaico.

La curva característica corriente vs 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. [11]

3.6.1.3.1 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 (Figura 7). [11]

Como se describió anteriormente, los materiales semiconductores generan una diferencia de potencial, sin embargo, para que circule una corriente se requiere que la luz solar incida sobre la superficie del semiconductor, por lo cual, el efecto de la intensidad de iluminación no afecta a la tensión generada, sólo a la corriente. [11]

Para la instalación de paneles, es recomendable no conectar en serie módulos con diferentes ángulos y orientación, puesto que módulos con distintas orientaciones y ángulos generan corrientes de distintas magnitudes que circularán por todos los módulos conectados al panel. De ser necesario, es preferible conectar los módulos en paralelo. [11]

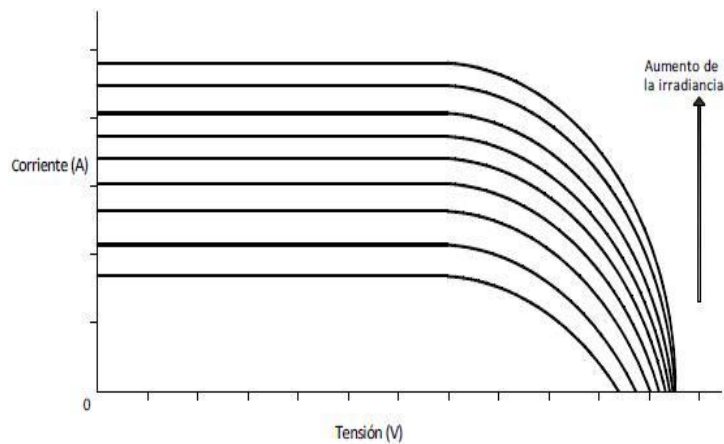


Figura 7. Corriente vs Tensión con diferentes niveles de irradiancia

3.6.1.3.2 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 (figura 8), 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, para lograr que su temperatura no se eleve, con el fin de obtener una temperatura constante, lo más cercana a la temperatura ambiente del sitio donde serán instalados los paneles. Cuando se instala un sistema solar fotovoltaico, también se debe considerarse la temperatura mínima a la que estarán sometidos los módulos, teniendo entonces que aplicar un factor de corrección por baja temperatura, dado por cada fabricante en la hoja de especificación del panel solar. [11]

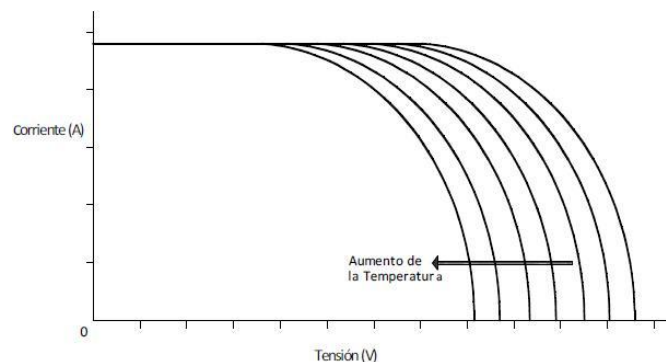


Figura 8. Corriente vs tensión a diferentes niveles de temperatura

3.6.1.4 Condiciones de operación del panel solar.

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, establecidas en la norma IEC 60904 [12]:

- 1000 W/m² de radiación solar.
- Temperatura de las celdas fotovoltaicas de 25°C.
- AM: 1,5

3.6.1.5 Módulos fotovoltaicos de silicio policristalino.

Para bloques importantes de energía, tiende a considerarse el uso de paneles policristalinos, debido a que este tipo de paneles presentan poca pérdida de eficiencia en condiciones de temperaturas elevadas, además, por las características de la formación de los cristales de silicio, estos paneles tienen la capacidad de captar la radiación difusa, esto significa que mantienen un rendimiento constante durante el día. [13]

3.6.1.5.1 Características de los módulos fotovoltaicos de silicio policristalino.

Estos tipos de paneles utilizan células de silicio policristalino, que garantizan máximo rendimiento en la generación de energía eléctrica, mientras exista radiación solar, las características de este tipo de paneles son especificaciones en condición estándar según lo explicado en la sección 3.6.1.4, en la siguiente tabla se registran las características del módulo fotovoltaico tales como las características eléctricas (potencia, tensión, corriente, eficiencia), constructivas y de dimensiones (ancho, largo, espesor, peso, marco y células) y lo propio de la conexión eléctrica.

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico.

Características Eléctricas	
Potencia máxima ($\pm 8\%$)	Pmax
Tensión punto de máxima potencia	Vpm
Corriente punto de máxima potencia	Ipm
Tensión de vacío	Voc
Corriente de cortocircuito	Isc
Eficiencia del módulo	Efm
TONC (Temperatura ambiente 20 °C; Irradiación solar 800 W/m ² ; Velocidad del viento 1m/s)	
Coeficiente de Temperatura de la Potencia	
Tensión máxima del sistema	
Características constructivas y de dimensiones	
Dimensiones (± 3 mm)	Ancho x Largo x Espesor en mm.
Peso (kg)	kg.
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado en color plata.
Células solares	Número de células de silicio policristalino, texturada y con capa antirreflexiva. Dimensiones: (Ancho x Largo mm). Conexión: todas las células están conectadas en serie y configuradas geométricamente en una matriz de 6 x 10.
Construcción	Frontal: cristal templado 4 mm de alta transmisividad Posterior: capa de TP (Tedlar & Poliéster)
Conexión eléctrica	
Caja de conexión	IP65
Diodos de protección	Incluidos diodos de bypass
Conectores, Sección Transversal	Longitud del cable en cm. Sección transversal mm ²
Fabricación según norma IEC. Los datos contenidos en esta ficha técnica pueden estar sujetos a cambios sin previo aviso por parte del fabricante.	

En la tabla 1 es importante rescatar la característica de la conexión eléctrica, ya que en esa sección los fabricantes exponen con detalle los siguientes aspectos:

- La sección transversal de los cables: El fabricante expone la longitud del conductor y la sección transversal del conductor que usa el panel solar.
- Caja de conexión: La caja de conexiones de intemperie incorporan diodos de Bypass para evitar la posibilidad de rotura de circuito eléctrico en el interior del módulo como consecuencia de sombreados parciales de alguna célula y protege de corrientes inversas a los paneles. Otra de las características importante es el tipo de conexión entre paneles y esto se logra con un conector tipo MC4 que logra unir dos paneles en serie de manera sencilla, este tipo de conector depende de la sección transversal del cable que posea el panel.
- Grado de protecciones IP: Viene definido según la normativa internacional IEC 60529 [14] y comprenden los grados de protección de las cajas para el resguardo de los componentes eléctricos.
- Normas Internacional de fabricación

3.6.1.6 Arreglo fotovoltaico.

Se define así al conjunto de módulos fotovoltaicos unidos entre sí, para generar una tensión o potencia específica, según sea el caso. Para conocer el funcionamiento de un módulo fotovoltaico es necesario tener presente que éstos están formados por asociaciones de células; esta asociación puede ser en serie o en paralelo. Al conectar en serie se suman las tensiones de cada módulo y se mantiene constante la corriente, mientras que al conectar el arreglo en paralelo, se suman las corrientes de cada módulo y se mantiene constante la tensión. [15]

La cantidad de energía producida por un arreglo fotovoltaico depende de ciertos parámetros como lo son la radiación, latitud (ubicación de la planta). A su vez, se debe determinar un ángulo óptimo para aprovechar al máximo la radiación solar y la potencia pico del sistema. [15]

3.6.2 Caja combinadora

La caja combinadora es un dispositivo que permite la unión de dos o más cadenas de módulos solares. Esto se logra uniendo los conductores positivos y conductores negativos de las cadenas de módulos solares para formar un solo par de conductores de salida. [16]

El contar con un solo par de conductores de salida (ver Fig.9) permite disminuir el cableado, simplificando a su vez las operaciones de mantenimiento y corrección de fallas. [16]

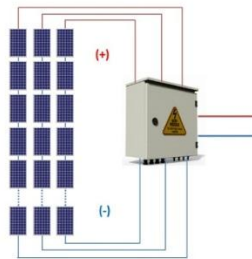


Figura 9. Caja combinadora. [17]

En un sistema fotovoltaico con conexión a red, es común instalar este dispositivo de combinación DC, entre los módulos fotovoltaicos y el inversor, para minimizar la distancia del cableado, facilitando mantenimiento y mejorando la confiabilidad.

Otras de las funciones que se encuentran asociadas a las cajas combinadoras, son las siguientes:

- **Protección contra sobrecorriente:** estos dispositivos interrumpen un circuito cuando sobrepasa un valor preestablecido de corriente. Si se diseñan correctamente, protegerán de manera confiable a los equipos y al cableado

del sistema fotovoltaico. En las cajas combinadoras es usual encontrar fusibles o interruptores termomagnéticos como protectores de corriente.

- **Protección contra descargas eléctricas:** Ayudan a suprimir voltajes altos causados por descargas atmosféricas cercanas al sistema. Usualmente están compuestas por varistores o por tubos de descargas de gas, estos dispositivos deben ser usado en conjunto con sistemas externos de pararrayos.
- **Sistema de monitoreo:** Las cajas de concentración incluyen dispositivos de monitoreo que permiten entregar mediciones de corriente y voltaje por cada cadena de módulos solares. Incluso los equipos llegan a informar si existe algún problema con alguna de las cadenas monitoreadas.

Estos dispositivos son tan robustos como se requiera, y esto se debe a que este elemento puede llegar a conocer el aporte de energía de cada una de las cadenas de paneles o si se llegase también a fatigar algún panel en específico. Por tanto las cajas combinadoras se pueden encontrar bajo las siguientes especificaciones:

Cenn-xxAyyppsh-vmm

Dónde:

C: Series de producto caja de conexiones	
e: Tipo de Carcasa	G:GRP
	M: Carcasa de acero pintada
	S: Acero inoxidable
	T: GRP con ventana de policarbonato Transparente
nn: Cantidad de cadenas de paneles 3, 4, 5.... 24	
xxA: Clasificación de la corriente de la cadena de 6 A, 10 A, 12 A, 15 A, 20 A	

yy: Tensión del sistema	06: 600 Vdc
	08: 800 Vdc
	10: 1000 Vdc
	15: 1500 Vdc
p: Tipo de protección de la cadena	P= protección de fusible solo positivo.
	N= protección de fusible solo negativo.
	B= protección de fusible tanto positivo como negativo.
s: Interruptor- Seccionador	D= Interruptor de desconexión
	F= fijo
h: Tipo de conexión de entrada de cadena fotovoltaica	u= entradas de cables inferiores
	w= MC4s de entrada inferior
	x= entradas de cables laterales izquierda y derecha
	y= MC4s de entrada laterales izquierda y derecha
v: Protección contra picos de corriente SPD	A= sin SPD
	B= SPD T1 PV
	C= SPD T2 PV
	D= SPD T2 PV con remoto
mm: Sistema de monitorización	M1= Monitorización de derivación tipo S1 con alimentación de 240V AC
	M2= Monitorización de derivación tipo S1 sin alimentación
	M3= Monitorización de derivación tipo S1 con alimentación PV (Autoalimentado)

Estas especificaciones se utilizan en forma general para todas las cajas combinadoras de diferentes fabricantes, según la normativa internacional UL 1741 [18].

3.6.3 Estructura de soporte

Las estructuras metálicas sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos ofrecen la posibilidad de sostener los módulos en posición horizontal o vertical [19]. La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

Las estructuras pueden ser de zinc o de acero galvanizado en caliente, materiales que son resistentes a la corrosión [20], además, soportan ráfagas de viento de 100 a 150 km/h [21].

Por otra parte, las estructuras metálicas pueden ser monoposte o biposte. En las estructuras monoposte se tiene un solo punto de apoyo que sostiene el arreglo fotovoltaico; normalmente este tipo de estructuras se encuentran en plantas fotovoltaicas inferiores a 5 MVA. Las estructuras biposte poseen cuatro puntos de apoyo, por lo cual, en este sistema de estructuras se pueden colocar más paneles, lo que facilita la instalación de los módulos fotovoltaico; este tipo de estructuras se utilizan para plantas fotovoltaicas mayores a 5 MVA [22].

3.6.4 Canalización DC

La canalización eléctrica en el sistema fotovoltaico se realiza por tramos y depende de la estructura que sostendrán los paneles solares.

- Tramo entre paneles: En esta parte la conexión entre paneles se usa un sistema de conexión rápida, conocido como terminales tipo MC4, que dependerá del área transversal del cable. La canalización de los conductores

se realiza mediante el uso de una bandeja porta-cables hasta la caja combinadora.

- Tramo caja combinadora-entrada del inversor: La canalización de los conductores a la salida de la caja combinadora estará enterrado a una profundidad de 0,10m hasta su llegada a la entrada del inversor.

Los conductores empleados en los sistemas fotovoltaicos en el lado de corriente continua (DC) tienen características especiales, ya que estos conductores estarán sometidos a altas temperaturas y a la exposición de rayos UV.

3.6.5 Módulo centralizado en media tensión.

Al momento de diseñar una planta fotovoltaica se debe tomar en cuenta la potencia que demandará a la red eléctrica, para ellos se presenta como una solución un módulo centralizado que transformará la energía eléctrica en varios tramos:

- Inversores centralizados: Es un elemento esencial en una instalación conectada a la red, ya que es el enlace que existe entre la instalación solar y la red eléctrica.
- Protecciones: Al ser el inversor un elemento primordial en el sistema fotovoltaico, debe poseer una serie de protecciones para no dañar el equipo: protecciones contra polarización inversa, protección contra fallo de la red, protección para altas temperaturas.
- Transformador: Este dispositivo se encarga de elevar la tensión proveniente del inversor, a niveles de media tensión que se ajusten al requerimiento de la subestación eléctrica.

3.6.5.1 Inversor

El inversor central con conexión a la red es el encargado de convertir la corriente continua (DC) proveniente de los paneles solares a corriente alterna (AC), incorporan en su topología un circuito para la sincronización de fase entre su salida y

la red eléctrica a la cual se conectan. Estos dispositivos logran unificar todas las cadenas de módulos fotovoltaicos a un solo punto en el inversor.

El inversor posee una potencia de entrada variable, con el fin de estar en capacidad de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán de modo aislado.
- Protocolo de comunicación.

Los inversores cumplirán con las siguientes normativas IEEE 1547.1 [23], donde se establecen las protecciones del inversor centralizado frente a:

- Cortocircuitos en corriente alterna (AC).
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores.
- Perturbaciones presentes en la red.

Cada inversor dispondrá de señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su

adecuada supervisión y manejo; además, al menos incorporará los siguientes controles manuales:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor en la interfaz de corriente alterna (AC).

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continua en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las condiciones de operación indicadas en el apartado 3.6.1.4 Además soportara picos de magnitud un 30% superior a las condiciones de operación especificadas en el apartado 2.6.3 durante periodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (Valores medidos incluyendo el transformador de salida). Esto, según la normativa IEEE 62.41.2 [24]
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal. [24]
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

La correcta operación de los inversores se garantiza bajo las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 55°C de temperatura y 85% de humedad relativa.

Los inversores centralizados poseen una alta eficiencia y permiten la alimentación en media tensión con la ayuda de un transformador. Dependiendo de la potencia del sistema fotovoltaico, se deberá emplear más de un inversor, esto puede

acarrear problemas al momento de transportar la energía hacia la subestación, debido a que es posible que exista un desfase en las tensiones, lo cual produciría un cortocircuito en la subestación. Por ello, los inversores deben poseer un sistema de sincronización con la red eléctrica, de este modo, mediante el protocolo de comunicación se puede establecer un sistema maestro-esclavo, es decir, este tipo de sistema maestro fija las condiciones de la red eléctrica a la cual le transferirán la energía, luego ese inversor maestro les comunica a los demás inversores las características de la red eléctrica para que ajusten todos sus parámetros de forma automática, para evitar daños debido a desincronización.

El inversor maestro tendrá hasta 14 curvas de rendimiento disponibles para obtener la máxima eficiencia en todo el rango de potencia. El módulo maestro activará y detendrá los esclavos que no se ajusten a los parámetros, a fin de obtener la máxima eficiencia global.

3.6.5.2 Transformador

En los sistemas fotovoltaicos, se utiliza un transformador elevador de tensión, debido a que tiene la capacidad de aumentar el voltaje de salida en relación al voltaje de entrada, ya que la tensión que aportan los inversores es menor a la que posee la línea de la red eléctrica a la que se conecta el sistema. Por otra parte, el uso de este tipo de transformador minimiza la caída de tensión, lo que favorece al transporte de la energía eléctrica.

El transformador seleccionado para este diseño será de tipo Pad Mounted y se encuentra integrado en el módulo del inversor centralizado. Este tipo de transformador se caracteriza por tener una vida útil de hasta 10 años, sin embargo, esto se encuentra supeditado a las sobrecargas que haya sufrido durante su funcionamiento, ya que dichas sobrecargas pueden crear una fluctuación de temperatura en los devanados del transformador, lo que degrada las propiedades del aislamiento debido al envejecimiento térmico.

Los transformadores Pad Mounted poseen las siguientes características técnicas:

Tabla 2. Característica del transformador Pad Mounted.

Características del Transformador	Unidades
Potencia Nominal (S)	kVA
Tensión Nominal (V_{nom})	kV
Pérdidas en vacío (P_0)	W
Impedancia en cortocircuito	%
Nivel de ruido	dB
Longitud	mm
Ancho	mm
Alto	mm
Peso	kg

El transformador está construido bajo la norma UNE 21428 [25], cumpliendo con todas las especificaciones impuesta por el reglamento. El transformador tendrá un nivel de tensión a su salida en media tensión y debe soportar la potencia que le suministra el inversor.

Finamente, el transformador se colocará sobre un piso de hormigón al igual que los inversores; dicho piso debe soportar el peso de los dispositivos y respetar las dimensiones de los mismos.

3.6.6 Protecciones contra descargas atmosféricas.

Las sobretensiones en instalaciones fotovoltaicas ligadas a la red son causadas por factores internos y externos. Entre los factores internos están las fallas en componentes, errores de operación y transitorios por conmutación. De los factores externos, la causa principal de sobretensiones son las descargas atmosféricas.

Es indispensable proveer de protección contra sobretensiones en instalaciones fotovoltaicas por varias razones: proteger a los equipos de posibles daños, asegurar la continuidad del servicio que proporcionan y reducir riesgos a las personas que interactúan con el sistema.

Al instalar dispositivos de protección contra sobretensiones en sistemas fotovoltaicos cabe tener en cuenta varias características especiales. A diferencia del uso en circuitos de AC, los sistemas fotovoltaicos constituyen una fuente de tensión DC con sus características mínimas específicas:

- El circuito de salida fotovoltaico debe tener instalado un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- La protección contra descargas atmosféricas debe estar ubicada físicamente en la caja que contiene al medio de desconexión del circuito de salida fotovoltaico, es decir, en la caja combinadora.
- Si ninguno de los conductores de electricidad del sistema fotovoltaico del circuito de salida está aterrado, ambos conductores deben tener un dispositivo de protección contra descargas atmosféricas.
- El dispositivo contra descargas atmosféricas debe seleccionarse de tal forma que actúe a una tensión eléctrica mayor o igual a 1,2 veces la tensión eléctrica de circuito abierto de la fuente fotovoltaica bajo condiciones de temperatura ambiente local, con una capacidad mínima de 5kA.

3.6.7 Protecciones eléctricas para la planta fotovoltaica.

3.6.7.1 Protecciones de equipos del lado DC.

Los sistemas de protecciones eléctricas en el lado de corriente continua (DC) deberán estar protegidos contra sobrecargas, corrientes inversas y descargas atmosféricas que podrían ocasionar graves daños al elemento más importante de un

sistema fotovoltaico como lo es el panel solar [26]. Las protecciones eléctricas asociadas al panel solar, son las siguientes:

- Diodo Bypass: Impide que cada módulo en un string (Cadena de paneles unidos eléctricamente entre sí) pueda absorber corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se producen sombra.
- Fusibles: Se instalan para protegerá a los módulos frente a las corrientes inversas.

Por otra parte se tienen interruptor-seccionador que es capaz de acoplar la energía proveniente de los arreglos fotovoltaicos a las entradas del inversor [12]. Con el fin de proteger la cadena, la intensidad nominal del dispositivo de protección (un interruptor o un fusible) no debe superar la indicada por el fabricante para la protección del panel.

Para la protección contra cortocircuitos en el lado DC, los dispositivos deben tener una tensión nominal igual o superior a la tensión máxima del generador fotovoltaico, que es igual al $1,2 U_{oc}$ (tensión circuito abierto del arreglo fotovoltaico); además, los dispositivos de protección DC deben instalarse al final del circuito que van a proteger, protegiendo las cadenas en dirección al inversor, es decir, a los diversos tableros de distribución de los subcampos y tableros de distribución de los inversores, ya que las intensidades de cortocircuito proceden a otras cadenas del lado de carga y no del lado de la alimentación [26].

La norma que regula las protecciones contra sobretensiones es la IEC 61643-11 establece los criterios para dimensionar el descargador capaz de limitar las sobretensiones a un valor de proteger los equipos, se recomienda el uso de varistores tanto para el lado de los paneles solares como para la entrada de los inversores. Las protecciones contra descargas atmosféricas deben cumplir:

- Nivel de protección (U_p) < 2,5 kV

- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente de ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continua.
- La conexión entre dicho dispositivo y tierra deberá realizarse con un conductor de cobre de sección no inferior a 4 mm^2 .

3.6.7.2 Protecciones del equipo del lado AC

Las protecciones eléctricas en corriente alterna (AC) son necesarias para proteger el conductor eléctrico que va hacia la red eléctrica ante posible cortocircuito, para ellos se utiliza un interruptor a la salida del inversor para proteger al conductor eléctrico.

En un sistema fotovoltaico, el núcleo principal es el inversor, por lo que la protección contra rayos y sobretensiones deberá estar focalizada en dicho equipo. Para conseguir una correcta protección del inversor, se debe instalar un dispositivo de protección contra sobretensiones (SPD) tanto en el lado de DC como en el lado de AC. Dichos protectores deberán estar acordes con la norma UNE EN 61643-11 y deben cumplir con las siguientes características:

- Tensión nominal de servicio máxima $U_{nominal} > 1,2 U_o$
- Nivel de protección $U_p \leq U_{inv}$
- Intensidad de descarga nominal $I_n \geq 5 \text{ kA}$
- Protección térmica con capacidad de extinción de cortocircuito al final de la vida útil y coordinación con protección de seguridad adecuada (back-up).

3.6.8 Subestación Eléctrica

La subestación eléctrica será la encargada de conectar o desconectar el bloque de energía proveniente del sistema fotovoltaico. Para el correcto diseño de una

subestación, se debe realizar un estudio de la función que desempeñará la subestación, así como del sistema al que se interconectará [27].

3.6.8.1 Tipo de subestación eléctrica.

- Subestación elevadora.

Este tipo de subestación se emplea cuando se requiere elevar la tensión proveniente de la central de generación fotovoltaica, a niveles de tensión de transmisión de energía eléctrica [27].

Es de importancia considerar los niveles de tensión de las líneas de transmisión que se encuentren cerca del lugar de emplazamiento de la planta, con el fin de establecer los niveles de tensión adecuados requeridos en la subestación eléctrica, para suministrar toda la energía de la planta fotovoltaica a la red eléctrica.

3.6.8.2 Componentes de una subestación.

Los componentes de una subestación se clasifican en:

- Equipos
 - ❖ Interruptores de potencia.
 - ❖ Seccionadores.
 - ❖ Transformadores.
 - Transformador de potencia.
 - Transformador de medida de corriente.
 - Transformador de medida de potencial.
- Equipos Primarios

- ❖ Pararrayos.
- Equipos Secundarios
 - ❖ Sistema de protección
 - ❖ Sistema de control
 - ❖ Sistema de medición
 - ❖ Sistema de servicios auxiliares
 - Sistema de Comunicación
- Equipos Físicos
 - ❖ Pórticos
 - ❖ Barras
 - ❖ Soportes
 - ❖ Canales de cables
 - ❖ Vías de acceso
 - ❖ Casa de equipos

El sistema de monitoreo de la planta fotovoltaica se realizará en una caceta que se ubicará a un lado del patio de la subestación eléctrica. Este sistema de monitoreo cuenta con la posibilidad de establecer una comunicación entre el inversor y los diferentes componentes que suministran energía, con el objeto de conocer niveles de temperatura, tensiones, secuencias de la forma de onda de la tensión, frecuencia de la red (Frecuencia de la red fotovoltaica- Frecuencia red eléctrica), corrientes y fallos (Sobrecalentamiento, sobretensiones en DC-AC), en algún

componente del sistema fotovoltaico. Finalmente desde esta caca de monitoreo se realizara el acoplamiento de la energía fotovoltaica a la subestación eléctrica.

3.6.8.3 Tipos de configuración de barras en la subestación eléctrica.

3.6.8.3.1 Barra Simple

Es el juego de barras más simple y el que utiliza la menor cantidad de equipos, por lo cual, es el diseño 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. [27]

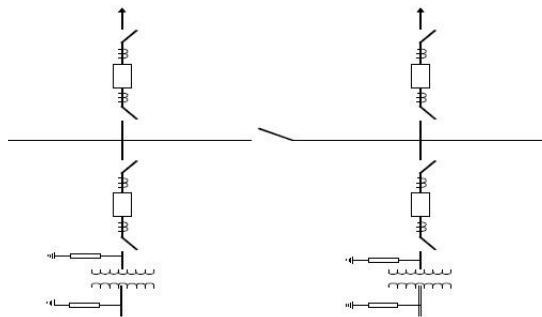


Figura 10. Diagrama Barra simple.

3.6.8.3.2 Diagrama de doble juego de barra con interruptor de acople.

Es este esquema de doble juego de barra, se coloca el acoplador para garantizar que no exista diferencia de potencial entre barras, y con la finalidad de poder transferir la carga de una barra a otra. Generalmente, en una de las salidas se coloca la cuchilla de puesta a tierra, para garantizar que las barras se pongan a tierra [27].

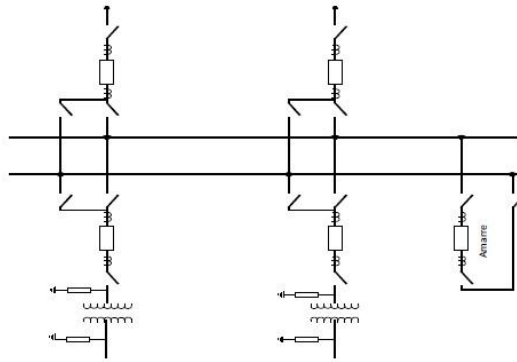


Figura 11. Diagrama doble barra con interruptor de acople.

Procedimiento para hacer la transferencia de carga:

1. Cerrar el seccionador acoplador de barra para garantizar potencial cero entre barras.
2. Cerrar los seccionadores que van hacia la barra.
3. Abrir los seccionadores asociados a la barra que se va a desconectar.
4. Abrir el seccionador de acople.

3.6.9 Sistema de puesta a tierra del sistema fotovoltaico.

3.6.9.1 Propuesta del sistema puesta a tierra del sistema fotovoltaico.

Los sistemas de puesta a tierra se emplean como mecanismo de seguridad en las instalaciones eléctricas, cuya función consiste en conducir la corriente asociada a una falla, hacia la tierra. Estos sistemas requieren del uso de dispositivos

denominados electrodos de puesta a tierra. Los electrodos más utilizados son las barras tipo copperweld, los electrodos de profundidad, los anillos de tierra y los electrodos de placa.

Para la determinación del sistema de puesta a tierra (SPAT), se debe realizar el estudio de resistividad del suelo y a partir de los resultados obtenidos, se seleccionará el conductor de puesta a tierra, según la tabla 250.66 del Código Eléctrico Nacional.

Para el sistema fotovoltaico de estudio, se propone utilizar un sistema de puesta tierra, con una configuración de malla reticulada que estará cubriendo la superficie de todo el sistema fotovoltaico. Por otra parte, la malla debe estar enterrada a una profundidad de 0,75m según lo establecido en el Código Eléctrico Nacional.

La metodología que se usará para el cálculo de la resistencia de puesta tierra es el de asignar tres valores de resistividad del suelo para así tener diferentes medidas de resistencia de la malla. La siguiente expresión es conocida como la fórmula de Sverak según la normativa IEEE 80-2000 [28]

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left[1 + \frac{1}{\left(1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}} \right)} \right] \right] \quad [28]$$

R_g = Resistencia del sistema puesta a tierra (Ω).

ρ = Resistividad del suelo ($\Omega.m$).

A = Área del conductor (m^2).

L_T = Longitud del conductor tanto externa como interna (m).

h = La profundidad a la que se entierre el conductor.

3.6.10 Localización

La instalación solar fotovoltaica se ubicará en el Municipio Guajira, ubicado en el norte del estado Zulia, en el sector El Cardonal.

El emplazamiento tiene como coordenadas, 11°11'91'' Latitud Norte, Longitud -72°02'47'' y tiene una altitud de 62 metros.

Es una superficie amplia, separada del núcleo urbano y sin irregularidades que perjudiquen la generación eléctrica.

Según el INAMEH [29], las temperaturas mínimas y máximas del sitio son las siguientes:

$$\text{Temperatura}_{\min} = 20,8^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temperatura}_{\max} = 39,3^{\circ}\text{C}$$

CAPÍTULO IV

MEMORIA DESCRIPTIVA

Este capítulo muestra la memoria descriptiva de este proyecto, como documento técnico que busca describir el proceso seguido para llegar a la solución definitiva elegida, dando las ideas sobre el funcionamiento que se espera de la selección, combinación y acoplamiento de los recursos, materiales, conocimientos y obras civiles a contemplar en la concreción de la planta fotovoltaica.

4.1 Módulos fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las condiciones de operación establecida en la norma IEC 60904 [12], para módulos de silicio policristalino.

Se utilizarán módulos que se ajusten a la características técnicas descritas en el marco teórico, siendo del mismo modelo y totalmente compatibles entre ellos en el montaje y conexión.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65 (Protección fuerte contra polvo y chorros de agua). Los marcos serán de aluminio anodizado, color plata.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc) para la desconexión, de forma independiente y en uno de los terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

4.1.1 Criterio de Selección de los paneles solares

Los paneles solares escogidos para el diseño de la planta solar tendrán potencias comprendidas de 300W a 350W, en donde cada panel posee características eléctricas diferentes y se expresan en la tabla 6

Para establecer el criterio de selección de los paneles se realiza bajo las siguientes condiciones:

- Condiciones de operación.
- Potencia de los paneles.
- Tensión de cortocircuito.
- Coeficiente de temperatura.
- Eficiencia.
- Dimensión.

Se establecerá un cuadro comparativo con diferentes marcas comerciales para lograr establecer con que panel solar se trabajara en el desarrollo del diseño de la planta fotovoltaica.

Tabla 3. Características eléctricas de los paneles solares

	P_{max} (W)	V_{max} (V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	Eficiencia (%)	Coeficiente Temp (α_{voc})	Dimensión (m x m x m)

4.2 Caja combinadora

Este elemento es el responsable de conectar en paralelo todas las cadenas provenientes del arreglo fotovoltaico y posee las siguientes características:

- Las cajas combinadoras de arreglo fotovoltaico simplifica en gran medida el cableado del sistema.
- Ofrecen amplio rango de tensión de entrada DC y tiene un máximo de tensión de circuitos abierto de hasta 1000V.
- Incorporan fusible DC para la protección de la cadena de paneles solares.
- Incluye dispositivo de protección contra rayos de alta tensión.
- La caja combinadora está diseñada con terminales a prueba de agua, y es de fácil mantenimiento.

4.3 Inversor

4.3.1 Criterios de selección de los inversores

Para poder realizar la selección de este dispositivo se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- En lado DC
 - Potencia nominal.
 - Tensión nominal y tensión máxima admisible.
 - Campo de variación de la tensión en el máximo punto de potencia en condición de funcionamiento estándar.
 - Número de entradas pares DC.
- En el lado AC

- Potencia nominal.
- Intensidad nominal de carga.
- Tensión máxima y distorsión del factor de potencia.
- Eficiencia con una carga parcial y al 100% de la potencia nominal.

En la siguiente tabla se mostrará los aspectos más representativos de los inversores centralizados con los que se realizar los criterios de elección:

Tabla 4. Características eléctricas del Inversor.

Fabricante	Potencia (MVA)	Voltaje DC (V)	Voltaje AC (V)	Número de Inversores	Número de entradas DC

4.4 Transformador de distribución.

El transformador que posee el inversor centralizado es de tipo Pad Mounted, con una potencia nominal superior a la proveniente del inversor, y una relación de transformación que se ajuste a la necesidad de la planta solar.

Las características del transformador Pad Mounted son:

- Tipo de refrigeración.
- Tipo de protección en media tensión.
- Factor de potencia ajustable.
- Frecuencia de operación.

- Grupo vector.
- Cambiador automático de taps de transformador.
- Voltaje nominal.
- Potencia.

4.5 Dimensionamiento del campo fotovoltaico.

4.5.1 Dimensionamiento de los paneles solares.

Los paneles solares cumplen la función de generar corriente y tensión, y por consecuencia, generar potencia, la cual es suministrada al elemento inversor, por tanto, el dimensionamiento de los paneles solares está asociado a las características eléctricas del inversor de potencia.

Los paneles deben ser conectados eléctricamente en serie para lograr tener la mayor tensión posible; a este tipo de conexión se le conoce como cadena de paneles (string), y tendrán una magnitud de tensión igual a la que requiere el inversor. Por otra parte, la cadena de paneles se conecta en paralelo a otras cadenas con el fin de obtener una corriente deseada; estas conexiones eléctricas entre paneles se les denominan arreglo fotovoltaico. El dimensionamiento de los arreglos fotovoltaicos debe proporcionar los valores de tensión, corriente y potencia requeridos por el inversor. [30]

Una primera estimación del número de paneles N_t a ser usados en una instalación fotovoltaica conectada a red se puede calcular mediante la fórmula:

$$N_t = \frac{P_p^{Gen}}{P_{mppSTC}} \quad (4.1)$$

Donde P_p^{Gen} es la potencia pico del generador fotovoltaico, es decir, del campo fotovoltaico y P_{mppSTC} es la potencia del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones estándar. [30]

Si se tiene el dato de la potencia pico que debe entregar el sistema fotovoltaico, la potencia del generador (campo fotovoltaico) puede calcularse mediante la siguiente expresión: [30]

$$P_p^{Gen} = \frac{p_p^{Sistema}}{PR \times (1-FS)} \quad (4.2)$$

Dónde:

- $p_p^{Sistema}$: Es la potencia pico a la salida del sistema fotovoltaico
- PR: Factor de rendimiento y a este se le asocian las siguientes perdidas
 - Perdidas por temperatura.
 - Perdidas por mismatch.
 - Perdidas por sombreado.
 - Perdidas por polvo y suciedad
 - Perdidas por caída de tensión.
- FS es en factor de sombra.

Considerando lo antes expuesto donde se tiene que los paneles solares deben cumplir con las características del inversor, es decir, las tensiones mínima y máxima, se tiene el rango del número de paneles que deben ser conectados en serie para cumplir con esos requerimientos:

$$\frac{V_{minMPP}^{inversor}}{V_{mppSTC}} < N_s < \frac{V_{maxMPP}^{inversor}}{V_{módulo}^{Máx}} \quad (4.3)$$

$V_{\min MPP}^{\text{inversor}}$ = Tensión mínima del inversor en el mínimo punto de potencia (V)

$V_{\max MPP}^{\text{inversor}}$ = Tensión máxima del inversor en el máximo punto de potencia (V)

V_{mppSTC} = Tensión del panel solar a condiciones estándar (V)

$V_{\text{módulo}}^{\text{Máx}}$ = Tensión del circuito abierto a temperatura mínima (V)

Para poder conocer el valor de $V_{\text{módulo}}^{\text{Máx}}$, se debe tomar la consideración como afecta la irradiación y la temperatura en una celda solar explicado en los apartados 3.6.3.1 y 3.6.3.2, se debe conocer la temperatura a un valor de irradiancia de 200 W/m^2 según IEEE-1562 [31], este valor corresponde al nivel más bajo de irradiancia proporcionado por el fabricante.

Para determinar la temperatura mínima o máxima según sea el caso de estudio, en la que trabaja la celda solar a una irradiancia diferente a las condiciones estándar, se necesita realizar un escalamiento en la temperatura y viene dada por la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + G_{\text{ef}} \frac{\text{TONC}-20}{800} \quad (4.4)$$

T_c = Temperatura referida al escalamiento (°C)

T_a = Temperatura mínima del lugar del emplazamiento de la planta (°C)

G_{ef} = Irradiancia solar según sea el caso de estudio (W/m^2)

TONC= Temperatura de operación nominal (°C), valor proporcionado por el fabricante.

Una vez realizado el escalamiento de temperatura, se tiene que calcular la tensión de circuito abierto referida a esa temperatura, la expresión para este cálculo es:

$$V_{oc}(T_c) = V_{ocSTC} + (T_c - T_{STC}) \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (4.5)$$

$V_{oc}(T_c)$ = Tensión máxima de cortocircuito referenciada a la temperatura del emplazamiento (V).

V_{ocSTC} = Tensión de cortocircuito proporcionada por el panel (V).

T_c = Temperatura referenciada a una irradiancia de 200 W/m² (°C).

T_{STC} = Temperatura en condición estándar de operación (°C)

$\frac{dV_{oc}}{dT}$ = Coeficiente de temperatura en circuito abierto proporcionada por el panel (%/°C).

La tensión de circuito abierto (4.5) equivale a la $V_{módulo}^{Máx}$ una vez conocido este valor se procede a determinar el número de paneles en serie que se necesita para cumplir las tensiones mínimas y máximas del inversor de potencia.

Para conocer el número de paneles conectados en paralelo se debe conocer primero la tensión máxima y mínima del generador fotovoltaico y esto se obtiene con la siguiente expresión:

$$N_s^{min} \times V_{mppSTC} < V_{mpp}^{Gen} < N_s^{max} \times V_{mppSTC} \quad (4.6)$$

Donde N_s^{min} y N_s^{max} son los números de paneles en serie obtenidos mediante la expresión (4.3), obteniendo así la tensión del generador fotovoltaico.

$$V_{mpp}^{GenMin} < V_{mpp}^{Gen} < V_{mpp}^{GenMax} \quad (4.7)$$

Es importante tomar en cuenta el rango de valores de la tensión del generador ya que se estará trabajando en el máximo punto de potencia, es decir, las tensiones y corrientes provenientes del panel solar serán las máximas que proporcionen estos dispositivos.

La corriente del generador fotovoltaico se obtiene dividiendo la potencia pico generada por el inversor con respecto a la tensión del generador fotovoltaico

$$\frac{P_p^{Gen}}{V_{mpp}^{GenMin}} > I_{mpp}^{Gen} > \frac{P_p^{Gen}}{V_{mpp}^{GenMax}} \quad (4.8)$$

$$I_{mpp}^{Genmin} < I_{mpp}^{Gen} < I_{mpp}^{Genmax} \quad (4.9)$$

La máxima corriente que puede tolerar a la entrada el inversor de potencia será la de cortocircuito, proveniente del generador fotovoltaico y deberá estar limitada en un rango de operación para evitar que el inversor este trabajando fuera del punto de máxima potencia, la expresión de dicha corriente es:

$$I_{scG} = N_p \times I_{scSTC} \quad (4.10)$$

Finalmente los paneles solares en paralelo se obtendrán despejando la ecuación (4.10)

$$N_p = \frac{I_{scG}}{I_{scSTC}} \quad (4.11)$$

La corriente de cortocircuito del generador y cortocircuito en condición estándar de operación, se pueden suponer que serán las mismas corrientes nominales entregadas por el panel solar, entonces se tiene que el número de paneles en paralelo es:

$$N_p = \frac{I_{mpp}^{Gen}}{I_{mppSTC}} \quad (4.12)$$

De la expresión (4.9) se puede dividir la corriente con respecto a la ecuación (4.12), obteniendo así el número definitivo de paneles en paralelo

$$\frac{I_{mpp}^{Genmin}}{I_{mppSTC}} < N_p < \frac{I_{mpp}^{Genmax}}{I_{mppSTC}} \quad (4.13)$$

Los rangos de valores establecidos tanto para los paneles en serie y paralelo deberán respetar el punto de máxima potencia del inversor, ya que esto garantiza que la potencia generada por el inversor sea la máxima.

Por último la cantidad de paneles obtenidos para el sistema fotovoltaico será:

$$N_T = N_s * N_p \quad (4.14)$$

4.5.2 Dimensionamiento del inversor

Para el correcto dimensionamiento del inversor de potencia se debe tomar en consideración las corrientes asociadas a este dispositivo, es decir, en la hoja de especificaciones técnicas del equipo establece una corriente máxima, que es diferente a la corriente máxima en el punto de potencia, es por ello que se tiene lo siguiente:

$$V_{\max}^{\text{Gen}} < V_{\max, \text{DC}}^{\text{inversor}} \quad (4.15)$$

La tensión máxima del generador fotovoltaico, no debe sobrepasar el valor de tensión máximo del inversor ya que de estaría sobredimensionado el inversor, lo que acarrearía problemas en el sistema.

Por otra parte se tiene que cumplir que:

$$V_{\text{mppMin}}^{\text{Gen}} > V_{\text{mppMin}}^{\text{inversor}} \quad (4.16)$$

Para determinar la tensión mínima del generador fotovoltaico se debe realizar las consideraciones tomadas en el apartado (4.3, 4.4, 4.5), que son las siguientes:

- Escalar la temperatura $T_c = T_a + G_{ef} \frac{T_{ONC}-20}{800}$, con temperatura mínima a una irradiancia de 200 W/m^2 .
- Determinar la tensión de circuito abierto $V_{oc}(T_c) = V_{ocSTC} + (T_c - T_{STC}) \frac{dV_{oc}}{dT}$ a la temperatura escalada.

Otro aspecto a tomar en consideración es el de la tensión máxima de generador (V_{mpp}^{GenMax}), que debe ser menor a la tensión máxima del inversor en máximo punto de potencia.

Como última comprobación se tiene que la corriente de cortocircuito proveniente de todos los arreglos de paneles en paralelo debe ser menor a la corriente máxima admitida por el inversor.

4.6 Cálculo del calibre de los conductores.

Para definir el calibre del conductor se deben establecer criterios como son por la máxima caída de tensión y por capacidad de cortocircuito, por lo cual se elegirá el que proporcione un mayor calibre.

4.6.1 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de capacidad de cortocircuito.

Según lo especificado en el Código Eléctrico Nacional en la tabla 240.9 (B), la capacidad de cortocircuito viene dado por la siguiente ecuación:

$$A = I * \sqrt{\frac{T}{0,0297 \log\left(\frac{234+T_2}{234+T_1}\right)}} \quad (4.17)$$

A = Área del conductor en circular mils.

I = Corriente de cortocircuito (A).

T = Tiempo de cortocircuito (s).

T1= temperatura inicial del conductor en grados Celsius (°C)

T2= temperatura final del conductor en grados Celsius (°C)

Para el cálculo de corriente de cortocircuito se considera una falla trifásica más cercana al punto de estudio, para esto debe tomar en cuenta que la impedancia viene dada por la siguiente expresión:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} * d_{km} \quad (4.18)$$

Se tiene que:

Z= Impedancia del cable (Ω)

R= Resistencia (Ω/km)

X= Reactancia (Ω/km)

d_{km} = Distancia de la falla al punto de estudio (km)

4.6.2 Cálculo del calibre de los conductores por el criterio de máxima tensión permitida.

Para establecer este criterio primero se debe establecer el tramo de estudio, debido a que la instalación de la planta fotovoltaica posee tramos en corriente continua (DC) y otros tramos en corriente alterna (AC). Aunque para los dos tramos se establece la misma expresión matemática, lo que difiere para el tramo en corriente continua es que el sistema es puramente resistivo, para establecer dicho criterio la expresión es la siguiente:

$$\Delta V \% = \frac{100 \times \sqrt{3} \times I \times d_{km} \times (R \cos \theta + X \sin \theta)}{V_{línea}} \quad (4.19)$$

$\Delta V \%$ = Variación de tensión

I= Corriente máxima del conductor seleccionado (A).

d_{km} = Distancia del tramo en estudio (km).

R = Resistencia del conductor seleccionado (Ω/km).

X = Reactancia del conductor eléctrico seleccionado (Ω/km).

θ = Ángulo del factor de potencia.

$V_{línea}$ = Tensión.

Para el tramo en corriente continua la expresión es la siguiente:

$$\Delta V \% = \frac{100 \times I \times d_{km} \times R}{V_{tramo}} \quad (4.20)$$

V_{tramo} = Tensión en el tramo de estudio (V)

Para el tramo en corriente alterna la ecuación presenta una variación donde se incluye la potencia aparente y la fórmula es:

$$\Delta V \% = \frac{S_{kVA} \times d_{km} \times (R \cos \theta + X \sin \theta)}{10 \times V_{kV}^2} \quad (4.21)$$

S_{kVA} = Potencia aparente medida en (kVA).

V_{kV} = Tensión del tramo en (kV).

Con este criterio se busca saber la variación de tensión en el tramo de estudio. Se requiere la menor variación posible considerando que se deben respetar los niveles de tensión requeridos por el inversor.

4.7 Protecciones Eléctricas.

4.7.1 Cálculo de fusibles e interruptores termomagnéticos.

En un sistema fotovoltaico se tienen tramos en corriente continua (DC) y corriente alterna (AC), la cual se necesita establecer el estudio de las protecciones

para ambos casos. La norma ITC-BT-22 [32] detalla la protección contra sobrecargas en las instalaciones de baja tensión. En este se hace referencia a un conjunto de normas que aplican para el estudio de las protecciones en el tramo DC y AC.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (4.22)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_Z \quad (4.23)$$

I_B = Corriente de utilización del dispositivo a proteger (A)

I_N = Corriente nominal del dispositivo de protección (A)

I_Z = Corriente máxima admisible por el dispositivo a proteger (A)

I_2 = Corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (A)

Esta desigualdad expresa que los cables eléctricos pueden soportar sobrecargas transitorias (no permanentes) sin deteriorarse de hasta un 145% de la intensidad máxima admisible. El valor de I_2 se indica en norma UNE EN 60898 [33]

$I_2 = 1,45 * I_N$ (para interruptores según la norma UNE EN 60898 [33])

En el caso de fusibles tipo gG (Fusibles utilizados para la protección contra circuitos y sobrecargas) tomo los siguientes valores:

$I_2 = 1,6 * I_N$ si $I_N \geq 16A$

$I_2 = 1,90 * I_N$ si $4A < I_N < 16 A$

$I_2 = 2,1 * I_N$ si $I_N \leq 4 A$

Para los cálculos efectuados en este estudio se tomara la primera condición $I_2 = 1,6 * I_N$, debido a la corriente nominal de los elementos del sistema fotovoltaicos superan los 16 A supuestos en la norma [33]

Para las protecciones asociadas al interruptor termomagnético se cumple siempre la expresión (4.23) debido a esto al momento de dimensionar dicha protecciones solo basta cumplir la condición (4.22). Para el caso de los fusibles será necesario que cumplas las dos condiciones (4.22) y (4.23).

En el código eléctrico nacional sección 110.9 expresa lo siguiente “Los equipos destinados a interrumpir corriente de falla, tendrán una capacidad de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y la corriente posible en los terminales de entrada del equipo”. Para esto se debe calcular la corriente de cortocircuito trifásico y a impedancia de corto circuito, vienen dadas por la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad (4.24)$$

Se tiene que:

I_{cc} = Corriente de cortocircuito trifásica (A)

V_n = Tensión nominal en el punto donde se produce el cortocircuito (V)

Z_{cc} = Impedancia de cortocircuito aguas arriba del punto de falla (Ω)

Para calcular la corriente de cortocircuito se supone una falla trifásica después de las protecciones que se requieren determinar, es decir, se supone que el cortocircuito ocurra justo al inicio de la línea, a fin de garantizar que se diseña la protección tomando la consideración de realizar el ajuste con la máxima capacidad de interrupción por lo tanto, la impedancia de considerar será la que este aguas arriba de equipo de protección a dimensionar, siendo necesario el cálculo de la impedancia es:

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{cc}^2 + X_{cc}^2} \quad (4.25)$$

Donde, se tiene que:

Z_{cc} = Impedancia de cortocircuito aguas arriba del puto de falla (Ω)

R_{cc} = Resistencia de cortocircuito aguas arriba del puto de falla (Ω)

X_{cc} = Reactancia de cortocircuito aguas arriba del puto de falla (Ω)

La norma UNE 20-460-90 [34] especifica que para el cálculo de los elementos de protección, se necesita evaluar la siguiente expresión:

$$(I^2 * t)_{Fusible} \leq (I^2 * 5)_{Cable} \quad (4.26)$$

Donde:

$I^2_{Fusible}$ = Corriente máxima del fusible obtenida de la curva de fusión (A)

$t_{Fusible}$ = Tiempo máximo que debe actuar el fusible ante un corto circuito (s)

I^2_{Cable} = Corriente máxima a circular por los conductores de la instalación (A)

La constante “5” que aparece en la expresión (4.26), corresponde al tiempo máximo que debe soportar el cable ante un cortocircuito según la normativa UNE 20-460-90 [34].

4.7.2 Protecciones eléctricas por sobrecorriente

La sección 690.8 sección A del Código Eléctrico Nacional especifica que “la corriente máxima de la fuente fotovoltaica será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicada por 125%”, por lo tanto la corriente para dimensionar los conductores a la salida del arreglo fotovoltaico vendrá dada por la siguiente expresión:

$$I_{conductor-arreglo\ fotovoltaico} = 1,25 * I_{SC\ Arreglo\ fotovoltaico} \quad (4.27)$$

La protección sobrecorriente debe verificarse con lo especificado en el Código Eléctrico Nacional 690.8 sección B “la corriente de los circuitos y dispositivos de sobrecorriente serán dimensionados para conducir una corriente no inferior al 125% de la máxima corriente calculada según lo indicado en la sección 690.8 A”, es decir, debe cumplirse lo siguiente:

$$I_{\text{Requerida-Sobrecorriente}} \leq I_{\text{Requerida por el conductor}} \quad (4.28)$$

4.8 Obra civil

Para efecto de este trabajo no se contempla las obras civiles, mas sin embargo, se recomienda que todo el terreno este a una sola cota, no existan riachuelos, ni empozamiento de ningún tipo.

4.8.1 Sistema de puesta a tierra

Para el sistema de puesta tierra se tendrá que realizar una zanja en línea recta con una profundidad aproximada de 0,75 m [35], donde se instalará el conductor que forma parte del sistema de puesta a tierra.

4.8.2 Estructura de soporte.

Se debe tomar en cuenta el tipo de suelo que se vaya a encontrar al momento del emplazamiento de la obra, tomando en cuenta lo que recomienda el fabricante con respecto al montaje de la estructura de soporte, se tiene que:

Se fija la estructura molde facilitada por la empresa de la estructura que sostendrán los paneles, que servirá para construir la cimentación. La cimentación se realizará a través de una zapata rectangular de 3 m³, flexible, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado [19]. La cimentación de la estructura debe efectuarse para que ofrezca la resistencia suficiente para soportar el empuje del viento sin volcarse (Aproximadamente 250 kg/m²). [19]

El anclaje de la estructura que sostienen a los paneles, a las zapatas, se realizará mediante una placa de acero y de pernos a 90° a lo largo de la placa del anclaje [20].

El montaje de los módulos se hará una vez finalizada los 4 puntos de apoyos de la estructura a los cimientos y montada las cuadrículas donde se situarán los paneles solares [22].

4.8.3 Módulos fotovoltaicos

Después de verificar la cuadrícula de la estructura de soporte, se procede al montaje mecánico de los módulos fotovoltaicos. Se colocarán respetando los márgenes de distancia y seguridad impuestos por el fabricante.

Posteriormente después del montaje mecánico se realiza el montaje eléctrico, se conectarán utilizando los conectores proporcionados por el fabricante.

4.8.4 Inversores

Para la instalación del inversor se ha de seleccionar el lugar adecuado para la instalación, teniendo en cuenta que la instalación debe realizarse en lugares secos protegidos de fuentes de calor y humedad. Es necesario también que el inversor se instale en un lugar ventilado sin excesivo polvo y que no supere los límites de temperatura ambiente entre 0°C y 55°C [23].

Una vez elegido el lugar se comenzará con la instalación, el inversor irá instalado sobre una placa de hormigón reforzado que depende del tipo de suelo, con las dimensiones del inversor y que a su vez soporte el peso de dicho dispositivo. Se tiene también la realización de una obra civil para el transformador debido a la acometida es subterránea.

No se debe obstruir de forma alguna las entradas provenientes de los arreglos fotovoltaicos. Es importante evitar cualquier tipo de contacto con las partes internas del inversor que podrían provocar averías.

4.8.5 Cableado

Las canalizaciones del cableado de la planta se efectuarán mediante zanjas adecuadas al tipo de canalización requerida.

Las zanjas se dividen en zanjas principales, que unen las cajas combinadoras con las entradas de los inversores, estos conductores estarán a 0,10 m de profundidad. Las zanjas secundarias corresponde al conductor de puesta a tierra y estos estarán a una profundidad de 0,75 m.

Los conductores provenientes de las cajas combinadoras en lado de corriente continua podrán instalarse paralelamente respetando el nivel de profundidad antes mencionada.

Las zanjas que contengan canalizaciones de media tensión estarán hormigonadas para garantizar la separación de las líneas en media tensión y llevarán cinta señalizadora. El trazado de las zanjas se realizara de manera que se optimicen los recorridos de los cables, con el fin de reducir la caída de tensión.

4.9 Cálculo de la distancia entre paneles para evitar las sombras.

Para asegurarnos de tener un buen rendimiento en todos los paneles es necesario calcular la distancia entre ellos para evitar las posibles sombras que se producen y así obtener una buena producción de cada uno de los paneles. Para este cálculo es necesario determinar la latitud de la localización de la planta fotovoltaica [36], la siguiente figura esquematiza las distancias y ángulos necesarios para evitar sombras entre paneles.

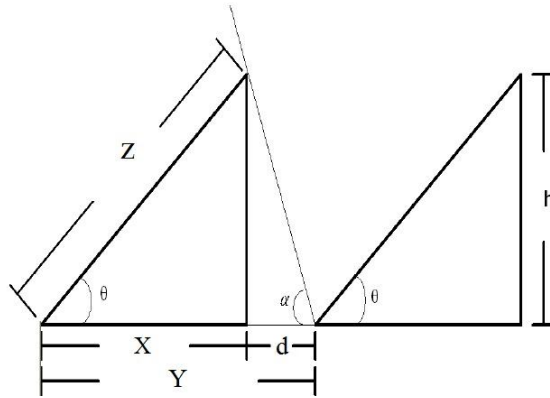


Figura 12. Distancia mínima entre los paneles solares para evitar sombra.

La ecuación para calcular la distancia mínima está determinada por:

$$d_{\text{Min}} = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (4.29)$$

En donde se tiene que:

d_{Min} = Distancia mínima requerida para no crear sombra entre arreglos de paneles solares (m).

h = Altura de elevación de los módulos fotovoltaicos (m).

Latitud = Latitud del lugar donde se diseñara la planta solar fotovoltaica ($^\circ$)

En la figura 12 se detallan las distancias y ángulos necesarios para determinar la distancia mínima.

CAPÍTULO V

MEMORIA DE CÁLCULO

5.1 Criterio de selección del panel solar.

En la siguiente tabla 5 se anexan diferentes tipos de paneles que se utilizan para sistemas fotovoltaicos

Tabla 5. Paneles solares.

Fabricante	P_{max} (W)	V_{max} (V)	I_{mp} (A)	V_{oc} (V)	I_{sc} (A)	Eficiencia (%)	Coef. (α_{voc})	Dimensión m x m x m
Rec Twinpeak	350	38,9	9,00	46,7	9,40	17,4	-0,31	2,00 x 1,00 x 0,30
Kyocera KD	330	40,5	8,15	45,9	9,69	16,0	-0,36	1,67 x 1,33 x 1,17
Canadian Solar	325	37,0	8,78	45,5	9,34	16,9	-0,33	1,95 x 0,98 x 0,40
S- Energy	315	36,6	8,61	45,6	9,01	15,8	-0,35	1,98 x 0,99 x 0,40

Una vez obtenido en detalle los aspectos técnicos de los paneles solares policristalinos de diferentes fabricantes, se tomará en cuenta para la elección del mismo, la potencia a la que trabaja dicho módulo. Se requiere de una potencia elevada ya que de eso dependerá en parte la cantidad de módulos necesarios para cumplir la potencia de la planta fotovoltaica y también, la potencia hacia los inversores. Por otra parte, se debe considerar la magnitud de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y de la corriente de cortocircuito (I_{sc}), ya que estos parámetros están relacionados con las protecciones para dicho panel, ya que al momento en que ocurra una falla, la máxima corriente que puede circular por el panel será igual a la corriente

de cortocircuito, por ende, se necesita un panel que tenga una corriente de cortocircuito con el menor valor posible, para así reducir a su vez la dimensión de las protecciones a utilizar. Para finalizar el coeficiente de temperatura con respecto a la tensión de circuito abierto es un parámetro influyente y debe ser el menor valor posible ya que esto afecta proporcionalmente la tensión de circuito abierto.

En la siguiente tabla se presentará la cantidad necesaria de paneles solares y las dimensiones que ocuparan para obtener una potencia de 70 MVA.

Tabla 6. Cantidad de paneles solares y dimensiones.

Fabricante	P_{max} (W)	N° de Paneles	Dimensiones (ha)
Rec Twinpeak	350	302.400	60,78
Kyocera KD	330	316.800	69,37
Canadian Solar	325	316.900	69,57
S- Energy	315	319.700	71,63

Por lo antes expuesto, se trabajará con el panel Rec Twinpeak, mostrado en la tabla 6, debido a que cumple con los requerimientos necesarios para el desarrollo de este sistema fotovoltaico, por poseer una potencia de 350W, lo que reduce considerablemente las dimensiones de la planta solar, recordando que para este estudio las dimensiones del espacio físico donde se implementará el sistema, no son una limitante, sin embargo, se busca optimizar todas las variables asociadas al sistema en estudio. Este panel solar posee una corriente nominal alta, lo cual es favorable, ya que se reduce la cantidad de cadenas de paneles necesarias en la instalación y a su vez, se obtiene una menor cantidad de conexiones hacia el inversor.

5.2 Criterio de selección del inversor.

Uno de los pasos más importantes cuando se realiza una instalación solar es la elección del inversor adecuado. Existen muchas marcas en el mercado con distintos precios, calidades y periodos de garantía pero, más allá de que siempre se busque el mayor rendimiento al mejor precio se debe tener en cuenta una serie de informaciones técnicas, por ejemplo los inversores centrales posean un sistema de interfaz de comunicación que les permita conectarse entre sí para poder monitorear todas las tensiones y potencias que generen los inversores.

A continuación se presentan diferentes grupos de inversores que se estudiaron para el desarrollo del sistema fotovoltaico.

Tabla 7. Características eléctricas del inversor de diferentes fabricantes.

Fabricante	Potencia (MVA)	Voltaje DC (V)	Voltaje AC (V)	Número de Inversores	Número de entradas DC
ABB	1,56	470-900	690	45	20
ABB	2	935-1100	660	35	24
Growatt	2,520	600-1000	400	28	40
SunGrow	3	900-1300	600	23	28
GPTech	4	580-825	600	18	80

En la tabla 7 se muestran diferentes fabricantes de inversores donde se puede evidenciar que los dispositivos poseen casi las mismas tensiones en DC y AC lo que hace la selección del inversor sea un poco más difícil, la diferencia se puede notar es en la potencia que manejan.

Una vez conocidos los parámetros necesarios para la elección del inversor, se trabajará con el inversor GPTech, ya que la potencia que maneja dicho inversor es de 4 MVA y se traduce en una menor cantidad de dispositivos necesarios para

cumplir la potencia requerida en la planta; por otra parte, unos de los parámetros más significativos en la elección del inversor es el número de entradas pares en el lado DC, éste está asociado a la cantidad máxima de cadenas o arreglos de paneles solares que se conectarán al inversor para poder cumplir la potencia requerida por el mismo.

No obstante, el poseer una mayor cantidad de entradas pares beneficiará las conexiones entre los paneles y el inversor, esto se debe al tipo de conductor, ya que si el inversor posee una mayor cantidad de entradas pares, el calibre del conductor será menor, lo cual reducirá las pérdidas por caída de tensión y además, simplificará el diseño de las canalizaciones eléctricas hacia el inversor.

Por último, este inversor posee un sistema de comunicación que le facilitará al operador información relacionada con el estado del inversor, respecto a las tensiones del lado DC, AC, potencia y la secuencia de la onda de tensión en AC. Este aspecto es importante tomarlo en cuenta al momento de realizar el acople a la red, ya que se debe tener igual secuencia y frecuencia de la misma, ya que de no ser así, al ejecutar acople a la red, el sistema lo tomará como un cortocircuito, pudiendo ocasionar daños muy severos a la planta fotovoltaica.

5.3 Dimensionamiento de los paneles solares

En primer lugar, deben considerarse una serie de criterios relevantes para este estudio, los cuales permitirán obtener valores resultantes que se ajusten a la realidad. El primer criterio que se puede establecer es que la potencia de 70MVA es considerada para un sistema fotovoltaico como un bloque de energía grande, por ende, cuando se realizan estudios para diseñar plantas que suministren esa energía, se necesita que esa potencia se divida en segmentos más pequeños, donde realizando un arreglo de paneles se alcance dicho valor de potencia y así poder cumplir la demanda. Hay que tomar en cuenta que una limitación para este diseño son los inversores, debido a que no existen inversores que manejen potencias tan elevadas.

Debido a lo antes mencionado se procede a calcular el número de inversores necesarios para cumplir la demanda de 70MVA.

$$\# \text{Inversores}_{\text{Requeridos}} = \frac{P_{\text{planta}}}{P_{\text{Inversor seleccionado}}} = \frac{70\text{MW}}{4\text{MW}} = 17,5 \cong 18 \text{ inversores}$$

Por otra parte, se necesita conocer las temperaturas mínimas y máximas del lugar de emplazamiento para poder tener un valor más exacto al cual trabajen en su máxima eficiencia los paneles solares. Para este estudio se tomó como referencia el estado Zulia, exactamente el departamento de la Guajira, esto debido a que ese lugar cumple con las características de un sistema fotovoltaico como es la irradiancia, y posee terrenos aptos donde no se vería afectado el medio ambiente.

$$\text{Temperatura}_{\text{min}} = 20,8^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temperatura}_{\text{max}} = 39,3^{\circ}\text{C}$$

Como se explicó en el capítulo anterior, lo primero que se debe calcular es la potencia del generador (Campo fotovoltaico).

$$P_p^{\text{Gen}} = \frac{P_p^{\text{Sistema}}}{PR \times (1 - FS)} = \frac{4\text{MW}}{0,8 \times (1 - 0)} = 5\text{MW}$$

Ya establecido el valor P_p^{Gen} y P_{mppSTC} que es la potencia del panel escogido, se procede a tener un aproximado del número total de paneles.

$$N_t = \frac{P_p^{\text{Gen}}}{P_{\text{mppSTC}}} = \frac{5 \text{ MW}}{350 \text{ W}} = 14285,71 = 14286 \text{ paneles}$$

El valor de N_t encontrado anteriormente, es solo un valor de referencia para poder tener un criterio de comparación cuando se tomen en cuenta los datos importantes de los dispositivos que se emplearan en el sistema fotovoltaico como son

los paneles solares e inversores. Por otra parte, para poder afinar los cálculos del sistema fotovoltaico se debe conocer la temperatura del módulo.

Para obtener la temperatura del módulo se debe conocer la temperatura mínima del ambiente y una irradiancia de $200\text{W}/\text{m}^2$

$$T_c = T_a + G_{\text{ef}} \frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800}$$

$$T_c = 20,8 + 200 \frac{44,6 - 20}{800} = 26,95^\circ\text{C}$$

La tensión máxima del módulo en circuito abierto a mínima temperatura y una irradiancia de $200\text{W}/\text{m}^2$, se calcula como:

$$V_{\text{oc}}(T) = V_{\text{ocSTC}} + (T - T_{\text{STC}}) \frac{dV_{\text{oc}}}{dT}$$

$$V_{\text{oc}}(26,95^\circ\text{C}) = 46,7 + (26,95 - 20) \times (-0,31) = 44,68\text{ V}$$

Para el cálculo de los paneles en serie se tiene que:

$$\frac{V_{\text{inversor minMPP}}}{V_{\text{mppSTC}}} < N_s < \frac{V_{\text{inversor max,DC}}}{V_{\text{modulo max}}}$$

$$\frac{580\text{ V}}{38,9\text{ V}} < N_s < \frac{1000\text{ V}}{44,68\text{ V}}$$

$$14,91 < N_s < 22,38$$

$$15 < N_s < 22$$

Para obtener el valor de los paneles solares conectados en serie se calcula el valor medio entre el límite inferior y superior, obteniendo $N_s = 18,5 = 19$.

Para el cálculo de tensión de máxima potencia y de la corriente, se tiene:

$$V_{mpp}^{Gen} = N_s \times V_{mppSTC}$$

$$15 \times 38,9 < V_{mpp}^{Gen} < 22 \times 38,9$$

$$583,5 \text{ V} < V_{mpp}^{Gen} < 855,8 \text{ V}$$

$$\frac{P_p^{Gen}}{V_{mpp}^{GenMin}} > I_{mpp}^{Gen} > \frac{P_p^{Gen}}{V_{mpp}^{GenMax}}$$

$$\frac{P_p^{Gen}}{583,5 \text{ V}} > I_{mpp}^{Gen} > \frac{P_p^{Gen}}{855,8 \text{ V}}$$

La potencia P_p^{Gen} será la que suministra el inversor seleccionado:

$$\frac{4000 \text{ kW}}{583,5 \text{ V}} > I_{mpp}^{Gen} > \frac{4000 \text{ kW}}{855,8 \text{ V}}$$

$$6855,18 \text{ A} > I_{mpp}^{Gen} > 4673,98 \text{ A}$$

Finalmente, se tiene que el número de paneles en paralelo es:

$$\frac{6855,18 \text{ A}}{9 \text{ A}} > N_p > \frac{4673,98 \text{ A}}{9 \text{ A}}$$

$$761,68 > N_p > 519,33$$

Aproximando los números obtenidos:

$$762 > N_p > 519$$

Realizando la media obtenemos que $N_p = 640,5 = 641$ paneles conectados en paralelo.

El número total de paneles será $N_t = N_s \times N_p = 19 \times 641 = 12179$ paneles

Para saber la potencia generada por el sistema fotovoltaico se tiene que:

$$P_{\text{Sistema Fotovoltaico}}^{\text{Generada}} = N_t \times P_{\text{panel solar}} = 12179 \times 350W = 4262650W = 4,26MW$$

Voltaje que generan los paneles solares:

$$V_{\text{max}}^{\text{Gen}} = N_s \times V_{\text{osc}} = 19 \times 44,68 = 848,92 V$$

La corriente máxima del sistema fotovoltaico será:

$$I_{\text{max}}^{\text{Gen}} = 1,25 \times N_p \times I_{\text{scPanel}} = 1,25 \times 641 \times 9,40 = 7531,75 A$$

5.4 Dimensionamiento del inversor de potencia.

Se debe cumplir que:

$$V_{\text{max}}^{\text{Gen}} < V_{\text{max,DC}}^{\text{inversor}}$$

$$848,92 V < 1000 V$$

Por otra parte que:

$$V_{\text{mppMin}}^{\text{Gen}} > V_{\text{mppMin}}^{\text{inversor}}$$

Para poder hallar $V_{\text{mppMin}}^{\text{Gen}}$ primero se debe calcular la temperatura con la ecuación:

$$T_c = T_a + G_{ef} \frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800}$$

$$T_c = 20,8 + 200 \frac{44,6 - 20}{800} = 26,95 ^\circ\text{C}$$

Una vez hallado el valor de temperatura a la que trabajara el módulo se sustituye dicho valor en la ecuación 11.

$$V_{oc}(T) = V_{ocSTC} + (T - T_{STC}) \frac{dV_{oc}}{dT}$$

$$V_{mpp}(26,95^{\circ}C) = 43 + (26,95 - 25) \times (-0.31) = 42,39 \text{ V}$$

Una vez obtenido el valor $V_{mpp}(26,95^{\circ}C)$ se procede a calcular V_{mppMin}^{Gen}

$$V_{mppMin}^{Gen} = N_s \times V_{mpp}(26,95^{\circ}C) = 19 \times 42,39 = 805,41 \text{ V}$$

Comparando dicho valor con el proporcionado por la hoja de datos del inversor tenemos:

$$V_{mppMin}^{Gen} > V_{mppMin}^{inversor}$$

$$805,41 \text{ V} > 580 \text{ V}$$

Se puede comprobar que se cumple con dicha expresión.

Por último se debe satisfacer la expresión:

$$V_{mppMax}^{Gen} < V_{mppMax}^{inversor}$$

Se realiza el mismo procedimiento anterior para poder conseguir V_{mppMax}^{Gen} a diferencia que para este caso se debe trabajar con la temperatura máxima del sitio donde se instale el sistema fotovoltaico.

$$T_c = T_a + G_{ef} \frac{TONC - 20}{800}$$

$$T_c = 39,3 + 200 \frac{44,6 - 20}{800} = 45,45^{\circ}C$$

$$V_{mpp}(45,45^{\circ}C) = 43 + (45,45 - 25) \times (-0.31) = 36,66 \text{ V}$$

$$V_{mppMax}^{Gen} = N_s \times V_{mpp}(45,45^{\circ}C) = 19 \times 36,66 = 696,54 \text{ V}$$

Comprobando 696,54 V es menor 825 V se cumple satisfactoriamente el último criterio de dimensionamiento de un inversor.

Por último se debe acotar que las corrientes de las cadenas de los inversores no deben superar la que soporta dicho inversor por fábrica.

$$I_{Max}^{N^{\circ}Cadenas/inversor} < I_{Max}^{inversor}$$

$$I_{Max}^{N^{\circ}Cadenas/inversor} = 1,25 \times 80 \times 9,46 = 946 \text{ A}$$

$$946 \text{ A} < 7600 \text{ A}$$

Anteriormente se expresó que el número total $N_t = 12179$ paneles pero éste valor corresponde para solo el dimensionamiento de un inversor recordando que se tiene para este diseño la cantidad de 18 inversores.

$$N_t = 12179 \times 18 = 228.942 \text{ paneles}$$

Las dimensiones de dicho panel $d = 2005 \times 1001 \times 30 \text{ mm}$ ocupando así una superficie aproximadamente de $S = 2 \text{ m}^2$. Para obtener la superficie que ocupan los dispositivos se debe calcular la superficie con el número total de paneles obtenido así la siguiente expresión:

$$\text{Superficie}_{Total} = 228942 \times 2 \text{ m}^2 = 457.884 \text{ m}^2 = 45,79 \text{ H}$$

5.5 Especificaciones de los arreglos de los paneles solares por inversor.

El inversor posee un número de cadenas de paneles solares para conectar a este dispositivo y eso está especificado en la hoja de datos del equipo. Para el inversor Apis 4400 se tiene que el número de entradas DC con el máximo punto de

potencia es de 4 entradas y por cada entrada se pueden conectar 20 arreglos de paneles solares, es decir, 80 arreglos de paneles solares por cada inversor.

La disposición de las cadenas de paneles hacia el inversor quedará de la siguiente forma:

Dado que los paneles solares en paralelo definen la corriente del arreglo y por ende la corriente que esta suministra hacia el inversor.

$$Paneles\ Solares_{Paralelo-Arreglo} = \frac{N_p}{\#Entradas\ pares\ en\ DC} = \frac{641}{80} = 8$$

Por otra parte, se necesitan paneles conectados en serie para cumplir con la tensión de entrada del inversor:

$$Paneles\ Solares_{Serie-Arreglo} = 19$$

Se tiene que para un arreglo de paneles solares se necesitan $N_p = 8$ y $N_s = 19$, el número total de paneles serán:

$$N_{Total-Arreglo} = 19 \times 8 = 152 \text{ paneles solares}$$

Finalmente, para una entrada del inversor es posible conectar 20 arreglos de paneles solares como se explicaron anteriormente, es decir, se tendrán por cada entrada del inversor $N_{Paneles \times entrada} = 152 \times 20 = 3040$ paneles

5.6 Estructura de soporte de los paneles solares.

Uno de los elementos más importantes en toda instalación fotovoltaica para asegurar un completo aprovechamiento de la radiación solar, es la estructura de soporte. Es la encargada de sostener los módulos solares y darles la inclinación más adecuada en cada caso para optimizar el rendimiento energético.

La estructura que se ajusta más a las características de este trabajo de investigación es una estructura biposte, para paneles solares con orientación horizontal, debido a la distribución de los arreglos fotovoltaicos (19 paneles en serie y 8 paneles en paralelos). La empresa AXIAL Structural Solutions, ofrece estructuras biposte con orientación de paneles verticales y horizontales; en el catálogo de estructuras presentan grupos de 4, 8 y 10 paneles orientados en forma horizontal, lo cual se ajusta al diseño de esta planta fotovoltaica. En la figura se muestra la estructura metálica biposte:

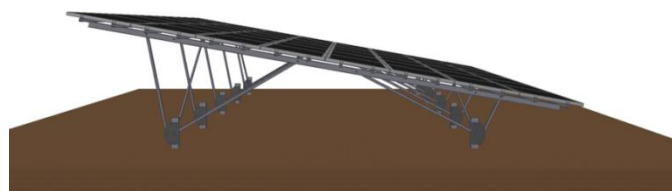


Figura 13. Estructura biposte de 8 paneles orientados en forma horizontal. [37]

El arreglo fotovoltaico posee 19 paneles en serie, por lo cual al momento de especificar las estructuras se deberá informar a la empresa las características del arreglo fotovoltaico diseñado y el grado de inclinación que deben poseer los paneles solares.

5.7 Dimensionamiento de los conductores y protecciones.

A diferencia de los típicos sistemas AC conectados en red, la corriente de cortocircuito disponible dentro de sistemas fotovoltaicos es limitada y es necesario que los dispositivos de protección frente a sobretensión funcionen eficazmente en niveles bajos de corriente con falla. Esto se refleja en la norma [38] que define las características específicas que debe cumplir un fusible para proteger un sistema fotovoltaico.

Los sistemas que tienen tres o más cadenas conectadas en paralelo deben tener protegida cada cadena y para ello se utiliza un fusible para cada cadena, que protegerá los cables y módulos de fallas de sobretensión y ayudará a minimizar todo riesgo de seguridad. También aislará la cadena que presente alguna falla para que el resto del sistema fotovoltaico pueda continuar generando electricidad.

Para dimensionar los conductores de cada uno de los tramos de la instalación es necesario tomar en cuenta las protecciones eléctricas, para esto se considerarán los criterios dados en el código eléctrico nacional.

En la sección 240.15 apartado A del código eléctrico nacional cita lo siguiente “A cada conductor activo se le conectará en serie un fusible o una unidad de disparo de un interruptor automático”, es decir, como se explicó anteriormente se necesita un fusible para cada cadena garantizando así la protección de los paneles solares como de los conductores.

Los conductores que unen a los paneles solares en serie, según lo especificado en el código eléctrico nacional sección 690.17 cita que “los medios de desconexión de los conductores activos consistirán en switches accionados manualmente o en interruptores automático” por ende se tendrá en la salida de los arreglos fotovoltaicos un interruptor termomagnético a fin de proteger los conductores de la instalación ante cortocircuitos o sobredescargas.

5.7.1 Dimensionamiento del conductor eléctrico.

Para el dimensionamiento de los conductores eléctricos en el lado DC se deben utilizar cables especiales para instalaciones fotovoltaicas, ya que el conductor se verá sometido a temperaturas elevadas debido al impacto de los rayos del sol en el panel solar.

Para poder definir el conductor con el cual se va a trabajar, es necesario calcular el calibre del conductor, el criterio de máxima caída de tensión y la capacidad de cortocircuito.

En toda instalación eléctrica, independientemente de su tamaño y complejidad, se debe considerar el criterio de caída máxima de tensión. En el diseño de la planta fotovoltaica en el tramo de la generación, es decir, el lado de corriente continua, se estableció que la máxima variación en la tensión va a corresponder al 4%.

El dimensionamiento del conductor se realizará por segmentos, como se puede detallar en lo siguiente:

- Conductor para cada cadena de paneles solares y la caja combinadora.

La máxima corriente que puede pasar por una cadena de paneles es la corriente de cortocircuito, la cual se puede observar en la hoja de datos del equipo; para la elección del conductor se debe cumplir el criterio de máxima corriente.

Para especificar la corriente máxima que circula por una cadena se debe tomar en cuenta los datos eléctricos del panel solar:

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): 46,7 V
- Corriente de Cortocircuito (I_{sc}): 9,40 A
- Coeficiente de temperatura $\alpha_{I_{sc}} = 0,045$
- Fusible de serie máxima: 20 A

Primero se debe calcular la corriente de cortocircuito que suministra cada cadena de paneles y luego la corriente del arreglo de paneles:

$$I_{Sc-Cadena\ paneles} = 1,25 \times I_{sc} = 1,25 \times 9,40 = 11,75\text{ A}$$

$$I_{Sc-Arreglo} = 1,25 \times N_p \times I_{sc} \times F$$

El factor F es una corrección por temperatura.

$$F = 1 + \alpha * (T - 25^{\circ}\text{C}) = 1 + 0,045 * (39,3 - 25) = 1,64$$

$$I_{Sc-Arreglo} = 1,25 \times N_p \times I_{sc} \times F = 1,25 \times 8 \times 9,40 \times 1,64 = 154,16\text{ A}$$

$$V_{nominal-Arreglo} = 1,2 \times V_{nominal} \times N_s = 1,2 \times 38,9 \times 19 = 886,92\text{ V}$$

$$V_{max-Arreglo} = 1,2 \times V_{oc} \times N_s = 1,2 \times 46,7 \times 19 = 1064,76\text{ V}$$

Seleccionamos en el catálogo del fabricante, que en este caso es de la compañía General Cable, en la sección de proyectos fotovoltaicos exzhellent solar, donde dicho conductor posee las siguientes características:

- Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F).
- Aislamiento: Elastómetro termoestable libre de halógenos (Z).
- Cubierta: Elastómetro termoestable libre de halógenos (Z).

Se debe elegir un conductor que soporte la corriente de cortocircuito de la cadena. Como se explicó anteriormente, el valor correspondiente de la corriente de cortocircuito es de 11,75 A.

Por otra parte, se debe tomar en cuenta la sección transversal del conductor para verificar si cumple con la corriente de cortocircuito. En la tabla 240.92 (B) del Código Eléctrico Nacional especifica que el tiempo de despeje de una falla este comprendido entre 0,001seg y 10seg; en este estudio se escogerá el tiempo de actuación de los dispositivos de protección que corresponde a 0,003 seg.

La expresión matemática que representa la sección transversal del conductor es:

$$A = 11,75 * \sqrt{\frac{0,003}{0,0297 \log\left(\frac{234 + 60}{234 + 39,3}\right)}} = 20,97 \text{ circular mils}$$

$$A_{\text{mm}^2} = 0,01 \text{ mm}^2$$

Luego, se compara con el conductor zz-F (AS) preseleccionado, para verificar que la sección transversal sea mayor a $0,01 \text{ mm}^2$. La sección del conductor escogido es de $1,5 \text{ mm}^2$ con una capacidad de conducción eléctrica de 30 A, lo cual cumple con el criterio de capacidad de corriente. El conductor seleccionado es el zz-F (AS) de sección $1,5 \text{ mm}^2$ y es el recomendado para conectar los módulos en serie que conforman el arreglo fotovoltaico.

Así mismo, se debe tomar en cuenta el criterio de máxima caída de tensión; para las conexiones entre paneles solares, la caída de tensión es despreciable, esto es debido a que la distancia de la conexión en serie de los paneles no genera una caída de tensión que influya significativamente en los cálculos.

De igual forma, para cumplir la demanda del inversor se necesitan 80 arreglos fotovoltaicos; para efectos de este trabajo, cada uno de los arreglos serán iguales, es decir, se tendrán una disposición de 19 paneles conectados en serie y 8 paneles en paralelo. Con esto se busca tener la misma caída de tensión para todos los arreglos y así poder simplificar los cálculos asociados.

Los arreglos fotovoltaicos están dispuestos en forma de fila, es decir, se tienen 8 filas conectadas en paralelo y a su vez 19 en serie (Ver anexo 1). Como se explicó anteriormente no se considerará la caída de tensión entre paneles.

El criterio de máxima caída de tensión en DC se aplicará desde la última fila de los paneles hasta la caja combinadora (Ver anexo 1). La última fila de arreglo fotovoltaico es el punto más crítico, es decir, la distancia más larga con respecto a la caja combinadora y es la que se tomará en cuenta para aplicar dicho criterio. La expresión para calcular el porcentaje de la variación de tensión en DC viene dada por:

$$\Delta V \% = \frac{100 \times I \times K \times d_{km} \times 2 \times r}{V_{Tramo}}$$

I= Corriente máxima del conductor seleccionado (A).

d_{km} = Distancia de separación entre la cadena de panel y la caja combinadora (km).

r= Resistencia por unidad de longitud del conductor (Ω/km).

K= 0,52 (Factor de corrección para cable solar)

V= tensión máxima del tramo donde se realiza el estudio (V).

$$\Delta V \% = \frac{100 \times 30 \times 0,52 \times 0,0095 \times 2 \times 13,7}{886,92} = 0,45\%$$

La variación de tensión que se obtuvo es de 0,45%, lo cual está dentro del rango que se determinó para este tramo.

- Conductores entre la caja combinadora y la entrada del inversor.

En el desarrollo de este trabajo se propuso dos disposiciones en los arreglos de los paneles hacia el inversor (Ver anexo 1, 2), por lo cual se realizarán los cálculos correspondientes para ambas propuestas, esto con el fin de optimizar la distribución de materiales y espacio.

Para esta primera configuración (ver anexo 1), se tiene que los 20 arreglos de paneles se dividen en dos columnas obteniendo así 2 grupos de 10 arreglos cada uno.

Una vez realizado el arreglo fotovoltaico se necesita conocer la máxima corriente que suministra dicho arreglo, que será de 154,16 A, esto fue calculado en la sección anterior. El conductor seleccionado por la capacidad de corriente es el zz-F (AS) de sección 25 mm².

Tomando en cuenta los mismos criterios para el conductor entre panales, y entre paneles y caja combinadora, ahora se planteará entre la caja combinadora y la entrada del inversor.

Aplicando el criterio por capacidad de cortocircuito se tiene que:

$$A = 154,16 * \sqrt{\frac{0,003}{0,0297 \log \left(\frac{234 + 60}{234 + 39,3} \right)}} = 275,15 \text{ circular mils}$$

$$A_{\text{mm}^2} = 0,14 \text{ mm}^2$$

Comparando las secciones transversales de ambos criterios tanto para capacidad de corriente y capacidad de cortocircuito se elige el que posea el mayor calibre, en este caso será 25 mm². Esto corresponde al conductor zz-F (AS) de sección 25 mm² con una capacidad de conducción eléctrica de 176 A.

La variación de la tensión para el tramo en estudio se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V \% = \frac{100 \times 2,215 \times 0,23 \times 176}{886,92} = 10,10\%$$

$\Delta V_{DC} = 2,215$ Caída de tensión en DC suministrada por la hoja de datos del conductor ($V/A \cdot km$).

$d = 0,23$ Distancia del conductor más distante hacia el inversor (km).

$I = 176$ Corriente nominal del conductor zz-F (AS) $25mm^2$.

$V = 886,92$ Tensión en el tramo de estudio (V).

La variación de la tensión es de 10,10% no es un valor aceptable ya que para la propuesta de diseño se estableció 4% en el tramo DC, por otra parte para poder disminuir la caída de tensión en el conductor se propone aumentar el calibre del conductor para así lograr el valor de diseño propuesto.

El nuevo conductor seleccionado será el XZ1FA3Z-K (AS) de sección transversal $1 \times 120 mm^2$, el cual posee las siguientes características:

- Conductor: Cobre clase 5 para servicio fijo (-K).
- Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE (X).
- Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1).
- Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3).
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z).

La variación de la tensión para el tramo en estudio se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V \% = \frac{100 \times 0,411 \times 0,23 \times 302}{886,92} = 3,21\%$$

$\Delta V_{DC} = 0,411$ Caída de tensión en DC suministrada por la hoja de datos del conductor ($V/A \cdot km$).

$d = 0,23$ Distancia del conductor más distante hacia el inversor (km).

$I = 302$ Corriente que pasa por el conductor XZ1FA3Z-K (AS).

$V = 886,92$ Tensión en el tramo de estudio (V).

En el criterio de la máxima caída de tensión se tomó como punto de referencia el arreglo fotovoltaico más distante a la entrada del inversor que en distancia representa 230 metros (Ver anexo 1), con el fin de conocer la máxima variación de tensión, resultando para esto una variación del 3,21%.

Finalmente, la máxima variación de tensión en el lado DC para esta primera configuración estará comprendida entre los arreglos fotovoltaicos, cajas combinadoras e inversor; y serán la suma de estas variaciones en la tensión por tramos, obteniendo así lo siguiente:

$$\Delta V \%_{DC} = \Delta V_{\text{Paneles solares-Caja combinadora}} + \Delta V_{\text{Caja combinadora-Inversor}}$$

$$\Delta V \%_{DC} = 0,45 + 3,21 = 3,66\%$$

La variación en la tensión en el lado DC es de 3,66% lo cual cumple con la fase propuesta en el diseño de la planta fotovoltaica.

Por otra parte la segunda configuración (Ver anexo 2) los arreglos de paneles están dispuestos en una sola columna lo que permite tener una mejor disposición de las canalizaciones de los conductores al momento de realizar la obra.

$$\Delta V \% = \frac{100 \times 0,411 \times 0,268 \times 302}{886,92} = 3,75\%$$

$\Delta V_{DC} = 0,411$ Caída de tensión en DC suministrada por la hoja de datos del conductor ($V/A \cdot km$).

$d = 0,268$ Distancia del conductor más distante hacia el inversor (Km).

$I = 302$ Corriente del conductor XZ1FA3Z-K (A).

$V = 886,92$ Tensión en el tramo de estudio (V).

La variación de tensión para esta propuesta es la siguiente:

$$\Delta V \%_{DC} = \Delta V_{\text{Paneles solares-Caja combinadora}} + \Delta V_{\text{Caja combinadora-Inversor}}$$

$$\Delta V \%_{DC} = 0,45 + 3,75 = 4,2\%$$

A continuación se presenta la tabla 8 donde se mostraran los resultados obtenidos de las dos propuestas antes planteadas:

Tabla 8. Variación de la caída de tensión y el área del sistema fotovoltaico.

	$\Delta V_{\text{Paneles-Caja combinadora}}$ (%)	$\Delta V_{\text{Caja combinadora-inversor}}$ (%)	Área (H)
Propuesta 1	0,45	3,21	76,75
Propuesta 2	0,45	3,75	75,79

La variación de tensión en las dos propuestas se puede decir que son casi iguales, eso se debe a la forma que como se propuso el arreglo de paneles en el

sistema fotovoltaico, lo que realmente hace la diferencia en estas propuestas es el espacio físico como tal y eso en un sistema fotovoltaico es de gran peso, debido a que al momento de ubicar nuestra planta se contara con un espacio físico delimitado. Para este estudio se cuenta con un espacio físico ilimitado, más sin embargo, al momento de dimensionar la planta se busca optimizar la mayor cantidad de variables posible como son conductores eléctricos, protecciones eléctricas, estructuras, cajas combinadoras, paneles solares y espacio físico.

A continuación se especifica en la tabla 9 los resultados obtenidos en la memoria de cálculo, en donde se presentan los conductores en cada uno de los tramos de la instalación.

Tabla 9. Sección transversal de los conductores eléctricos a utilizar en el diseño del sistema fotovoltaico.

	Conductor Eléctrico para instalaciones fotovoltaicas exZhellent Solar
Sección transversal del conductor, cada una de las ramas del arreglo fotovoltaico	2 x (1,5mm ²) zz-F (AS)
Sección transversal del conductor en el tramo, arreglo fotovoltaico y caja combinadora.	2 x (1,5mm ²) zz-F (AS)
Sección transversal del conductor en el tramo, caja combinadora y entrada del inversor.	2 x (120mm ²) XZ1FA3Z-K (AS)

- Conductor eléctrico en el lado AC.
- Cálculo de conductor eléctrico del inversor al transformador Pad Mounted en el lado de baja tensión.

Debido a las altas corrientes existentes en esta sección, el fabricante establece un sistema de ducto barras con capacidad de conducción de corriente, para conectar el tramo de la salida del inversor al lado de baja tensión del transformador.

- Cálculo del conductor de transformador de media tensión hasta la subestación.

$$S_{\text{transformador}} = 4300 \text{ kVA}$$

$$V_{\text{media-tensión}} = 34,5 \text{ kV}$$

La corriente de cada una de las líneas es:

$$I = \frac{4300 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 34,5 \text{ kV}} = 72 \text{ A}$$

Para este tramo se propone un conductor HERSATENE CLASS RH5Z1 (AL) de la compañía General Cable que posee las siguientes características:

- ❖ Conductor: Aluminio
- ❖ Pantalla del conductor: Semiconductor extruido.
- ❖ Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE.
- ❖ Pantalla del aislamiento: Semiconductor extruido.
- ❖ Pantalla metal: Pantalla de alambre de aluminio.
- ❖ Cubierta: Polietileno (PE).

La capacidad de corriente de este conductor HERSATENE CLASS RH5Z1 (AL) es de 140 A, con una sección transversal 50mm^2 , cuando el conductor está enterrado, como es el caso de estudio. Ya que se propone que todos los conductores eléctricos proveniente de los Pad Mounted a la subestación sean de forma subterránea.

La capacidad de cortocircuito se obtiene mediante las siguientes expresiones:

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} * d$$

Z_{cc} = Impedancia de cortocircuito (Ω/km).

R= Resistencia de conductor eléctrico elegido (Ω/km).

X= Reactancia del conductor eléctrico elegido (Ω/km).

d= Distancia del punto de falla (km).

Al igual que la sección anterior para este estudio se diseñaron dos propuestas, donde básicamente se establece que la propuesta 1 la subestación eléctrica este a las afueras del sistema fotovoltaico (Ver Anexo 2) y la propuesta 2 la subestación eléctrica este dentro del sistema fotovoltaico (Ver Anexo 3). Para esto se deben realizar los respectivos cálculos para ambas propuestas con el fin de dimensionar el conductor eléctrico satisfactoriamente.

$d_1 = 0,9535 \text{ Km}$ (Propuesta 1)

$d_2 = 0,5526 \text{ Km}$ (Propuesta 2)

Una vez definidas las distancias a la cual se va a trabajar, se procede a calcular la impedancia de corto circuito.

$$Z_{cc} = \sqrt{(0,822)^2 + (0,152)^2} = 0,83 \Omega$$

$$R = 0,822 \left(\Omega / \text{km} \right).$$

$$X = 0,152 \left(\Omega / \text{Km} \right).$$

La corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc1} = \frac{34,5 \text{ kV}}{0,83 \Omega / \text{km} * 0,9535 \text{ Km} * \sqrt{3}} = 25,16 \text{ kA}$$

$$I_{cc2} = \frac{34,5 \text{ kV}}{0,83 \Omega / \text{km} * 0,5526 \text{ km} * \sqrt{3}} = 43,43 \text{ kA}$$

Una vez definida la corriente de cortocircuito se determina la sección transversal del conductor, que se obtiene mediante la expresión matemática:

$$A_1 = 25,16 \text{ kA} * \sqrt{\frac{0,003}{0,0125 \log \left(\frac{228 + 250}{228 + 39,3} \right)}} = 24532,77 \text{ circular mils}$$

$$A_{\text{mm}^2} = 12,43 \text{ mm}^2$$

$$A_2 = 43,43 \text{ kA} * \sqrt{\frac{0,003}{0,0125 \log \left(\frac{228 + 250}{228 + 39,3} \right)}} = 42347,31 \text{ circular mils}$$

$$A_{\text{mm}^2} = 21,46 \text{ mm}^2$$

Para ambas propuestas del estudio se tiene que el conductor preseleccionado cumple con los criterios de capacidad de corriente y capacidad de cortocircuito, por ende para este tramo se contempla el uso de un conductor HERSATENE CLASS RH5Z1 (AL) con una sección transversal de 50 mm^2 .

La caída de tensión para ambas propuestas es:

$$\Delta V \% = \frac{S_{kVA} \times d_{km} \times (R \cos \theta + x \sin \theta)}{10 * V_{kV}^2}$$

Cabe destacar que para este criterio de variación de tensión se tomó como caso menos favorable aquel inversor que este más distante a la subestación eléctrica y es el que proporciona la mayor caída de potencial en el sistema.

$$\Delta V_1 \% = \frac{4300 \text{ kVA} \times 0,9535 \times ((0,641 * 0,98) + (0,152 * \sin 11,47))}{10 * 34,5 \text{ kV}^2}$$

$$\Delta V_1 \% = 0,002 \%$$

$$\Delta V_2 \% = \frac{4300 \text{ kVA} \times 0,5526 \times ((0,641 * 0,98) + (0,152 * \sin 11,47))}{10 * 34,5 \text{ kV}^2}$$

$$\Delta V_2 \% = 0,001\%$$

En la siguiente tabla se expresan todos los valores necesarios para escoger el conductor eléctrico.

Tabla 10. Nivel de cortocircuito, sección transversal del conductor y caída de tensión para dos propuestas.

	Corriente Cortocircuito (kA)	Sección Transversal del conductor. (mm²)	Caída de Tensión (%V)
Propuesta 1 (Ver Anexo 2)	25,16	50	0,002
Propuesta 2 (Ver Anexo 3)	43,43	50	0,001

Al momento de realizar una canalización eléctrica se debe tomar en consideración la caída de tensión, donde esto explica la variación de tensión que presentara el sistema eléctrico, por otra parte se tiene que para reducir estas variaciones de tensión, se propone elevar el nivel de tensión mediante el uso de un transformador de potencia para así reducir estas caídas de tensiones.

Es por esto que a niveles de media tensión se obtiene caída de tensiones muy bajas. En la tabla 10 se presentan los valores de caída de tensión para las dos propuestas de diseño, donde se puede afirmar la importancia del uso del transformador, más sin embargo es importante saber que en este sistema propuesto, se está en el tramo que va del inversor a la subestación eléctrica donde estas caídas de tensión no se pueden presentar. Para poder minimizar estas variaciones el transformador posee un taps para ajustar la tensión y así asegurar el nivel de tensión correcto en la subestación eléctrica.

Por último se tiene que la propuesta 1 es la que se tomara en consideración en este sistema fotovoltaico debido a que posee un nivel de cortocircuito menor.

5.7.2 Dimensionamiento de las protecciones del sistema fotovoltaica.

En esta sección se detallarán los dispositivos encargados de medir, proteger, maniobrar y regular el sistema eléctrico del campo solar tanto de la parte de corriente continua como la parte de corriente alterna, dispositivos fundamentales para el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica. De este modo se garantizará la continuidad y calidad del servicio.

- **Dimensionamiento de las protecciones eléctricas en corriente continua (DC) para la cadena de paneles solares y conductor eléctrico, hacia la caja combinadora.**

Como medio de protección se incluirá fusibles en el polo positivo, en cada cadena de paneles, esto con el fin de proteger el conductor eléctrico y los paneles solares asociados a esa cadena producto de la corriente de cortocircuito.

El rango de la corriente que debe trabajar el fusible viene dado por la siguiente expresión (Ver expresión 4.22):

$$I_{\text{nominal-cadena de paneles}} \leq I_N \leq I_{\text{Máxima del conductor seleccionado}}$$

$$11,25 \text{ A} \leq I_N \leq 30 \text{ A}$$

Para seleccionar el fusible con el cual se va trabajar se debe tomar en cuenta que:

$$I_{\text{Conductor del tramo}} > I_{\text{Nominal-cadena de paneles}}$$

$$30 \text{ A} > 11,25 \text{ A}$$

$I_{\text{Conductor del tramo}} = 30 \text{ A}$ (Corriente del conductor ZZ-F (AS) para el tramo paneles-caja combinadora).

$I_{\text{Nominal-cadena de paneles}} = 11,25 \text{ A}$ (Corriente de nominal en una cadena de paneles).

Una vez comprobada que la corriente del conductor debe ser mayor que la corriente nominal de la cadena de paneles, se tiene que asignar un fusible que este dentro del rango permitido de la expresión anterior (Ver expresión 4.22). El fusible que se necesita para poder proteger estos dispositivos es un fusible cilíndrico (10 x 38mm) PV-15A-1000V.

Por otra parte se tiene que la corriente de fusión del fusible debe ser 1,45 veces menor a la máxima corriente del dispositivo a proteger, definiendo la corriente de fusión del fusible como 1,6 veces la corriente nominal del mismo.

$$1,6 * I_{\text{fusible}} \leq 1,45 * I_{\text{conductor}}$$

$$1,6 * 15 \leq 1,45 * 30$$

$$24 \text{ A} \leq 43,5 \text{ A}$$

Finalmente se tiene que el fusible seleccionado para cada una de las cadenas de paneles que posee el arreglo fotovoltaico es el PV-15A-1000V.

Por último se debe especificar la corriente interrupción del fusible, para poder proteger la cadena de paneles y el conductor eléctrico, esto se calcula mediante la expresión (Ver expresión 4.26)

$$((I)^2 * T)_{\text{Fusible}} \leq (30)^2 * 5$$

$$220 \leq 4500$$

$(I)^2$ = Corriente de fusible obtenida de la curvas de fusión (A)

T= Tiempo máximo que debe actuar el fusible ante un corto (s)

I= 30 Corriente máxima que pasa por el conductor (A)

$T_{\text{máx}}$ = 5 Tiempo máximo a la que se somete el conductor eléctrico ante un cortocircuito (s)

De la curva característica del fabricante se obtiene que la corriente es 220 A con un tiempo de actuación del fusible es $T = 0,003$ segundos y esto se debe que para este tipo de fusible las protecciones eléctricas ante un cortocircuito deben responder de forma inmediata ya que estas corriente podrían ocasionar daños considerables en la cadena de paneles solares. La corriente de corte del fusible es de 20 kA lo que trae como consecuencia que el tiempo de respuesta del fusible sea considerablemente más rápido.

Como última comprobación, se tiene que el fabricante del panel solar recomienda una protección máxima de 20 A por cadena, comparando el fusible seleccionado con la especificación del fabricante se tiene que estamos dentro de los límites de protección de los paneles.

- **Dimensionamiento del seccionador en corriente continua (DC) para cada arreglo fotovoltaico.**

Para dimensionar las protecciones eléctricas se tiene que la máxima corriente que suministra el arreglo fotovoltaico es:

$$I_{\text{Nominal-Arreglo}} = 1,25 \times N_p \times I_{\text{Nom}} \times F = 1,25 \times 8 \times 9 \times 1,64 = 147,6 \text{ A}$$

Como se explicó en el punto anterior la corriente del seccionador debe estar acotada en la siguiente expresión:

$$I_{\text{Nominal-arreglo}} \leq I_N \leq I_{\text{Máxima del conductor seleccionado}}$$

$$147,6 \text{ A} \leq I_N \leq 265 \text{ A}$$

$I_{\text{Conductor del tramo}} = 265 \text{ A}$ (Corriente del conductor XZ1FA3Z-K para el tramo caja combinadora- entrada del inversor).

$I_{\text{Nominal-Arreglo}} = 147,6 \text{ A}$ (Corriente nominal del arreglo fotovoltaico).

El seccionador de dos polos tendrá una corriente nominal de 200 A con un nivel de tensión 1000 V, con un régimen de interrupción 20 kA. El cual estará instalado dentro de la caja combinadora y este tendrá la función de acoplar la energía proveniente del arreglo fotovoltaico. Para respaldo del interruptor se colocara un fusible NH con una corriente nominal de 200 A y un poder de corte 20 kA

- **Dimensionamiento de los descargadores en corriente continua dispuestos en el tramo de corriente continua (DC)**

Para el dimensionamiento de los descargadores se debe tomar en cuenta la tensión de trabajo de los arreglos fotovoltaicos, se obtiene mediante la expresión:

$$V_{\text{nominal-Arreglo}} = 1,2 \times V_{\text{nominal}} \times N_s = 1,2 \times 38,9 \times 19 = 886,92 \text{ V}$$

En la sección 280.4 (A) del código eléctrico nacional establece que “La capacidad del protector de sobretensiones será igual o mayor que la máxima tensión permanente de operación en el punto de uso”. En planta fotovoltaica la tensión máxima se encontrara cuando el sistema opere en vacío y esa tensión se calcula por medio de la expresión:

$$V_{\text{max-Arreglo}} = 1,2 \times V_{\text{oc}} \times N_s = 1,2 \times 46,7 \times 19 = 1064,76 \text{ V}$$

$V_{\text{oc}} = 46,7 \text{ V}$ (Tensión de circuito abierto según especificaciones del fabricante).

$N_s = 19$ (Numero de paneles solares conectado en serie).

Tomando en consideración las condiciones de tensión máxima y los valores para los dispositivos de protección según los fabricantes, se tiene que la tensión de los descargadores de sobretensión que se deben utilizar para cada uno de los arreglos del sistema fotovoltaico es de 1500 V.

El dispositivo a utilizar se especifica como DG-PV-1500 son varistores de óxido de metal de uso intensivo que proporcionan la mayor disipación de energía necesaria para la protección combinada frente a rayos y picos.

A continuación se presenta en la tabla 11 las características eléctricas de las protecciones de corriente continua del sistema fotovoltaico obtenido.

Tabla 11. Características eléctricas de los equipos del sistema fotovoltaico.

	Características Eléctricas	Cantidad de Equipos
Fusibles DC a proteger cada cadena de paneles solares (Fusibles cilíndrico 10 x 38mm)	Vnom: 1000 V Inom: 15 A Icorte: 20 kA Fabricante: Bussmann	11.520
Seccionador que protege cada arreglo fotovoltaico	Vnom: 1000 V Inom: 200 A Icorte: 20 kA Fabricante: Bussmann	1440
Fusibles DC a proteger cada arreglo fotovoltaico (Fusible NH)	Vnom: 1000 V Inom: 15 A Icorte: 20 kA Fabricante: Bussmann	2880
Descargador de sobretensiones a proteger cada arreglo fotovoltaico	Vnom: 1500 V Isc: 10 kA Idescarga: 10 kA Fabricante: DEHNguard	1440

- **Dimensionamiento de las protecciones en el tramo de corriente alterna (AC)**

Cada fabricante diseña su topología en las protecciones eléctricas del inversor central, mas sin embargo los fabricantes de dichos elementos deben ajustarse a la normativa internacional [18] donde se estandariza la los requerimientos mínimos de las protecciones y consta de los siguientes elementos:

1. Un interruptor seccionador de corte en carga con accionamiento manual:
Permitirá el corte de la estación para labores de mantenimiento, al mismo tiempo que protegerá frente a sobrecargas.
2. Un fusible dimensionado a la tensión nominal de funcionamiento del inversor.
3. Un descargador de sobretensiones para las tres fases del transformador.

En la hoja de especificaciones del fabricante (GPTECH) del inversor que se encuentra en los anexos (ver anexo) se puede detallar las protecciones eléctricas asociadas que posee el dispositivo para los tramos DC y AC.

Por último se presenta el diagrama unifilar de las protecciones obtenidas para el sistema fotovoltaico en estudio.

DIAGRAMA UNIFILAR

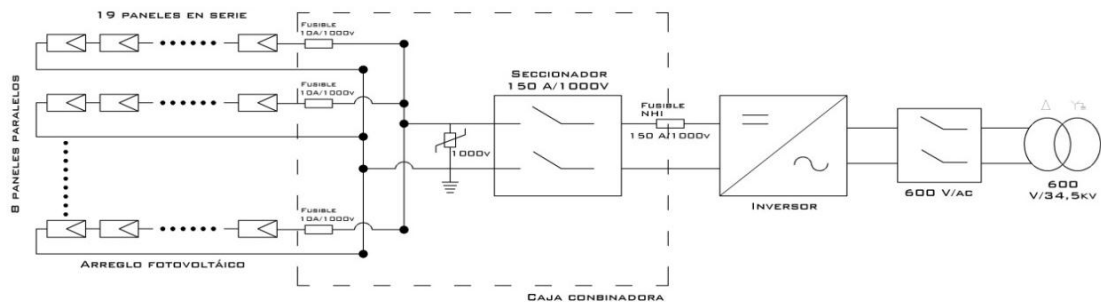


Figura 14. Diagrama unifilar de las protecciones en el sistema fotovoltaico.

5.8 Caja combinadora.

La caja combinadora o caja de conexiones es uno de los elementos más importantes de los sistemas fotovoltaicos, ya que en esta caja de conexiones es donde se encuentra los elementos de protecciones eléctricas para todas las cadenas de paneles, como las protecciones contra descargas atmosféricas y seccionadores que son capaces de acoplar la energía proveniente de los paneles.

Se tiene que la caja combinadora se encontrara dispuesta al finalizar cada arreglo fotovoltaico, recordando que este elemento es donde se realizan las conexiones de los paralelos de cada string. La referencia de las cajas de conexiones será la siguiente:

CM19-11A10PDU-DM2

Con este serial de referencia queda especificada formalmente la caja de conexiones. Recordando lo descrito en la sección 3.6.1.7 se tiene los siguientes aspectos:

C: Series del producto de las caja de conexiones.

M: Carcasa de acero pintada.

19: Cantidad de cadenas de paneles obtenido en el sistema fotovoltaico.

11A: Clasificación de la corriente proveniente de una cadena de paneles.

10: El nivel de tensión que posee cada una de la cadenas de paneles.

P: Protección de fusible solo positivo.

D: Interruptor de desconexión.

U: La entrada de los cables provenientes de las cadenas de paneles entra por la parte inferior de la caja combinadora.

D: Dispositivo de protección contra descargas atmosférica con dispositivo remoto.

M2= Monitorización de los elementos de los elementos de la caja combinadora.

El panel solar posee un diodo de bypass como sistema de protección, además se cuenta con otro dispositivo de protección como es el fusible solo en el positivo de la cadena de paneles como lo establece la norma [26]. Por otra parte se tiene que la caja combinadora para el diseño de este proyecto contara con acceso remoto el cual se comunicara con la caseta de operación de la planta fotovoltaica ubicada dentro la subestación eléctrica para dar información detallada sobre todos los elementos que la componen.

Es de suma importancia tener la vigilancia de todos los elementos que componen el sistema fotovoltaico ya que de no ser así la planta solar estará supeditada al momento de una falla de cualquiera naturaleza, al mal funcionamiento y esto ocasionara la pérdida de un bloque de energía, donde los operadores de la planta deberán realizar un constante monitoreo por la planta para chequear el monitoreo de los equipos.

El número de cajas que se necesitan son los siguientes:

$$\#_{\text{Cajas de conexiones por entrada al inversor}} = \#_{\text{cajas conexión}} * \#_{\text{Arreglos fotovoltaicos}}$$

$$\#_{\text{Cajas de conexiones por entrada al inversor}} = 1 * 20 = 20$$

$$\#_{\text{Cajas de conexiones por inversor}} = 20 * 4 = 80$$

Finalmente se tiene que la planta fotovoltaica tiene 18 inversores por lo tanto, la cantidad de cajas de conexiones que se necesitan para el desarrollo de esta planta es:

$$\#_{\text{Cajas de conexiones}} = 80 * 18 = 1440$$

5.9 Nivel de radiación solar.

La radiación solar es uno de los aspectos fundamentales que se debe considerar al momento de desarrollar un proyecto fotovoltaico, recordando que los paneles requieren de la radiación solar para poder convertir esa energía proveniente del sol en energía eléctrica, por ende, se debe conocer la estimación de la radiación solar diaria en la zona de emplazamiento del proyecto fotovoltaico, para esto se investigó en la página del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH) [29]

La información sobre la radiación suministrada [29] es una recopilación de datos de los últimos 10 años, permitiendo así conocer el comportamiento histórico de ésta variable en la zona de interés para este estudio, lo cual contribuye a tener mayor exactitud al realizar el cálculo del ángulo óptimo deben poseer los arreglos fotovoltaicos.

Otro de los aspectos importantes con respecto a la radiación solar, es la hora solar pico, ya que este parámetro nos indica el número de horas diarias de luz solar; por otra parte, se tiene que este parámetro va a estar referido a la cantidad de horas donde la planta solar fotovoltaica suministrará a la red eléctrica nacional la potencia de 70MVA.

En [29] se consultaron los datos de la irradiación ($\frac{kWh}{m^2 * dia}$) para la ubicación geográfica de la planta fotovoltaica y estos datos fueron corroborados en la página de la NASA [39], resultando similares los datos obtenidos de ambas fuentes.

A continuación se mostrarán en la tabla 12 los datos referentes a la irradiación promedio mensual de los últimos 10 años.

Tabla 12. Promedio mensual de Irradiación con inclinación del panel de 0°.

Meses	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio Mensual de Irradiación ($\frac{W}{m^2}$)	6,73	6,19	6,10	5,14	4,94	4,64	5,41	5,30	5,12	5,17	5,52	6,00

En la tabla 12 se proporciona los niveles promedio mensuales de irradiación, recordando que este parámetro es directamente proporcional a las horas solar pico; se tiene que el mes más desfavorable es el mes de junio. Por otra parte, hay que destacar que la medición de esta irradiación se realizó con un nivel de inclinación de los paneles solares de 0°, es decir, la irradiación es directa.

En la siguiente tabla13, se presentarán los diferentes niveles de radiación para diversos ángulos de los paneles solares.

Tabla 13. Radiación difusa y directa ($\frac{kWh}{m^2*dia}$), ángulo de inclinación de los paneles.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Radiación Difusa	1,17	1,40	1,70	2,03	1,85	2,01	1,95	1,95	1,93	1,65	1,47	1,21
Radiación Directa	7,41	7,10	6,61	5,81	6,74	5,42	6,00	6,00	5,97	6,08	6,14	6,17
Inclinación 0°	6,15	6,46	6,39	6,32	6,47	5,81	6,45	6,39	6,17	6,00	5,58	5,73
Inclinación 10°	6,73	6,80	6,66	5,68	6,93	5,85	6,31	6,55	6,19	6,22	6,78	6,44
Inclinación 25°	7,21	7,00	6,95	5,11	5,82	5,93	6,78	6,71	6,68	6,46	6,57	6,96
Radiación Óptima	7,97	7,87	6,38	6,63	6,69	5,73	6,41	6,57	6,31	6,74	6,41	7,78
Ángulo Óptimo	39	27	15	5	17	27	13	6	8	22	34	41

En la tabla 13 se pueden observar los diferentes niveles de radiación para diversos grados de inclinación de los paneles. Debido a la posición geográfica de Venezuela, se tiene que el nivel de radiación solar posee un rango de valor entre 6–7 ($\frac{kWh}{m^2*dia}$) lo que hace muy factible el uso de la energía fotovoltaica, ya que la planta solar pudiese ubicarse en casi toda la extensión de terreno de Venezuela; sin embargo, para la selección del emplazamiento de un sistema fotovoltaico, debe de igual modo considerarse los niveles de radiación difusa y nubosidad, ya que son aspectos que influyen negativamente en el funcionamiento de los paneles solares.

Para la elección del grado de inclinación de los paneles se debe tomar en cuenta el mes menos favorable con respecto a la radiación promedio mensual, en este caso, esta condición ocurre en el mes de junio que corresponde a 5,42 ($\frac{kWh}{m^2*dia}$) y el ángulo óptimo para ese nivel de radiación es de 27° (Ver figura 15).

Por ende, se tiene finalmente que:

$$HSP = 5,42$$

$$\beta_{\text{óptimo}} = 27^\circ$$

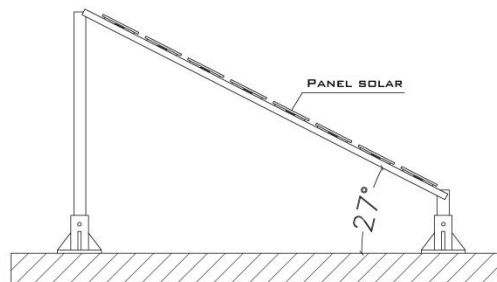


Figura 15. Estructura que sostiene los paneles solares y la inclinación respectiva.

5.9.1 Distancia entre paneles para evitar las sombras.

La distancia mínima entre los paneles para evitar el sombreado de un arreglo fotovoltaico sobre la siguiente, se realiza a partir de los siguientes cálculos (Ver sección 4.9):

$$X = Z * \cos(\theta) = 8 * \cos(27^\circ) = 7,12 \text{ m}$$

$$h = Z * \sin(\theta) = 8 * \sin(27^\circ) = 3,63 \text{ m}$$

Dónde:

X= Sombra proyectada en el suelo (m).

Z= 8 (m).

$\theta = 27^\circ$

Finalmente se tiene que:

$$d_{\text{Min}} = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{3,63}{\tan(61^\circ - 11,33^\circ)} = 3,08 \text{ m}$$

Esta distancia mínima de 3,08 metros, es la que se debe tener entre los arreglos fotovoltaicos, ya que si una cadena de paneles se ve afectada por la sombra esto afectara la producción de energía de las cadenas y por resultado la corriente que llega al inversor no será la misma que se diseñó en el sistema fotovoltaico.

5.10 Descripción de la subestación eléctrica.

En la propuesta del sistema fotovoltaico de interés para este estudio, se considerará una subestación de tipo elevadora, ya que el bloque de energía proveniente de la planta fotovoltaica posee un nivel de tensión de 34,5kV , el cual

llega a la subestación, y mediante el uso de un transformador, se logra elevar la tensión a niveles de transmisión.

Para determinar el nivel de tensión de transmisión de la subestación eléctrica, se debe calcular la corriente asociada a la potencia generada por la planta:

$$I_{69\text{ kV}} = \frac{70\text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69\text{ kV}} = 585,71\text{ A}$$

$$I_{115\text{ kV}} = \frac{70\text{ MVA}}{\sqrt{3} * 115\text{ kV}} = 351,43\text{ A}$$

El nivel de tensión de 115kV posee menor magnitud de corriente, por tanto, es recomendable seleccionar este nivel de tensión para la subestación. Otro aspecto relevante, es que aledaño al emplazamiento de la planta solar fotovoltaica, existen líneas de transmisión de 115kV, las cuales pertenecían a la empresa CADAFE, por lo cual, las subestaciones asociadas, se diseñaron utilizando la normativa CADAFE.

Una vez seleccionados los niveles de tensión de la subestación, debe determinarse el tipo de configuración que tendrá la misma.

Para este proyecto, se propone utilizar la topología de doble juego de barra con interruptor de acople para el lado de 34kV, ya que la ventaja principal de esta configuración es que ofrece la posibilidad de realizar mantenimiento sin interrumpir o colocar fuera de servicio la carga. Cuando se ejecuta el mantenimiento a un interruptor, se utiliza un bypass manual, cuya finalidad es realizar la transferencia de carga de la barra al interruptor al cual se le realizará el mantenimiento, a la otra barra; el bypass se controla a través del interruptor de acople, pasando éste a cumplir con la función de interruptor de salida.

La configuración de barra simple es la que se propone emplear en el lado de alta de los transformadores (115kV), por ser el modelo más simple y que requiere

menos componentes. Sin embargo, si se presenta una falla en la barra, existe la posibilidad de que se saque de servicio a todos los circuitos asociados a dicha barra.

Así mismo, la subestación debe contar con dos transformadores trifásicos de potencia nominal 70MVA, de los cuales, uno estará en funcionamiento, y el otro, actuará como respaldo, ya que al realizar labores de mantenimiento al transformador que se encuentre funcionando, se evita sacar de servicio la subestación.

Tanto los interruptores, como los seccionadores presentes en la subestación, debe soportar las tensiones nominales (34kV y 115kV) y a su vez, la corriente de carga, 1296A, producto de los 18 circuitos provenientes de los inversores de la planta fotovoltaica, ya que cada circuito posee 72A.

La subestación eléctrica debe contar con dispositivos de protección contra descargas atmosféricas. Existen dos tipos: externas e internas; las protecciones externas son las puntas franklin y los cables de guarda, que sirven como sistema de apantallamiento para todos los elementos de la subestación; las protecciones internas, son los descargadores que se ubican antes y después del transformador, actuando como respaldo de las protecciones externas, y además deben ser capaces de soportar la tensión nominal de trabajo del transformador.

A su vez, la subestación debe contar con servicios auxiliares, que están conformados por bancos de baterías DC, transformadores y servomotores que controlan la apertura y cierre de los seccionadores. Finalmente la subestación debe contar con un sistema de puesta a tierra para tener un mismo nivel equipotencial con todos los elementos de la subestación eléctrica.

Para la incorporación a la red eléctrica del bloque de energía generado por la planta fotovoltaica, es necesario considerar las siguientes premisas:

- La magnitud de la tensión, la secuencia y la frecuencia de salida de la subestación debe ser igual al nivel de tensión de transmisión en donde se incorporará la energía generada por el sistema fotovoltaico.
- La conexión en paralelo de los diferentes inversores del sistema fotovoltaico, no deben provocar perturbaciones en la red eléctrica. [40]
- El suministro de energía eléctrica proveniente del sistema solar fotovoltaico deberá interrumpirse automáticamente, de manera inmediata, en caso de existir ausencia de suministro desde la red de distribución o, si los valores de tensión y frecuencia de la red, no se encuentran dentro de los valores permitidos. [40]

5.10 Requerimiento de la puesta tierra del sistema fotovoltaico

La norma IEEE std 1374-1998 [41] establece que los módulos fotovoltaicos deben conectarse en un único punto a la estructura, a través de un conductor que no debe ser de un calibre menor a 10 AWG, luego de ese único punto se extiende un conductor no menor a 6 AWG hasta la malla.

Las barras como elementos del sistema de puesta a tierra para plantas fotovoltaicas no se ajustan a los requerimientos técnicos y esto se debe que todas las estructuras no estarán al mismo nivel equipotencial, porque no existe manera de acoplar todas las barras a un mismo punto.

En la sección 3.6.8 se establece el diseño de un sistema de puesta a tierra utilizando una malla reticulada en toda el área del planta fotovoltaica a una profundidad de 0,75 m, esta propuesta garantiza que todas las estructuras metálicas estén a un mismo nivel equipotencial y asegura que al momento de una falla existente en algún dispositivo se drene correctamente a tierra.

Para esta propuesta se tienen tres valores de resistividad del suelo con el fin de obtener tres casos de estudio hipotéticos y así poder tener una referencia de la resistencia que debe poseer el sistema puesta a tierra. Por otra parte se tiene que el conductor 2/0 es el mínimo con el cual se puede trabajar, el conductor puede ser de mayor calibre y eso va a depender del requerimiento de los equipos asociados a planta. La expresión matemática que modela la malla reticulada es [28]:

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left[1 + \frac{1}{\left(1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}} \right)} \right] \right]$$

El primer valor de resistividad del suelo será:

$$\rho = 900 \, \Omega \cdot m$$

$$L_T = 12426,42 \, m$$

$$A = 758547,90 \, m^2$$

$$h = 0,75 \, m$$

$$R_g = 900 * \left[\frac{1}{12426,42} + \frac{1}{\sqrt{20 * 758547,90}} * \left[1 + \frac{1}{\left(1 + 0,75 * \sqrt{\frac{20}{758547,90}} \right)} \right] \right]$$

$$R_g = 0,53 \, \Omega/m$$

Ahora se supone que la resistividad del suelo es:

$$\rho = 600 \, \Omega \cdot m$$

$$R_g = 600 * \left[\frac{1}{12426,42} + \frac{1}{\sqrt{20 * 758547,90}} * \left[1 + \frac{1}{\left(1 + 0,75 * \sqrt{\frac{20}{758547,90}} \right)} \right] \right]$$

$$R_g = 0,35 \, \Omega/\text{m}$$

Finalmente se tiene el último valor de resistividad del suelo:

$$\rho = 400 \, \Omega * \text{m}$$

$$R_g = 400 * \left[\frac{1}{12426,42} + \frac{1}{\sqrt{20 * 758547,90}} * \left[1 + \frac{1}{\left(1 + 0,75 * \sqrt{\frac{20}{758547,90}} \right)} \right] \right]$$

$$R_{\text{SPT}} = 0,24 \, \Omega/\text{m}$$

En el siguiente cuadro se presenta las diferentes resistencias para distintas resistividades del suelo.

Tabla 14. Resistencia de puesta a tierra a diferente nivel de resistividad de resistividad del suelo.

$\rho = 900 \, \Omega * \text{m}$	$\rho = 600 \, \Omega * \text{m}$	$\rho = 400 \, \Omega * \text{m}$
$R_g = 0,53$	$R_g = 0,35$	$R_g = 0,24$

De la tabla 14 se puede inferir el beneficio de tener una gran extensión de terreno, a mayor distancia el conductor seleccionado menor va a ser la resistencia asociada al sistema de puesta tierra, lo que garantiza el perfecto funcionamiento al sistema propuesto.

Todos los componentes del sistema fotovoltaico deben tener asociado un valor específico de puesta tierra, sin embargo en la indagación los fabricantes de los componentes no especifican dicho valor de puesta tierra.

Para poder validar la resistencia de puesta tierra del sistema fotovoltaico obtenida se compara con valores de puesta tierra que establece la normativa internacional IEEE 142 “Libro Verde” [35], los valores establecidos por la normativa son los siguientes:

- Para grandes subestaciones, estaciones de generación y línea de transmisión, el valor debe ser 1Ω .
- Para subestaciones de plantas industriales, edificios y grandes instalaciones comerciales, el valor debe ser 1 y 5Ω .
- Para un electrodo simple, el valor de 25Ω .

La planta fotovoltaica es un sistema de generación de energía eléctrica, el cual para la normativa internacional se estaría considerando el valor de 1Ω para el valor de puesta tierra.

Comparando con los resultados obtenidos en la tabla 14, se puede validar que el sistema de puesta a tierra propuesto se adapta perfectamente a los requerimientos de la planta fotovoltaica.

5.14 Requerimiento del sistema contra descargas atmosféricas.

En recomendación con la normativa [42], se dispondrán descargadores de sobretensión para proteger a la instalación de sobretensiones transitorias, que se originan fundamentalmente, como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones en redes eléctricas y defectos en las mismas.

La protección interna de una instalación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias se suele realizar colocando descargadores de sobretensiones entre los elementos de la instalación que pueden ser susceptibles a la sobretensión y al punto de salida del mismo que estará conectada a la puesta a tierra de la instalación.

En el sistema fotovoltaico obtenido, los descargadores de sobretensiones, en este caso, varistores de óxido de zinc, se ubicarán como lo propone la normativa IEC 61643-11 [42], ubicándose dentro de la caja combinadora, protegiendo así, a los arreglos fotovoltaicos de posibles descargas atmosféricas y limitando el excesivo paso de corriente hacia la entrada del inversor. Por otro lado los inversores centralizados poseen un conjunto de descargadores tanto en el tramo de corriente continua (DC) como en el tramo de corriente alterna (AC).

El dimensionamiento de los descargadores se debe elegir de manera que su tensión soportada e impulso no sean inferiores a la tensión soportada de 2,5kV, según lo establecido en la normativa internacional. [42]

En la sección 5.7.2 se tiene cálculo de la tensión máxima que corresponde a 1064, 76 V y se elegirá el descargador de sobretensión modelo DG-PV-1500 que posee las siguientes características:

- Máximo voltaje (V_{oc}): 1500 V
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 20 kA
- Tiempo de respuesta (t_a): $\leq 25\text{ns}$
- Temperatura de operación (T_o): -40°C ; 80°C
- Sección transversal: 35mm^2

Cada arreglo fotovoltaico llevará su descargador de sobretensiones, protegiendo de posibles descargas atmosféricas a los paneles solares, en la estructura de soporte, o en el propio conductor.

5.12 Cómputo de equipos y materiales requeridos

A continuación se presenta un resumen de las características y cantidades de los materiales y equipos requeridos por planta solar fotovoltaica.

Tabla 15. Listado de cálculos métricos y equipos eléctricos.

Equipo	Descripción	Cantidad
Panel Solar	Marca: Rec Twinpeak Modelo: 2S72 P_{nom} :350 W V_{nom} :38,9 V I_{nom} : 9 A V_{oc} : 46,7 V I_{sc} :9,40 A	228.942
Caja combinadora	Fusibles: 10 x 38mm Fusible: NH Seccionador Descargador de Sobretenión	1440
Fusible (10 x 38 mm)	V_{nom} : 1000 V I_{nom} : 15 A I_{corte} : 20 kA	11.520
Fusible NH	V_{nom} : 1000 V I_{nom} : 200 A I_{corte} : 20 kA	2.880
Seccionador	V_{nom} : 1000 V I_{nom} : 200 A I_{corte} : 20 kA	1.440
Descargador de	V_{nom} : 1500 V I_{sc} : 10 kA	1.440

sobretensiones	Idescarga: 10 kA	
Estructura de soporte del arreglo de panel solar		1.440
Inversor	V _{nom} : 580-825 V _{DC} V _{max} : 1000 V _{DC} I _{nom} : 7600 A	18
Conductor ZZ-F (1,5 mm ²)	Conductor eléctrico de los paneles a la caja combinadora.	516.960 mts
Conductor XZ1FA3Z-K (120 mm ²)	Conductor eléctrico de la caja combinadora a la entrada del inversor.	203.544 mts
Conductor HERSATENE CLASS RH5Z1 (50 mm ²)	Conductor eléctrico del inversor hasta la subestación eléctrica.	11953 mts
Cable 2/0	Conductor para el sistema de puesta tierra.	12426,42 mts.

5.16 Estudio de factibilidad

El sistema eléctrico nacional se ha visto afectado en los últimos años, debido al incremento de la demanda de energía eléctrica existente en el país. Esto ha ocasionado crisis en el suministro eléctrico, como las experimentadas en el año 2012 y 2016, consecuencia de que las centrales de generación termoeléctrica e hidráulica, que ya se encuentran instaladas y en funcionamiento, no son suficientes para satisfacer las necesidades de consumo energético en Venezuela.

Esta premisa lleva a plantear la necesidad de la incorporación de nuevos bloques de energía eléctrica a la red, sin embargo, con este estudio, se plantea el aprovechamiento del favorable nivel de radiación solar presente en Venezuela, para su transformación en energía eléctrica, mediante una planta solar fotovoltaica de 70MVA.

Como punto de comparación se tomarán las características de un sistema de generación termoeléctrica, respecto a las que ofrece un sistema solar fotovoltaico, para analizar los aspectos que brindan los mismos.

Tabla 16. Comparación entre dos sistemas de generación de energía eléctrica.

	Sistema solar fotovoltaico	Sistema termoeléctrico
Fuente de energía	El sol	Combustible fósil
Impacto ambiental	Genera energía no contaminante	Emite gases contaminantes al ambiente
Mantenimiento	Los paneles solares requieren poco mantenimiento	Las turbinas requieren mantenimiento periódico.
	El mantenimiento general no tiene que ser constante y no exige que se detenga la generación	Requieren un constante mantenimiento, para el cual, es necesario detener la generación de energía eléctrica
Tiempo de generación de energía	Genera energía para producir electricidad solo en el tiempo de irradiación solar	Genera energía para producir electricidad durante todo el día
Espacio físico	Se necesitan grandes extensiones de terreno para la instalación del sistema fotovoltaico	Se necesita poca extensión de terreno
Vida útil	25- 40 años	20- 30 años
Inversión económica inicial	elevada para colocar en funcionamiento este tipo de sistema	La inversión inicial no es tan elevada.

Inversión sostenida de recurso	No existe de una inversión fija mensual para generar la energía	Al depender del empleo de diesel, presenta una inversión fija mensual, asociado al costo de este combustible
---------------------------------------	---	--

Como se observa en la tabla 16, la implementación de un sistema de esta naturaleza, requiere de grandes extensiones de terreno disponibles para este fin, lo cual, en muchas ocasiones, compromete el ambiente del entorno natural de la zona; sin embargo, Venezuela dispone de diversos espacios donde sería posible la ejecución de un proyecto fotovoltaico. Para este estudio se seleccionó como emplazamiento, el Municipio La Guajira, ubicado en el Estado Zulia, ya que se determinó que cuenta con niveles de irradiancia y temperatura favorables, además de no ser perjudicial para las reservas naturales aledañas a la zona, y no presentar mayores implicaciones ambientales y forestales.

Por tratarse de un sistema de 70MVA, genera e incorpora un bloque importante de energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que contribuye a mejorar en gran medida la demanda eléctrica nacional y a su vez, favorece al desarrollo e implementación de nuevas fuentes de energía renovable, apuntando a contribuir significativamente en la preservación del medioambiente, disminuyendo la emisión de gases contaminantes producto de las plantas tradicionales de generación de energía eléctrica.

Por otra parte es importante tomar en cuenta que la planta de generación una vez finalizada la obra no tenga costos asociados para poder generar energía eléctrica, es decir, la planta no dependa de un elemento fijo para producir energía, por ejemplo la planta termoeléctrica depende de un combustible fósil lo cual genera un incremento en la inversión ocasionando gastos operativo en la planta. Caso contrario resulta en una planta fotovoltaica donde se trabaja directamente con la energía proveniente del

sol, lo cual es beneficioso para la planta ya que no existe un costo asociado para producir energía.

Una vez presentadas las características de cada sistema, también es importante resaltar que en los últimos años se han realizado grandes esfuerzos a nivel mundial por contribuir a la generación de energía eléctrica limpia, es decir, generar energía eléctrica aprovechando las fuentes de energía renovable disponibles en cada región.

Específicamente en Suramérica, países como Chile, han invertido en la generación de grandes bloques de energía incorporados a la red eléctrica, a partir de la utilización de sistemas solares fotovoltaicos.

Tomando en consideración lo expuesto anteriormente, se considera la generación de energía eléctrica, mediante el uso de un sistema solar fotovoltaico de 70 MVA.

Venezuela requiere de puntos de generación de energía eléctrica para poder satisfacer la demanda debido al crecimiento del desarrollo de país, es por esto que se necesita invertir para lograr tal objetivo.

Por lo tanto la implementación de una planta fotovoltaica en Venezuela es factible ya que cumple con las características más importantes de un sistema fotovoltaico como lo es la irradiación, terreno e inversión. Además otro aspecto a considerar es la sostenibilidad técnica de un sistema fotovoltaico en donde la vida útil de los equipos va en un rango de 25- 40 años y se puede extender si logra un mantenimiento de la planta constante.

CONCLUSIONES

Se propone ubicar la planta fotovoltaica en la zona El Cardonal, del Municipio de La Guajira, en el Estado Zulia, donde se registra una temperatura mínima 20,8 °C y temperatura máxima 39,3°C; la irradiación solar en este lugar corresponde a 5,42 ($\frac{kWh}{m^2 * día}$) en el mes menos favorable. Este aspecto es de gran relevancia en un sistema fotovoltaico ya que de esto depende el ángulo de inclinación de los paneles solares y las horas solares pico. La planta fotovoltaica objeto de este estudio, puede incorporar a la red eléctrica nacional 70MVA, con un aproximado de 5,42 horas al día con un ángulo de inclinación de 27°

Se seleccionaron paneles policristalinos para el diseño de la planta y se compararon las características de: potencia nominal, tensión nominal, corriente nominal, tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito, entre paneles solares de distintos fabricantes. Se eligieron los paneles del fabricante Rec Twinpeak, ya que poseen la mayor tensión de circuito abierto referida la temperatura ambiente mínima registrada en un año en la zona El Cardonal; se tomó esta temperatura, debido a que, según la curva corriente vs tensión a diferentes niveles de temperatura, los paneles entregan mayor tensión a menor temperatura. Otro aspecto que se consideró para la elección de estos paneles fue la potencia nominal, en este caso de 350W, por tanto, se necesita menor cantidad de paneles para satisfacer la potencia de diseño de 70MVA.

Dentro de un sistema fotovoltaico, los inversores son elementos de suma importancia, ya que son los encargados de convertir la corriente directa (DC) generada por los paneles solares, en corriente alterna (AC) para luego incorporarla a red eléctrica. Cada fabricante de inversores diseña de manera distinta la forma como

agrupa la entrada del bloque de energía proveniente de los paneles solares, es decir, se establecen un número de entradas donde se conectan las cajas combinadoras de la planta. Para este estudio se trabajó con un inversor centralizado de 4MVA, marca GPTECH, que posee 4 entradas DC, con capacidad de conectar 20 arreglos en cada una de las entradas DC del inversor, y cuenta con un transformador de 4300kVA y 34,5kV de salida. Se consideró la elección de este inversor, ya que al tener un número significativo de entradas y una potencia considerable, se reduce la cantidad de inversores a utilizar para entregar a la red la potencia de 70MVA.

Se consideró una subestación eléctrica elevadora. Esta subestación debe contar con dos transformadores de potencia trifásicos de 70 MVA 34,5/ 115kV; se contempló tener dos transformadores, ya que al momento de realizar mantenimiento a la subestación, se evita que salga de servicio toda la planta. Por otra parte, los interruptores y seccionadores, deberán soportar la corriente de carga 1296 A y un nivel de tensión 34,5kV o 115kV dependiendo de su ubicación en la subestación. Los descargadores deberán estar ubicados en los niveles de baja y alta tensión para brindar protección a los transformadores debido a descargas atmosféricas o sobretensiones por maniobra. Así mismo la subestación eléctrica cuenta con un sistema de puesta a tierra para proteger a los equipos de corrientes provenientes de las descargas atmosféricas o fallas eléctricas.

Todo sistema eléctrico requiere de un sistema puesta a tierra donde circula la corriente provenientes de fallas eléctricas y descargas atmosféricas; el sistema fotovoltaico no está exento de esto, por ello se diseñó una malla reticulada como sistema de puesta tierra conformado por un conductor de cobre desnudo, colocado a lo largo y ancho de la planta, con calibre 2/0, según lo establecido en la norma IEEE std. 80-2000. Por otro lado, todos los marcos de los paneles deben estar unidos a un mismo conductor y a un mismo punto de la estructura y éste, conectado al sistema de puesta a tierra, como lo indica la norma IEEE std. 1374-1998. También, las cajas combinadoras deben estar unidas al conductor desnudo, al igual que el módulo

centralizado del inversor. El sistema fotovoltaico debe contar con sistemas de protecciones contra descargas atmosféricas para proteger cada arreglo fotovoltaico y estos estarán ubicados dentro de la caja combinadora deben poseer una tensión crítica o permanente igual a la que proporciona el arreglo fotovoltaico cuando este opera en circuito abierto. Por otra parte el inversor centralizado posee una protección contra descargas atmosféricas para el lado de corriente continua (DC) y corriente alterna (AC).

La incorporación de 70 MVA al sistema eléctrico nacional se realizó mediante una planta fotovoltaica ya que es factible como modelo de generación eléctrica. Por otra parte, Venezuela cumple con los requerimientos para estos tipos de sistemas como lo son la irradiación solar, grandes extensiones de terreno e inversión.

RECOMENDACIONES

Tras la realización de este estudio, se considera pertinente lo siguiente:

- Estudiar el comportamiento de la demanda eléctrica en La Guajira y evaluar la contribución de la incorporación de los 70MVA generados por la planta fotovoltaica.
- Buscar documentación de sistemas fotovoltaicos implementados en otros países, utilizando una estructura de seguimiento solar.
- Recopilar información relacionada con el sistema de puesta a tierra de cada componente del sistema fotovoltaico, ya que en el material técnico proporcionado por cada fabricante, no detallan éste aspecto.
- Realizar el estudio de las coordinaciones de protección para los elementos del sistema fotovoltaico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] (2015) Acciona Corporativo. [Online]. www.acciona.cl
- [2] Mendez Cuervo, Energía solar fotovoltaica, Tercera ed., 2008.
- [3] Oscar Perpiñan, Diseño de sistemas fotovoltaicos, Cuarta ed. España, Sevilla: SolarPraxis, 2012.
- [4] Odriozola Javier. (2016, Junio) [Online]. <https://www.energias-renovables.com>
- [5] (2017, Octubre) Inameh. [Online]. <http://www.inameh.gob.ve/web/>
- [6] Price Steve. (2017, Octubre) [Online]. <https://ciencia.nasa.gov/>
- [7] Liu Jordan, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. EEUU, 2000.
- [8] Jordan Liu, The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, tercera ed. Estados Unidos: ISIES, 2000.
- [9] Lorenzo E., Electricidad solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Madrid, España, 1994.
- [10] IEEE Std.1562, "Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems," 2008.
- [11] Romero Tomas, Energía solar fotovoltaica, primera ed. Barcelona, España, 2010.
- [12] IEC 60904, "Dispositivos fotovoltaicos," 2006.
- [13] Cristian GQ. Operated by Solar International Group Ltd. [Online]. <http://www.tamesol.com>

- [14] IEC 60529, "Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).", 2014.
- [15] Vallina Moro, Instalaciones solares fotovoltaicas. Madrid, España, 2010.
- [16] Leander Patricia. (2008) [Online]. <http://www.upsinchina.es/7-8-pv-array-combiner-box.html>
- [17] Conermex. [Online]. <http://www.conermex.com.mx>
- [18] UL 1741, "Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources," 2010.
- [19] ASTM A123: Standard Specification for Structural Steel Products., 2000.
- [20] ASTM A153: Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coatings (Hot-Dip)., 2000.
- [21] ASTM A780: Standard Practice for Repair of Damaged and Uncoated Areas of Hot-Dip., 2000.
- [22] ASTM A767: Standard Specification for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Bars for Concrete Reinforcement., 2000.
- [23] IEEE Std. 1574.1, "Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems / Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," p. 20, 2000.
- [24] IEEE Std. 62.41.2, "Practice on characterization of surges in low-voltage 1000V and less AC power circuits," p. 40, 2000.
- [25] UNE 21428-1:2017, "Transformadores trifásicos de distribución sumergidos en aceite, 50 Hz, de 25 kVA a 3 150 kVA con tensión más elevada para el material hasta 36 kV. Parte 1: Requisitos generales. Complemento nacional.," p. 35, 2017.
- [26] IEC 60269-9, "Low-Voltage Fuses," 2006.

- [27] YUDIS MARCELA MARCHENA SIERRA. Subestaciones Eléctrica. [Online]. <http://ymms1124.blogspot.com/2016/03/subestaciones.html>
- [28] IEEE Std. 80-2000, IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. Estados Unidos de América, 2000.
- [29] (2017) INAMEH. [Online]. <http://www.inameh.gob.ve/web/>
- [30] Perales Benito, "Guía del instalador de energías renovables ," Mexico , Manual de instalación de paneles solares 2006.
- [31] IEEE Std. 1562, Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems., 2007.
- [32] ITC-BT-22, "Guía Técnica de aplicación: Protección contra sobreintensidades," p. 3, Octubre 2005.
- [33] UNE- EN 60898-1, "Accesorios electricos. Interruptores automáticos para instalaciones Domesticas y analogas para la protección contra sobeintensidades ," Febrero 2004.
- [34] UNE 20-460-90, "Instalaciones eléctricas en edificios ," 1996.
- [35] IEEE Std. 142, "IEEE Recommended Practice for grounding of Industrial and Commercial Power Systems," 2007.
- [36] (2008) TecnoSol. [Online]. <http://tecnosolab.com/distancia-entre-filas-de-paneles-solares/>
- [37] Axialstructural. (2004) Axial Company. [Online]. <http://www.axialstructural.com>
- [38] IEC, 60269-9.
- [39] (2017) NASA. [Online]. <https://eosweb.larc.nasa.gov/>
- [40] ABB, "Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10. Plantas fotovoltaicas".
- [41] IEEE Std. 1374, "Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety,"

1998.

- [42] IEC 61643-11:2011, "Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión. Requisitos y métodos de ensayo.," Agosto 2011.
- [43] Lorenzo Eduardo, Electricidad solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos., Primera ed. España, Madrid: Madrid : Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, 1994.
- [44] Romero Tomas, Energía solar fotovoltaicas, primera ed. Barcelona, España, 2010.
- [45] Aljarafe Malrena, La energía solar y aplicaciones prácticas, Quinta ed. España, 2009.
- [46] Rashid Michael, Electrónica de potencia: circuitos, dispositivos y aplicaciones, Tercera ed. México: Pretince Hall, 2004.
- [47] Oliva Enrique, Transformadores de potencia, de medida y de protección , Séptima ed. España, 1972.
- [48] Ojeda Nerio, Diseño de Puesta a Tierra (Curso). Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2012.
- [49] (2004) ABB Solar. [Online]. <http://www04.abb.com>
- [50] Roberto Espinosa y Lara, *Sistemas de Distribución*. Mexico : Limusa, 1990.
- [51] Marí Carolina Hernández Marín, "Diseño de la subestación de conexión 115/ 34,5 kV de la ampliación de la refinería el Palito ," Universidad Simón Bolívar, Caracas, Tesis 2010.
- [52] IEC 60071-2, "Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.," p. 80, 2001.
- [53] S Ramírez, Redes de Distribución de Energía. Universidad de Colombia,

Colombia, 2004, 2004.

- [54] Energías Alternativas. [Online]. <http://energiasrh.blogspot.com/2015/03/un-medidor-electronico-de-energia-eem.html>

BIBLIOGRAFÍA

Antonio Colmenar Santos, “Diseño de Sistemas Fotovoltaico”

Apuntes. “La energía solar, aplicaciones prácticas”. Censolar. España

Colmenares Antonio, “Sistemas fotovoltaicos conectados a red, estándares y condiciones técnicas”, segunda ed. España, 2009

Concheiro Alonso, “Alternativas Energéticas”. Centr cultural Universitario, 1985

Jurado Francisco, “Generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a la red”, primera ed. España: Madrid, 2011

Garcia Martinez, “Electrónica de potencia”, cuarta ed. España: Madrid, 2012

Millman y Gabrel, “Microelectrónica”, segunda ed. Mexico, 2001

Roberto Espinosa y Lara, “Sistemas de Distribución”. Mexico : Limusa, 1990.

Romero Tomas, Energía solar fotovoltaicas, primera ed. Barcelona, España, 2010.

Ojeda Nerio, Diseño de Puesta a Tierra (Curso). Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2012.

Oliva Enrique, “Transformadores de potencia, de medida y de protección” , Septima ed. España, 1972.

Perales Benito, "Guía del instalador de energías renovables ," Mexico , Manual de instalación de paneles solares 2006.

Pujols Amado. “Sistema de energía fotovoltaica”, primera ed. Colombia: Cartagena, 2005

ANEXOS