



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS  
FOTOVOLTAICAS**

**Néstor Daniel Chicas Monroy**

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, noviembre de 2021



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS  
FOTOVOLTAICAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**NÉSTOR DANIEL CHICAS MONROY**

ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2021







## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha de 14 de octubre de 2019.

**Néstor Daniel Chicas Monroy**



Guatemala 17/07/2020.

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos

Coordinador de Potencia.

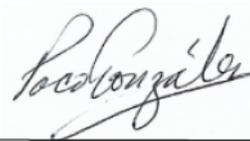
Fernando Alfredo Moscoso Lira.

Estimado Ingeniero:

Por este medio me dirijo a usted para notificarle que el estudiante: Néstor Daniel Chicas Monroy, con documento de Identificación Personal : 1648922812205, ha finalizado su trabajo de graduación titulado: "MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS; por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con los requisitos establecidos por tal fin doy por APROBADO, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo el estudiante y este asesor responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente.



---

Ingeniero Asesor: Francisco Javier González López.  
Ingeniero Electricista.  
Colegiado: 2364



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 25 de marzo de 2021

Ingeniero  
Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela de Ingeniero Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería USAC

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES  
ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS.**

del estudiante Néstor Daniel Chicas Monroy, habiendo cumplido con los requisitos establecido en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA



REF. EIME 118. 2021.

**El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; NÉSTOR DANIEL CHICAS MONROY titulado: MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS procede a la autorización del mismo.**

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 19 DE AGOSTO 2,021.





Decanato  
Facultad de Ingeniería  
24189101 - 24189102  
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

DTG. 642-2021

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **"MANUAL DE PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS PARA CENTRALES ELÉCTRICAS FOTOVOLTAICAS"**, presentado por el estudiante universitario: **Néstor Daniel Chicas Monroy**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Inga. Anabela Cordova Estrada  
Decana



Guatemala, noviembre de 2021

AACE/asga



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por darme sabiduría y perseverancia para culminar mis objetivos.
- Mis padres** Jorge Mario Chicas Tenas y Adela del Carmen Monroy de Chicas, por apoyarme y guiarme a lo largo de toda mi vida. Acompañándome siempre y dándome apoyo moral, amor, ejemplos y consejos, y ser la razón y la inspiración en la culminación de mi profesión.
- Mis amigos** Por pasar buenos momentos en la facultad de ingeniería y por brindarme el apoyo académico, como profesional para culminar mis metas satisfactoriamente y estar en buenos y en malos momentos.
- Mis hermanas** Carmen Marissa Francisca y Kriscia Lorena Chicas Monroy, por brindarme amor, apoyo, ayudarme cuando es necesario compartiendo las penas y las alegrías que da la vida y compartiendo también esta parte importante en mi vida como profesional.

**Mis maestros**

Por brindarme sus sabias enseñanzas y un apoyo académico, profesional que todo estudiante necesita para poder superarse y sabios consejos cuando se necesitaba.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de  
San Carlos de  
Guatemala**

Por ser la institución que me dio las bases y principios del conocimiento científico y ser parte de toda mi vida como profesional.

**Facultad de Ingeniería**

Por ser el ente superior en donde se pudo adquirir todo el saber y el aprecio que se tiene, a la escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica que hizo este proceso de mucha perseverancia.

**Mi asesor**

Ingeniero Francisco González por compartir su experiencia y su conocimiento sobre el tema y aceptar este reto.

**Todas las personas**

Al Ingeniero Oscar Núñez y el Ingeniero Fernando Moscoso Lira que me apoyaron con orientaciones y experiencia sobre las normativas y acuerdos legales sobre la temática desarrollada, al igual que la Empresa Horus por abrirme las puertas para el desarrollo de la investigación de campo.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	III
LISTA DE SÍMBOLOS.....	V
GLOSARIO.....	VII
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	XV
1. PRINCIPIOS DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	1
1.1. Funcionamiento de una celda solar .....	1
1.2. Diagrama de conexión. ....	6
1.3. Ecuaciones principales utilizadas para las células solares .....	11
1.4. Agrupamiento y conexión de los paneles solares. ....	14
1.5. ¿Qué es una Microred fotovoltaica? .....	16
1.6. Comportamiento de una central fotovoltaica que contiene sistemas de almacenamiento baterías.....	17
1.7. Medidores de demanda de energía solar .....	20
1.8. Cálculos aplicados a paneles solares .....	21
1.9. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....	26
2. NORMATIVOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA...29	
2.1. Procedimientos según Norma IEEE 1547.....	29
2.2. Propósitos de las Normativas IEEE1547 .....	36
2.3. Procedimientos de interconexión recurso renovable CNEE. ....	38
2.4. Procedimientos según Norma NTAUCT .....	42
2.5. Estudios de flujo de carga con simuladores.....	44

2.5.1.	Comportamiento de una central fotovoltaica en un sistema eléctrico de potencia .....	48
2.6.	Estudios corrientes armónicas.....	50
2.7.	Estudio y análisis de cortocircuito del sistema eléctrico de potencia. ....	54
2.8.	Estudios y análisis de estabilidad transitoria. ....	55
3.	<b>DISEÑO Y PROCEDIMIENTOS DE LAS CENTRALES FOTOVOLTAICAS</b> .....	59
3.1.	Diseño de paneles solares y celdas fotovoltaicas. ....	59
3.2.	Controladores del sistema.....	64
3.2.1.	Modos de operar el sistema fotovoltaico.....	67
3.2.2.	Procedimientos de ejecución y conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.....	70
3.2.3.	Modos de conexión del sistema fotovoltaico.....	71
3.3.	Procedimientos para la interconexión de un sistema fotovoltaico .....	74
3.4.	Esquemas de protección para sistemas fotovoltaicos. ....	77
3.5.	Modelos matemáticos para centrales eléctricas fotovoltaicas .....	81
3.5.1.	Modelo matemático de dos módulos en serie.....	83
3.5.2.	Modelado para n módulos solares. ....	85
3.6.	Aplicaciones de la energía solar en Guatemala .....	89
	CONCLUSIONES.....	93
	RECOMENDACIONES.....	95
	BIBLIOGRAFÍA.....	97
	APÉNDICE.....	101

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Panel solar.....	2
2.	Efecto fotoeléctrico.....	3
3.	Estructura del panel. ....	5
4.	Conexiones de un sistema fotovoltaico .....	6
5.	Paneles fotovoltaicos .....	7
6.	Banco de baterías .....	8
7.	Controlado o regulador de batería .....	9
8.	Inversor ac/dc.....	9
9.	Cargas a conectar de los sistemas fotovoltaicos .....	10
10.	Circuito equivalente de la unión p-n de la celda solar .....	11
11.	Configuraciones de paneles o celdas.....	15
12.	Características gráficas las configuraciones, componentes de una instalación solar fotovoltaica.....	15
13.	Sistema solar fotovoltaico conectado a red.....	16
14.	Contador o demandómetro eléctrico .....	20
15.	Pérdidas y eficiencias de un sistema fotovoltaico .....	23
16.	Características del panel fotovoltaico.....	25
17.	Diagrama de bloques aplicación Norma IEEE1547 .....	31
18.	Gráfica de irradiación y THD vs tiempo.....	53
19.	Configuración de paneles monofila o unifila .....	60
20.	configuración de paneles seguidores multifila.....	60
21.	Diagrama sistemas <i>string</i> de 20 paneles .....	62
22.	Diagrama sistemas seguidores multifila 28 <i>strings</i> .....	62

23.	Diagrama sistemas seguidores multifila 24 <i>strings</i> .....	63
24.	Diagrama sistemas seguidores multifila 20 <i>strings</i> .....	63
25.	Diagrama sistemas scada control de paneles .....	65
26.	Diagrama de interconexión de una central transformadora, sistema scada .....	65
27.	Gráfica de producción curva diaria en kilowatts vrs. tiempo .....	66
28.	Gráfica de irradiación solar a diferentes horarios (rad.vrs tiempo).....	66
29.	Diagrama unifilar del sector de planta solar horus I .....	72
30.	Diagrama unifilar del sector de planta solar horus II .....	73
31.	Diagrama unifilar subestación transformadora a 138 Kv .....	76
32.	Diagrama unifilar subestación transformadora a 138 Kv complemento .....	77
33.	Diagrama unifilar subestación transformadora a los loros .....	81
34.	Modelo para planteamiento matemático inversor .....	82
35.	Modelo par análisis de dos módulos en serie .....	83
36.	Mapa solar y eólico de guatemala .....	90
37.	Generadoras fotovoltaicas en operación .....	90
38.	Generación eléctrica por tipo de combustible del SIN en % .....	91

## TABLAS

I.	Propósitos de las Normativas IEEE1547 .....	36
II.	Diferentes tipos de mantenimiento.....	68

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>°C</b>	Grados centígrados
<b>Kw</b>	Kilowatts
<b>Kwh</b>	Kilowatts-hora
<b>m<sup>2</sup></b>	Metro cuadrado
<b>Q</b>	Quetzales
<b>u</b>	Unidad
<b>Wp</b>	Vatios pico
<b>W</b>	<i>Watts</i>



## GLOSARIO

<b>Amperímetro</b>	Dispositivo que se utiliza para la medición de corriente alterna y directa.
<b>Aluminio anodizado</b>	Se denomina al proceso electrolítico de pasivación, utilizado para incrementar el espesor de la capa natural de óxido y a superficie de piezas metálicas.
<b>Arreglo</b>	Modo de conexión de los paneles solares
<b>Batería</b>	Dispositivo electroquímico que se utiliza para almacenar energía eléctrica
<b>Celda fotovoltaica</b>	Dispositivo que permite transformar energía lumínica (fotones) en energía eléctrica.
<b>Capacidad</b>	Cantidad de electricidad que puede lograr una descarga completa del acumulador, partiendo del estado de plena carga.
<b>Carga eléctrica</b>	Propiedad física, intrínseca de algunas partículas subatómicas que se manifiestan por medio de fuerzas de atracción o repulsión.

<b>Demanda</b>	Las sumas de todas las potencias de placa de los artefactos de consumo dependientes del sistema de distribución de energía eléctrica.
<b>Estanco</b>	Parte de la célula solar en donde el agua residual de, queda acumulada debido a lluvias.
<b>Fotón</b>	Partícula mínima de energía luminosa o de otra energía que se produce, se transmite y se absorbe.
<b>Generador solar</b>	Dispositivo que aprovecha la energía del sol o el calor para generar energía eléctrica.
<b>Inversir</b>	Dispositivo que aprovecha la enería de C.C. a C.A. o viceversa.
<b>Irradiación</b>	Intensidad de flujo solar que incide en determinada región.
<b>Luminancia</b>	Resultado que se obtiene al dividir la intensidad luminosa de una superficie entre su área aparente para un observador alejado de ella.
<b>Microred</b>	Sistema que interconecta cargas eléctricas y fuentes de generación, distribución y que puede actuar en la conexión en el sistema eléctrico.
<b>Módulo PV</b>	Película delgada que recubre las celdas solares o la parte captadora del sol.

<b>Radiación</b>	Cantidad de energía procedente del sol, medida de la superficie por unidad de tiempo.
<b>Regulador de tensión</b>	Dispositivo electrónico diseñado para mantener un nivel de tensión constante.
<b>Reflexión</b>	Es el cambio de dirección de una onda que al entrar en contacto con la superficie de separación entre dos medios cambiantes, regresa al medio que lo originó.
<b>Refracción</b>	Cambio de dirección de un rayo de luz u otra radiación que se produce al pasar oblicuamente de un medio a otro a distinta densidad.
<b>Topología</b>	Ciencia que estudia los razonamientos matemáticos, prescindiendo de los significados correctos.
<b>Tedlar</b>	Fotopolímero semicristalino utilizado principalmente en los recubrimientos interiores de los módulos fotovoltaicos.
<b>Voltímetro</b>	Dispositivo electrónico con el cual se mide el potencial de un circuito en dos puntos distintos y marca lectura de acuerdo a parámetros.



## RESUMEN

El presente trabajo de graduación es un manual técnico de centrales eléctrica fotovoltaicas, detalla de manera ordenada los procesos de interconexión en el que se definen diferentes términos en cuanto a las normativas, parámetros y requisitos mínimos para explicar el comportamiento que pueden llegarse a presentar y las acciones que se deben tomar para la puesta en marcha y operación de acuerdo a la documentación antes mencionada.

En la fase uno se desarrollaron las bases y principios fundamentales por el cual funciona la energía solar fotovoltaica, estudiando a grandes rasgos los diferentes componentes que lo conforman, tanto para grandes centrales fotovoltaicas como para los sistemas autónomos aislados.

En la fase dos se elaboró un análisis de los procedimientos y propósitos de las normativas asociadas como IEEE1547 en diferentes versiones, NTGDR, NTAUCT, también se hace referencia a los procedimientos de este tipo de centrales según los reglamentos de la Ley General de Electricidad.

En la fase tres se analizaron los procedimientos prácticos y de maniobra que se utilizan en las centrales fotovoltaicas, también se estudian las diferentes configuraciones de inversores y las expresiones matemáticas que los modelan como los sistemas de lazo cerrado, se verifican los diagramas unifilares de la central solar Horus I y II para explicar los procesos técnicos que se realizan en el control, operación y la conexión que se tiene en el sistema interconectado.

Para finalizar en la parte de agregados y anexos se adjunta un modelo de manual de instalación de centrales eléctricas y los cálculos que se aplican en el diseño de las mismas.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Elaborar un manual técnico de procedimientos de instalación puesta en marcha, operación y mantenimiento de las centrales eléctricas fotovoltaicas.

### **Específicos**

1. Conocer las normativas asociadas sobre la generación fotovoltaica y como se pueden aplicar en este tipo de alternativa energética.
2. Analizar los diferentes procedimientos para instalar los elementos que componen una central fotovoltaica
3. Comprender el uso de energía fotovoltaica y la aplicación que se tiene en el medio guatemalteco.
4. Interpretar los modelos matemáticos y aplicarlos en el medio técnico de generación solar.



## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de graduación pretende estudiar los conceptos básicos, complejos y las maneras de cómo aprovechar la utilización de la energía solar y sus respectivas aplicaciones, se verifica el funcionamiento y los principios de este tipo de generación eléctrica.

Se investigará acerca de cómo tener una mejor eficiencia acerca de la energía solar como aprovecharla de mejor manera con un manual de procedimientos técnicos que aplican las diferentes formas de poder estudiar el comportamiento del tipo de energía, como parte de la propuesta se tomará en cuenta en futuros campos de aplicación para el desarrollo en este tipo de alternativa energética.

En las últimas décadas, en el estudio del campo de la ingeniería eléctrica se ha desarrollado en la energía fotovoltaica como una alternativa económicamente muy viable y de protección al medio ambiente por el aprovechamiento del recurso que es prácticamente continuo ya que todos los días tenemos iluminación natural debido a la luz del sol.

Finalmente se mostrará un documento que contenga todos los procedimientos atados a normativas tanto nacionales e internacionales de cómo instalar y operar de manera correcta las plantas fotovoltaicas, así como criterios de diseño e instalación.



# 1. PRINCIPIOS DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

## 1.1. Funcionamiento de una celda solar

Es posible convertir energía solar en energía eléctrica, por un proceso fotovoltaico, esta tecnología está basada en semiconductores (foto=luz, voltaico=voltaje), que convierte energía proveniente de la luz solar directamente en corriente eléctrica, que se puede usar ya sea de forma inmediata o almacenada en una batería para su posterior uso, el efecto fotovoltaico o fotoeléctrico se puede observar en la figura 2.

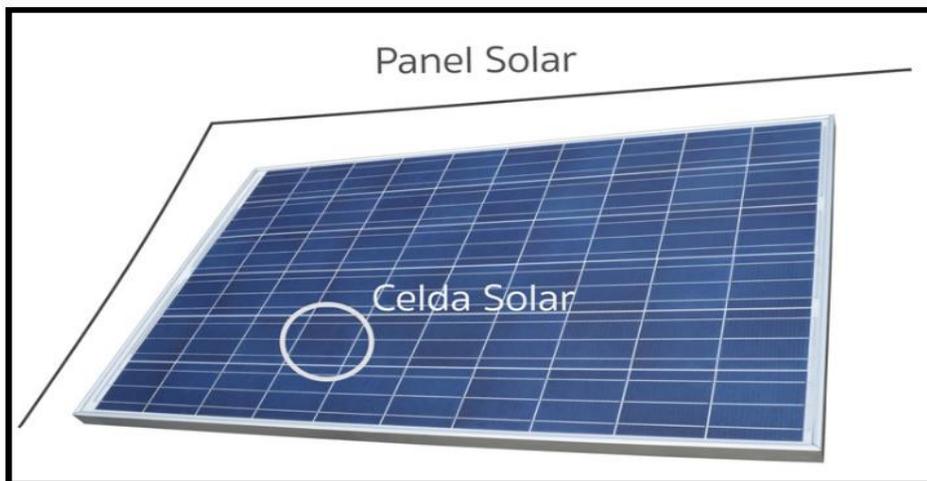
Los dispositivos para conversión de la energía que se usan para convertir la luz solar en electricidad por efecto fotovoltaico, son conocidos como celdas solares a continuación se muestra en la figura 1 la celda solar, este es un dispositivo transductor que convierte la energía radiante del sol directamente en electricidad y es básicamente un diodo, semiconductor capaz de desarrollar un voltaje de 0,5 volts-1,0 volts y una densidad de corriente 20-40 mA /cm<sup>2</sup> dependiendo de los materiales usados y de las condiciones de la luz solar.

El efecto fotoeléctrico se puede observar en forma natural en una variedad de materiales, pero los que tienen un mejor desempeño en la luz solar son los semiconductores ya que estos tienen la propiedad que cuando inciden los fotones del sol estos absorbidos en un semiconductor, se crean electrones libres (y agujeros) con energías más altas que los electrones que proporcionan la vinculación en la base de cristal. Una vez que estos pares de huecos o agujeros de electrones libres son creados, debe de haber un campo eléctrico para inducir estos electrones de energías más altas a fluir fuera del

semiconductor para desarrollar un trabajo útil. En una celda solar típica eso se puede hacer mediante el uso de uniones p-n. Es sabido que sin un campo eléctrico existe a través de una unión p-n, este campo recoge a los electrones en una dirección y a los agujeros en otra.

Las celdas fotovoltaicas están hechas de materiales, usualmente silicio, para las celdas solares se tiene una especie de obleas delgadas de semiconductor especialmente tratadas para formar un campo eléctrico positivo de un lado y negativo de otro. En la figura 3 se muestran las diferentes capas que lo componen.

Figura 1. **Panel solar**

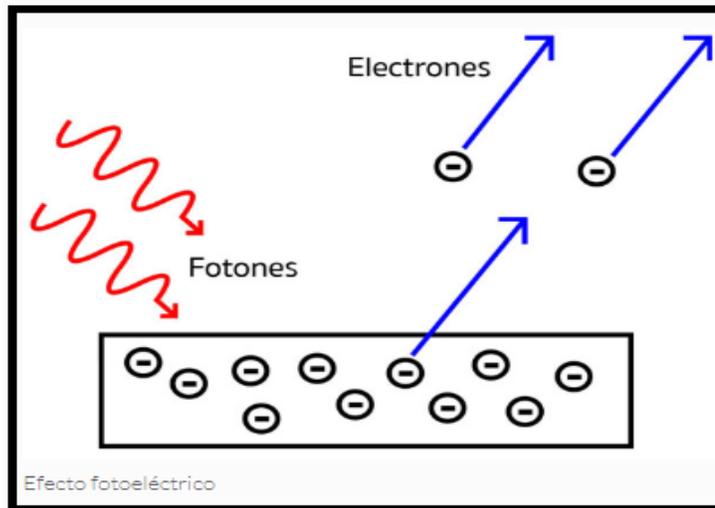


Fuente: Iluminet. *Panel solar*. [www.iluminet.com](http://www.iluminet.com). Consulta: 26 de octubre de 2019.

La corriente producida por la celda fotovoltaica directa, la cual se puede convertir cuando es necesario en corriente alterna con la ayuda de un equipo apropiado (inversor). La principal diferencia entre el sistema fotovoltaico y otros equipos de energía solar es que el fotovoltaico usa la energía del sol directamente en la forma de luz, en tanto que otras tecnologías solares usan el calor del sol; las celdas fotovoltaicas tienen un mantenimiento bajo y una larga vida útil, no tienen partes en movimiento y sus componentes son de electrónica del estado sólido, esto hace

posible usar los sistemas fotovoltaicos en sitios remotos en donde los recursos son escasos.<sup>1</sup>

Figura 2. **Efecto fotoeléctrico**



Fuente: Iluminet. *Efecto fotoeléctrico*. [www.iluminet.com](http://www.iluminet.com). Consulta: 26 de octubre de 2019.

En general el costo de la energía fotovoltaica es relativamente alto, sin importar que existan ciertas aplicaciones para las cuales la tecnología es más barata y que en ciertos casos esta tecnología es preferida sobre otras debido a sus beneficios de mínimo impacto ambiental para generar electricidad sin contaminar el ambiente o producir ruido.<sup>2</sup>

Los sistemas fotovoltaicos se pueden combinar con otros tipos de sistemas eléctricos para satisfacer la demanda por ejemplo el viento, hidráulico o diesel.

<sup>1</sup> GALARZA VARALEZO, Gyovanny. *Implementación de energía solar y estudio de energía eólica en el puerto de Roma*. p. 25.

<sup>2</sup> HARPER, Gilberto Enrique. *Energy manager*. [e-management.mx/electricidad-desde-el-sol/](http://e-management.mx/electricidad-desde-el-sol/). Consulta: enero de 2021.

“Se ha desarrollado una investigación sustancial y esfuerzos para desarrollar en todo el mundo amplias bases para mejorar la viabilidad de la generación de energía eléctrica fotovoltaica y se ha incrementado el uso de unidades fotovoltaicas de pequeña potencia (en tamaños que varían desde unos pocos *watts* hasta unos pocos Kw) para uso local”.<sup>3</sup>

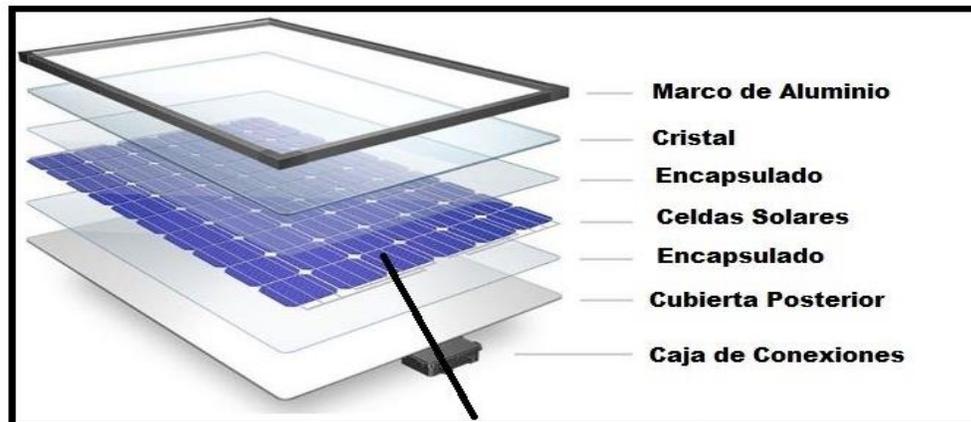
Dentro de un panel solar común se puede encontrar diferentes capas que lo conforman y son detalladas en la figura 3.

- Cubierta de vidrio templado.
- Varias subcapas de material encapsulante que protege las células; ya que tienen una alta transmisión de la radiación y una baja degradabilidad a lo largo del tiempo.
- Celdas fotovoltaicas
- Cubiertas posteriores de tedlar o vidrio generalmente opacas y de color claro para reflejar la luz que traspasó las celdas. Esto hace que la luz regrese al frente del panel y que pase de nuevo por las celdas hasta ser absorbida.
- Un marco de acero inoxidable o aluminio anodizado que sujeta el conjunto.”

---

<sup>3</sup> Iluminet. *Cómo funcionan las celdas fotovoltaicas*. [www.iluminet.com](http://www.iluminet.com). p. 50.

Figura 3. Estructura del panel



Fuente: iluminet. *Estructura del panel*. [www.iluminet.com](http://www.iluminet.com). Consulta: 26 de octubre de 2019.

Como se puede observar en la figura 3, en los paneles solares llevan un cristal con un marco de aluminio que tiene la misión de proteger las celdas solares de los agentes atmosféricos. Esta superficie debe ser antirreflexiva y antiadherente para que no se quede pegada la suciedad.

Ahora se diferencian las características de estos paneles o placas, algo importante, cuando se tenga que elegir los paneles para nuestra instalación solar fotovoltaica.

Aunque no es una parte propia del panel, si se quiere hablar de los conectores para unir los cables de la instalación a los paneles. Tienen que ser estancos, con protección contra el agua y la humedad y también protegidos contra desconexiones accidentales.<sup>4</sup>

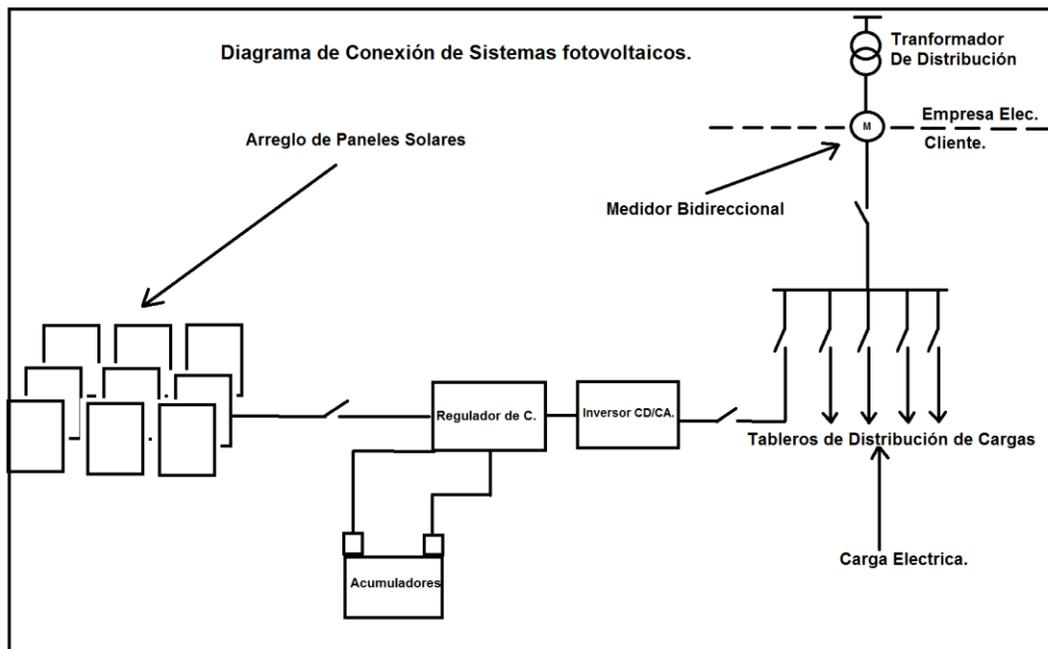
---

<sup>4</sup> *Energía fotovoltaica*. [Tecnologiav.wordpress.com/2019/24/paneles-solares/](http://Tecnologiav.wordpress.com/2019/24/paneles-solares/). Consulta: enero de 2021.

## 1.2. Diagrama de conexión

En la figura 4 se puede observar el diagrama de conexión.

Figura 4. **Conexiones de un sistema fotovoltaico**

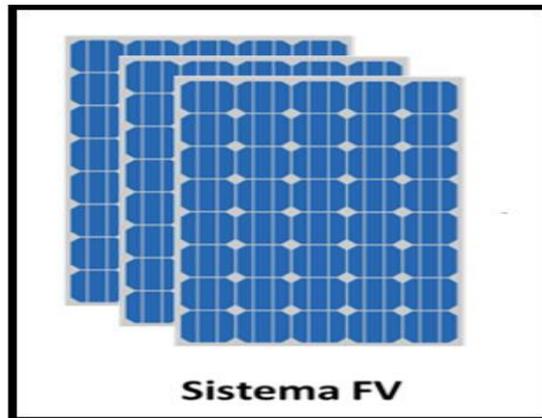


Fuente: Central de generación fotovoltaica. *Conexiones de un sistema fotovoltaico*. Consulta 31 de octubre de 2019.

En la figura 4 se muestra un sistema de generación fotovoltaico básico consta de las siguientes partes a explicar:

Un generador solar compuesto, compuesto por un conjunto de paneles fotovoltaicos que captan la radiación luminosa solar procedente del sol y la transforma en corriente continua a baja tensión, como se muestra en la figura cinco.

Figura 5. **Paneles fotovoltaicos**



Fuente: *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia.*  
[http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro\\_download.pdf](http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf). Consulta: 31 de octubre de 2019.

“Un acumulador que almacena la energía producida por el generador y permite disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz o noche o días nublados, como se muestra en la figura 6”.<sup>5</sup>

Para efectos de mantenimiento de los acumuladores o baterías se tiene que verificar que el nivel de electrolito, tenga los límites deseados. Se recomienda que dicho líquido cubra totalmente las placas entre 10 y 12 mm, por encima del borde superior, hay que limpiar la cubierta superior de la batería con grasa antioxidante.

---

<sup>5</sup> BROCKERING CH, Walter; PALMA, Rodrigo. *Atrapando el Sol en los sistemas eléctricos de potencia.* p. 15.

Figura 6. **Banco de baterías**



Fuente: *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia, sección sistemas fotovoltaicos. Banco de baterías.* [http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro\\_download.pdf](http://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf). Consulta 31 de octubre de 2019.

Un regulador de carga, cuya misión es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, que le produciría daños irreversibles; y asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto máximo de eficiencia, como se muestra en descripción en la figura siete.

El sistema de control o regulador de carga opera detectando continuamente el punto de máxima potencia de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos para mejorar el rendimiento de la instalación, el punto de máxima potencia es variable, depende de los diferentes factores ambientales, como pueden ser las variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de temperatura de los paneles. La sensibilidad del circuito alrededor del regulador del punto de máxima es de 300 *watts* y el tiempo de respuesta en la búsqueda del nuevo punto oscila entre 2 y 10 segundos.

Figura 7. **Controlador o regulador de batería**



Fuente: *Controlado o regulador de batería.* <https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/>.  
Consulta 31 de octubre de 2019.

Figura 8. **Inversor ac/dc**



Fuente: *Inversor ac/dc controlado o regulador de batería.* <https://es.quora.com>. Consulta 31 de octubre de 2019.

El consumo final del sistema fotovoltaico es una modalidad de producción de energía eléctrica, la cual parte o totalidad de la energía eléctrica producida se consume directamente en una instalación (vivienda, pozo, industria, explotación agraria, entre otras) como se muestra de ejemplo en la figura nueve.

Figura 9. **Cargas a conectar de los sistemas fotovoltaicos**



Fuente: *Controlado o regulador de batería.* <https://energypedia.info/images0/>. Consulta 31 de octubre de 2019.

Se puede desconectar totalmente de la red eléctrica, o depender de la misma para cubrir los consumos que tengamos cuando exista ausencia de sol.

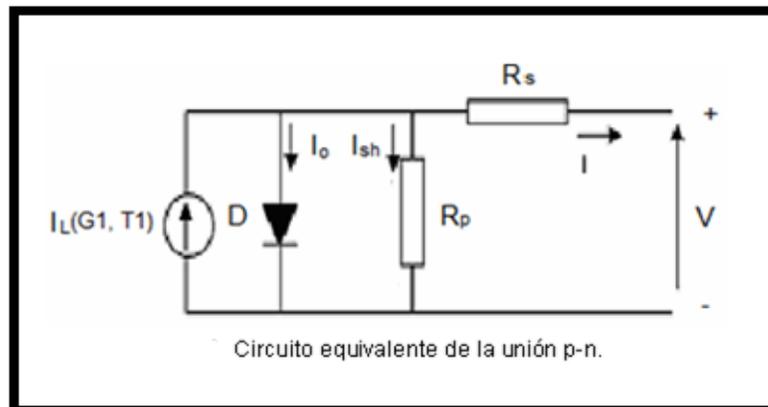
Un sistema fotovoltaico, con almacenamiento con cargas en ca y cc simultáneamente, la aplicación requiere alimentar electrodomésticos que consumen corriente alterna, entonces, además, es necesario el uso de un inversor, que convierte de cc a ca, el controlador y el inversor pueden ser equipos independientes o integrados, en caso de ser equipos independientes, el

inversor puede ser conectado directamente a las baterías, lo que permite abastecer simultáneamente cargas en cc y ca, o como una carga del controlador caso en que solo se abastece cargas en ca.

### 1.3. Ecuaciones principales utilizadas para las células solares

Para analizar las ecuaciones que representan el comportamiento de las celdas fotovoltaicas se estudiaría el circuito equivalente de los paneles el cual está representado de la siguiente forma.

Figura 10. **Circuito equivalente de la unión p-n de la celda solar**



Fuente: ROBLES, Carlos. *Energética* vo 35, núm. 3.

<https://oscarperpinan.github.io/esf/Celula.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2020.

“La figura 10, muestra el circuito eléctrico equivalente de un panel solar, se observa que está constituido por dos resistencias, una en serie  $R_s$  y otra resistencia en paralelo o *shunt*  $R_p$ . La resistencia serie es debida a la resistencia de carga del material semiconductor, y a las interconexiones y

resistencias de contacto entre el semiconductor y los contactos metálicos”.<sup>6</sup>

La resistencia *shunt* se debe a las no idealidades y a las impurezas cerca de la unión p-n.

También se detalla una fuente de corriente  $I_L$ , que representa la corriente generada por la radiación solar, y un diodo conectado en paralelo que representa la curva característica corriente-voltaje I-V. El comportamiento de la curva I-V que se muestran en la figura 12 de la célula fotovoltaica está descrita por las ecuaciones siguientes:

Aplicando técnicas matemáticas y resolución de los circuitos eléctricos las ecuaciones que modelan el comportamiento de las celdas solares son las siguientes expresiones matemáticas.

$$I = I_L (G1, T_1) - N_p \cdot I_0 \left[ e^{\frac{V+IR_s}{V_t}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad \text{Ec. 1,1}$$

$$V_t = m \cdot N_s \cdot K \cdot \left( \frac{T+273}{q_e} \right) \quad \text{Ec. 1,2}$$

$$I_0 = \frac{I_{SC} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)} - 1} \quad \text{Ec. 1,3}$$

Dónde

$N_S$  = número de celdas en serie del panel solar.

$N_P$  = número de celdas en paralelo.

$k$  = constante de Boltzman.

$q_e$  = carga del electrón.

$m$  = factor de idealidad del diodo;  $1 < m < 2$ .

$T_1$  = temperatura de trabajo del panel solar en °C.

---

<sup>6</sup> CASTRO, Adalberto. *Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial*. p. 75.

$R_S$  = resistencia serie.

$R_P$  = resistencia en paralelo.

$I_L(G1,T1)$  = corriente fotoeléctrica generada y aproximadamente igual a la corriente de cortocircuito  $I_{sc}(G1,T1)$ .

$I_o$  = corriente inversa de saturación del diodo.

$V_{oc}$  = tensión de circuito abierto.

Para utilizar la primera ecuación, es necesario conocer el valor de las resistencias  $R_S$  y  $R_P$ , parámetros característicos de cada panel y el factor de idealidad del diodo ( $m$ ), estos parámetros están relacionados con el material empleado en su fabricación y en general se determinan de forma experimental ya que el fabricante no provee esta información. Una vez calculados se consideran constantes en todo el rango de operación y para cualquier valor de irradiación y temperatura. Para aumentar la precisión en los cálculos, en la primera ecuación se introduce la dependencia de la corriente de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto, del valor de la irradiación solar y de la temperatura de operación del panel con relación a las condiciones estándar dadas por el fabricante;  $T_{ST}= 25\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $G_{ST}=1\ 000\ \text{w/m}^2$ . Estas dependencias son:

$$I_{SC}(G1,T1) = N_p \cdot I_{sc} \left[ \frac{G1}{G_{STD}} \right] + \phi I_{sc} (T1 - T_{std})^4 \quad \text{Ec. 1.}$$

$$V_{oc}(G1, T1) = V_{oc} + V_t \cdot \ln \left[ \frac{G1}{G_{STD}} \right] + \beta (T1 - T_{std})^4 \quad \text{Ec. 1,5}$$

En general, conocidas la radiación y la temperatura, para caracterizar totalmente el comportamiento energético de un panel, es necesario identificar todos los elementos que componen el vector  $P=[R_S\ R_P\ m\ \beta\alpha]$ .

La figura 12, muestra las curvas características de una celda fotovoltaica, se observa, en la curva de potencia, la existencia de un máximo denominado punto de máxima potencia (MPP) al cual le corresponden valores de corriente

en el punto de máxima potencia  $I_{MPP}$  y de voltaje en el punto de máxima potencia  $V_{MPP}$ . Dicho punto es único para cada celda solar y varía conforme cambia la irradiación solar como se muestra. Existe una variación plantea la necesidad de realizar un algoritmo capaz de modificar  $V_{PV}$  para que la energía aprovechada sea la máxima.

#### **1.4. Agrupamiento y conexión de los paneles solares**

Dependiendo de la instalación que se esté desarrollando y la aplicación para la que se ha diseñado, existe la posibilidad de usar un solo panel o un conjunto de paneles que se montarán agrupados sobre un determinado soporte y conectados eléctricamente entre sí.

En aplicaciones de poca potencia, es posible hasta la utilización de paneles solares flexibles que permitirán aplicaciones como alimentar equipo de comunicaciones, recargar la batería de un teléfono, entre otras, cuando necesitamos una potencia elevada, que no se puede obtener con único módulo fotovoltaico, se recurre a la conexión de un grupo de varios paneles solares.<sup>7</sup>

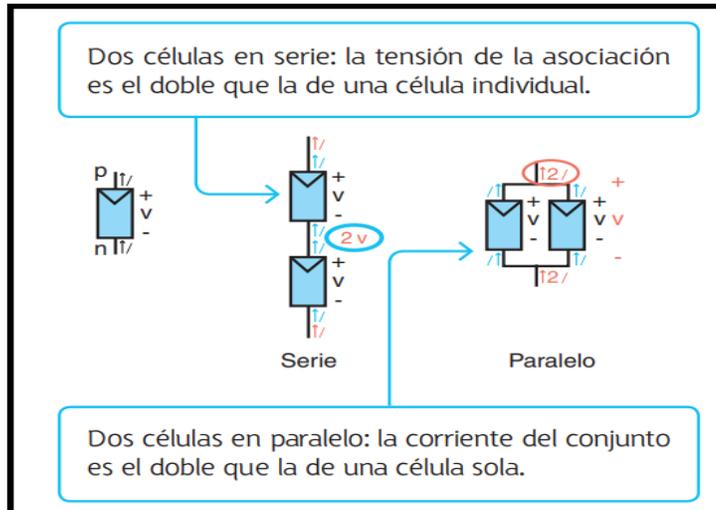
Los tipos fundamentales para las conexiones de los paneles son las siguientes:

- La conexión en serie de las células permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente como se muestra en la figura 11 la conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto como se muestra en la figura 11.
- Las características se muestran en la figura 12.

---

<sup>7</sup> GARCÍA, Andrés. *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. p. 35.

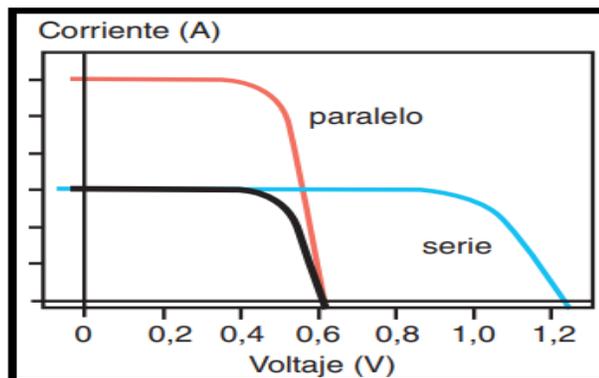
Figura 11. **Configuraciones de paneles o celdas**



Fuente: *Componentes de una instalación solar fotovoltaica.*

<https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos>. Consulta: 2 de noviembre de 2019.

Figura 12. **Características gráficas de las configuraciones, componentes de una instalación solar fotovoltaica**



Fuente: *Componentes de una instalación solar fotovoltaica.*

<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>. Consulta: 2 de noviembre de 2019.

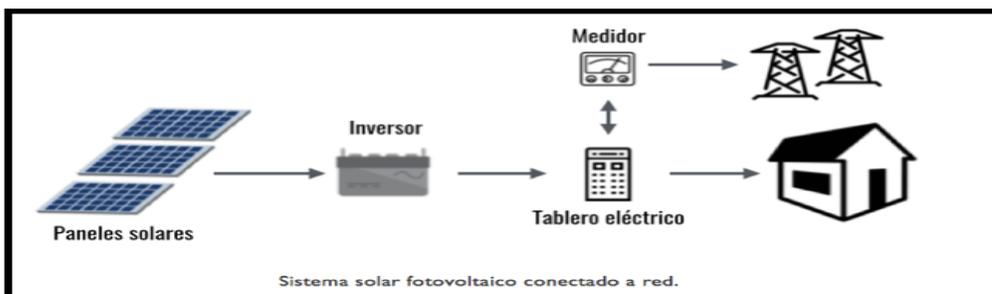
## 1.5. ¿Qué es una microred fotovoltaica?

Una microred es un sistema que se ejemplifica en la figura 13, que interconecta cargas eléctricas y fuentes de generación, distribuida y que puede actuar tanto en la conexión como en el sistema eléctrico como autónomamente.

En particular, las microredes tienen un bajo impacto ambiental ya que integran instalaciones de generación de fuente renovable y sistemas de acumulación eléctrica como las baterías, se están progresivamente difundiendo por:

- Características de sostenibilidad medioambiental para el suministro energético.
- Disminución de los costes de las tecnologías de acumulación eléctrica (p.e. las baterías) y de los sistemas de generación renovable (p.e. instalaciones fotovoltaicas).
- Desarrollo de sistemas de control inteligentes, que permiten una gestión activa de las cargas eléctricas y las acumulaciones y, básicamente, reducir los costes del suministro de energía.

Figura 13. **Sistema solar fotovoltaico conectado a red**



Fuente: *Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoníaco.*

<https://novumsolar.com/sistema-solar-conectado>. Consulta: 05 de octubre de 2019.

Hoy en día los sistemas de potencia centralizados a sistemas distribuidos, en los que los usuarios finales están llamados a ser más interactivos con los mercados, incluyendo elementos como, la electrónica de potencia, la gestión de información y comunicación, los recursos renovables y distribuidos, la gestión energética en el hogar y los vehículos eléctricos.

Las microredes eléctricas Inteligentes son un nuevo concepto de red eléctrica que permite un uso más eficiente de la misma.

Las ventajas de utilización de las microredes son las siguientes

- Reducción del 20 % de emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Cuota del 20 % de generación renovable.
- “Mejora de la red eléctrica en un 20 %.”

Sin duda, estos objetivos favorecen este cambio de mentalidad hacia las microredes inteligentes, como se muestra en la figura 13.

Y es que el modelo actual de distribución energética responde a un concepto centralizado e inflexible, diseñado para gestionar grandes centros de generación.

#### **1.6. Comportamiento de una central fotovoltaica que contiene sistemas de almacenamiento baterías**

Para estudiar el comportamiento de una central solar que almacena energía eléctrica en baterías, hay que hacer referencia que a esto se le conoce también como sistemas de acumulación, ya que el trabajo de las baterías es

tomar toda la energía que capta durante el día de los paneles solares y poder reutilizarla en el consumo de la red o el sistema eléctrico de potencia, y eso tendrá como objetivo obtener un sistema más eficiente con mejores beneficios para los consumidores y los generadores.

Se observa que cuando, las potencias son demasiado grandes, el tipo de almacenamiento utilizado es el llamado bombeo hidráulico o la batería neumática que son los métodos más efectivos para el desempeño de una central eléctrica fotovoltaica con baterías.

Existen diferentes métodos y materiales para mejorar los sistemas de acumulación, de modo que se alcance una mayor capacidad, entre los tipos de baterías podemos mencionar los siguientes:

- Plomo-ácido (Pb).
- Alcalinas de níquel-cadmio (NiCd), níquel-zinc (alcalinas), níquel-hidrocarburos metálicos (Ni-MH)."
- Sodio alta temperatura: sodio-azufre (NAS), sodio-cloruro de níquel.
- Litio: Ion litio, litio-polímero."
- Flujo redox: vanadio(VFR), zinc-bromo(Zn-Br).

En una central fotovoltaica, un sistema de gestión o manejo de baterías (SGB), no solo monitorea y controla los parámetros clave durante su carga y descarga (voltaje, corriente, temperatura) para la protección y vigilancia de las baterías; sino también abarca los procesos para mantener el sistema de almacenamiento listo para suministrar alimentación completa cuando sea necesario, y las técnicas para prolongar su vida útil.

Las baterías en una central fotovoltaica tienen tres objetivos los cuales son los siguientes:

- Prolongar la batería contra daños.
- Prolongar la vida útil de la batería.
- Mantener la batería preparada para cumplir con los requisitos de la demanda.

Los tipos de sistemas de acumulación de baterías, son diferentes y estos están de acuerdo a los requerimientos de cada central, por ejemplo, en plantas de estado esperan, y se mantienen conectada, aun cuando se completa la carga; o en plantas de emergencia, las baterías se cargan de periodo en periodo, pues trabajan de vez en cuando.

En el caso de las centrales con baterías, es necesario que el sistema de acumulación, trabaje con frecuencia, al menos con un ciclo de carga/descarga por día. La función necesaria para cumplir el cometido es conocer el estado de carga de las baterías, para utilizarlas: Para esto, el sistema de acumulación debe de tener las funciones estado de funcionamiento y estado de carga.

Es necesario un sistema de control automático donde la batería suministre información acerca de su condición actual de carga, al sistema de acumulación. Este comparará dicha condición con la deseada, y generará una señal que se usará para realizar acciones de control necesarias, de modo que el sistema regrese al punto de carga deseado.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> TITUAÑA, Alberto Santillán. *Estudio de incorporación de baterías en sistemas fotovoltaicos*. p. 55.

## 1.7. Medidores de demanda de energía solar

Los contadores registran la energía que pasa por un circuito determinado, si se colocan entre el regulador y el consumo, medirán la energía consumida por el usuario, en forma de corriente continua, si se ubican entre los módulos fotovoltaicos y el regulador, medirán la energía que genera el campo fotovoltaico.<sup>9</sup>

Con estos aparatos se puede llegar a saber si el usuario dispone habitualmente de la energía precisa, si la tiene en exceso o si tiene menos de la que necesitaría con esa información se podría recomendar acciones que mejoren las prestaciones de la instalación, que puede ir aumentando el aprovechamiento de la capacidad de producción energética, a una ampliación de la potencia de los equipos de generación.

Figura 14. **Contador o demandómetro eléctrico**



Fuente: JARA, Miguel. *Contador o demandómetro eléctrico*. <http://www.migueljara.com/2014/12/03/amenazas-e-irregularidades-de-las-electricas-con-los-contadores-digitales-o-inteligentes/>. Consulta: 17 de octubre de 2019.

<sup>9</sup> Instalaciones eléctricas seguras. *Energías alternativas. Instalaciones seguras/energías alternativas-en-almería*. Consulta: noviembre de 2019.

## 1.8. Cálculos aplicados a paneles solares

Para calcular el número de paneles central fotovoltaica es necesario conocer cuál es la energía diaria que se debe de producir, también se deben conocer las condiciones de radiación solar de cada mes y las condiciones de la instalación y como dimensionarla.

Existen muchos aspectos a tomar en cuenta los cuales por lo general son los siguientes:

- La radiación del lugar.
- El punto geográfico del lugar.
- La eficiencia de la instalación de los paneles en placa de características.
- La orientación de los captadores que tienen que ser a un ángulo dado.
- Elegir el tipo de panel.

Para aprovechar el 100 % de luz incidente sobre el panel se tendrá que calcular el ángulo de inclinación necesaria para el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Si existiese un panel fijo que está inclinado a un ángulo de 180 grados o sea que se encuentra totalmente horizontal entonces significa que la energía lumínica irradiada en el panel no se transforma en energía eléctrica de manera total si no que existirían pérdidas lumínicas que no se transformarían en energía del panel que será aprovechada para la utilización en diferentes aplicaciones.

Si existiese un panel en el que su ángulo de inclinación fuera el óptimo entonces la luz irradiada por el panel fuera aprovechada el 100 % esto es un ejemplo de un panel poli-cristalino, pero si en otra situación, el panel estuviera

en otra posición los porcentajes de rendimiento variarían dependiendo del panel poli-cristalino, si estuviera en forma horizontal entonces el rendimiento es del 12 % lo cual no serían buenos resultados para el aprovechamiento y la generación eléctrica para consumo y aplicación del sector en general.

Se puede decir que la orientación es una variable dependiente del número de celdas a utilizar para la central fotovoltaica, se tiene que tomar en cuenta que si se tiene correcta la orientación de los paneles entonces se utilizarían menos paneles solares para el aprovechamiento, ahora bien si las celdas estarían mal orientadas entonces se utilizarían más paneles, para el mismo aprovechamiento de energía.<sup>10</sup>

El factor económico resultaría perjudicial ya que a veces en la mayoría de los casos no se toman en cuenta los factores antes mencionados, ya que implicaría comprar más celdas solares provocando pérdidas económicas por el mal dimensionamiento y aplicación de los cálculos que comprenden el estudio de esta alternativa energética.<sup>11</sup>

En la mayoría de los casos los paneles solares usados acá en el medio guatemalteco, existen dos tipos de aprovechamiento del sol los cuales son los siguientes:

- Los paneles fijos.
- Los paneles orientados por sistema de control.

Un aspecto a tomar en cuenta, que en los paneles solares utilizados acá en el medio sus horarios pico son de 10:00 a.m.; hasta las 14:00 p.m.; se puede

---

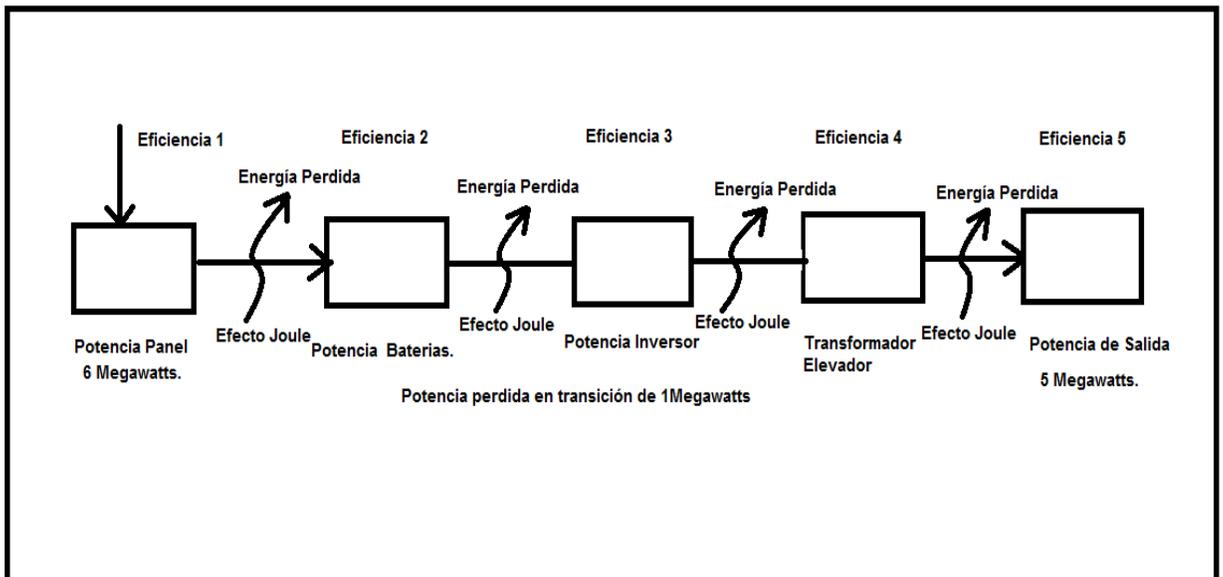
<sup>10</sup> *Energy Management. E-management.mx/electricidad-desde-el-sol. Consulta: noviembre 2019.*

<sup>11</sup> *Ibíd.*

decir, que es donde se irradia o existe mayor cantidad de energía lumínica, y por ende un mejor aprovechamiento de energía para la utilización cotidiana.

Otro tema muy importante para abordar sería el caso de las pérdidas y la eficiencia que el sistema fotovoltaico total posee y para eso se tiene que guiar en el siguiente esquema de la figura 15.

Figura 15. **Pérdidas y eficiencias de un sistema fotovoltaico**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Para calcular la eficiencia individual de todo el sistema fotovoltaico se analizaría de la siguiente manera:

$\eta_1 =$  potencia de paneles dada en la placa de características. Ecuación 1.6.

$$\eta_2 = \frac{\text{Potencia de las baterías}}{\text{Potencia panles.}} \quad \text{Ecuación 1.61.}$$

$$\eta_3 = \frac{\text{Potencia del inversor}}{\text{Potencia de las baterías.}} \quad \text{Ecuación 1.62.}$$

$$\eta_4 = \frac{\text{Potencia del transformador}}{\text{Potencia del inversor.}} \quad \text{Ecuación 1.63.}$$

$$\eta_5 = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia del transformador}} \quad \text{Ecuación 1.64.}$$

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores se puede calcular la eficiencia total del sistema, la cual se calcularía de la siguiente manera:

$$\eta_T = \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \eta_4 * \eta_5 \quad \text{Ecuación 1.7.}$$

Sería el producto total de todas las eficiencias de todos componentes individuales.

Por ende, si se conoce el producto de todas las eficiencias, se puede calcular la potencia de salida, por medio de la ecuación 1.9.

$$\eta_T = \frac{\text{Potencia de Salida.}}{\text{Potencia de Entrada.}} \quad \text{Ecuación 1.8.}$$

$$P_T = \eta_T * \text{Potencia de entrada.} \quad \text{Ecuación 1.9.}$$

Para calcular las pérdidas en los conductores se utilizaría la fórmula de la potencia de efecto Joule, la cual es el cuadrado de la corriente que atraviesa en conductor por la resistencia del mismo, otro aspecto a tomar en cuenta es que por ejemplo no se tienen la misma capacidad en los conductores, en el aire libre como por ejemplo si estos se encontraran protegidos en tubería, ya que dicho componente limita la capacidad de transporte de corriente en el conductor debido al efecto térmico en el que se vería afectado.

La energía necesaria y las condiciones de radiación, y el criterio para dimensionar la instalación, como suele ser habitual, será considerar la cantidad de sol del mes menos favorable es decir el mes con menos radiación.

- Se tiene, por tanto, como punto de partida la radiación más baja.
- Además de los valores de radiación y de la energía necesaria, es muy importante conocer cuál va a ser la tensión fijada para la instalación, eso dependerá de la potencia de la instalación.
- Por último habrá que tomar en cuenta si el número de placas y la configuración de la instalación (asociaciones entre ellas) es admitida por un solo regulador de carga o si se necesitará más. Hay que jugar un poco con las configuraciones posibles para optimizar los costes, y por ejemplo esto dependerá la instalación de los reguladores o baterías.

Los cálculos dependerán en gran medida de las características técnicas de los paneles, como se muestra en la figura 15.

Figura 16. **Características de panel fotovoltaico**



Fuente: Características del panel fotovoltaico. <https://solarama.mx/blog/caracteristicas-paneles-solares-policristalinos/>. Consulta: 02 de noviembre de 2019.

## **1.9. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica**

Un suministro eléctrico autónomo tiene principios en la transformación fotovoltaica de la energía solar está formado por los equipos necesarios para producir, regular, acumular y transformar y a veces cuantificar la energía eléctrica.

Los componentes que se dimensionan o se calculan los parámetros en base diferentes capacidades son los siguientes:

- Paneles.
- Conductores.
- Tuberías.
- Accesorios.
- Inversor.
- Transformador.
- Subestación de interconexión.
- Protección.

Para encontrar la cantidad de paneles solares se toman en cuenta los siguientes parámetros los cuales son: la inclinación, la potencia que generarán en relación a la eficiencia, los arreglos en serie o en paralelo para que se conecten a los inversores.

Hay que hacer referencia que en el caso de los paneles solares se degradan con el tiempo y la eficiencia se disminuye anualmente en base a estudios realizados en la calidad de dichos dispositivos.

Por lo general un sistema de generación se proyectará con una vida útil de 25 años, ya que se considera que genera una potencia mucho menor del 80 %, sobre el cual se dimensionaría o se calcularía los demás elementos que componen dicho sistema, tales como conductores, protecciones e inversores, por lo que se recomienda, cambiar los paneles después de un tiempo determinado o la vida útil, de dichos dispositivos haya caducado.



## **2.     NORMATIVOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Las normativas son escritos legales que detallan procedimientos y funcionamiento de diferentes sistemas de potencia, así como valores nominales mínimos y máximos de parámetros e información técnica para el desarrollo óptimo de los diferentes componentes, que se pueden verificar por medio de las características de esta documentación.

Los documentos a utilizar para el presente trabajo son los siguientes y quedan descritos a continuación con el nombre de la norma y el propósito de cada una.

Entre otras normativas que se citan para el desarrollo de la presente investigación se tienen las siguientes:

- La Norma NTAUCT para generadores en Guatemala.
- La Norma NTGDR (autoproducción de energía).
- Normativas IEE1547 diferentes versiones aplicación energía renovables.

### **2.1.     Procedimientos según Norma IEEE 1547**

Se comenzará abordando el tema de los procedimientos necesarios para interconexión y valores de sincronización de inversores estos pasos quedan descritos en los siguientes requisitos que se muestran a continuación:

Para conocer la Norma IEEE1547, es necesario conocer los principales conceptos y términos los cuales se describen a continuación:

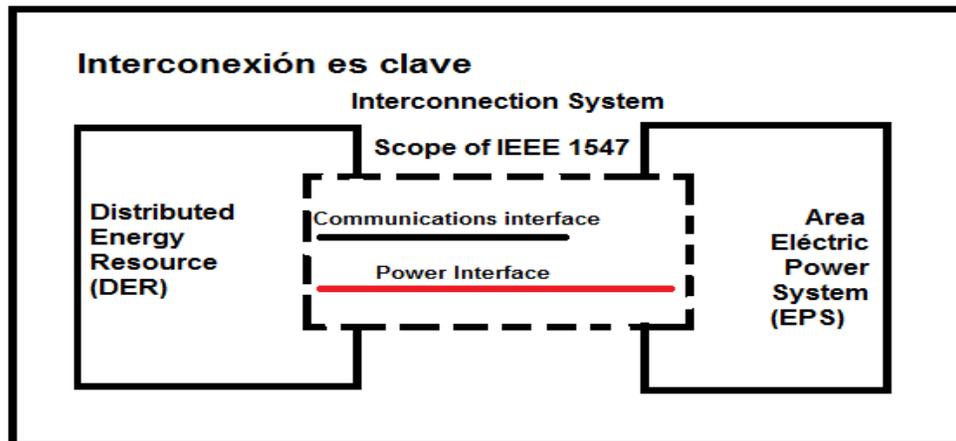
- Punto de acoplamiento común (PCC): es el punto en el circuito eléctrico donde se conecta una central eléctrica fotovoltaica o micro-red aislada.
- Sistema de Interconexión: es la recopilación, de todos los equipos y funciones de interconexión, considerados en grupo utilizados para interconectar los recursos distribuidos a un área de un sistema eléctrico de potencia.
- Nota: además de la interfaz de alimentación, los recursos distribuidos deben tener una interfaz de comunicaciones.
- Interfaz: una interconexión, de una entidad a otra que admite uno o más flujos de datos implementados con uno o más enlaces de datos.
- Interoperabilidad: la capacidad de dos o más redes, sistemas, dispositivos, aplicaciones o componentes para intercambiar externamente y fácilmente usa la información de forma segura y efectiva.

La Normativa IEEE 1547 estudia y especifica los siguientes temas en el estudio de la energía renovable que son:

- Interconexión de recursos distribuidos.
- Interconexión de sistemas aislados de energía solar o cualquier tipo de energía renovable, monitoreo y control de recursos distribuidos.

El uso de la Normativa IEEE1547 queda descrito en la figura 17 y sus aplicaciones.

Figura 17. Diagrama de bloques aplicación Norma IEEE1547



Fuente: Universidad de Costa Rica. *Normativa de microredes*.  
<https://manualzz.com/doc/11849339/>. Consulta 18 de diciembre de 2019.

Para los sistemas interconectados solares la normativa que se aplica para este tipo es la siguiente:

La Normativa IEEE1547.4 la cual como se describe es: guía para el diseño, operación e integración de sistemas en isla recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica.<sup>12</sup>

Entre las disposiciones según la Norma IEEE1547.4 para un sistema distribuido renovable se encuentran las siguientes especificaciones:

- La red de energía renovable aislada no debe regular activamente la tensión del PCC.

<sup>12</sup> NUÑEZ MATA, Oscar. *Normativa para micro redes*. p. 5.

- El enfoque de conexión a tierra elegido para el sistema de energía y energía del área local no debe crear sobretensiones que excedan los valores nominales del equipo conectado a la red principal o no debe afectar la coordinación de la protección de fallas a tierra en la red principal.
- Los recursos distribuidos deben ser paralelos a la red principal sin causar fluctuaciones de voltaje en el PCC mayores que  $\pm 5\%$  del nivel de voltaje prevaleciente del sistema de energía eléctrica del EPS en el PCC y el parpadeo debe ser dentro de rangos aceptables.
- La red de energía renovable no debe energizar la red principal cuando la red principal no está energizada.
- Cada unidad de recurso distribuido de 250 kVA o más tendrá disposiciones para monitorear su estado de conexión, salida de potencia real, salida de potencia reactiva y voltaje en el punto de conexión del recurso.
- El sistema de interconexión debe cumplir con las normas aplicables de sobretensión.

Entre los métodos y tecnologías de interconexión, para los interruptores según la Norma IEEE1547.4 se encuentra lo siguientes:

- Interruptor de 3-6 ciclos para desconexión completa: dado que las características eléctricas en ambos lados de los interruptores deben ser las mismas, entonces, las características eléctricas en el lado de la red de energía renovable dependen de las características de la red. Por ejemplo, el uso de un interruptor automático limita implícitamente la microred para tener, al menos parcialmente, un sistema de distribución de alimentación de CA para que coincida con las características eléctricas de la red. El flujo de energía a través del PCC no se puede

controlar.

- Interfaz de electrónica de potencia: entre las principales características que se tienen para este tipo tecnología de interconexión son las siguientes:
  - Opción más costosa pero también más flexible
  - Permite que las características de distribución de energía en ambos lados del PCC sean completamente diferentes.
  - Se puede controlar tanto el flujo de potencia real como el reactivo.
  - Los tiempos de reacción a comandos de conexión/desconexión son similares a los proporcionados por conmutadores estáticos, aunque su respuesta también depende de su rendimiento dinámico, dado por las características de los componentes de su controlador, topología y almacenamiento interno de energía.
  - En muchos casos, aún se requerirá un interruptor en el lado de la red para proporcionar medio de desconectar la micro-red de la red.
  - Un circuito electrónico de potencia conducirá a algunas pérdidas que no se dan con interruptores.

Para la operación aislada la norma específica en lo siguiente:

- La IEEE 1547.4 dice que una operación aislada intencional es el resultado de eventos intencionales para los cuales el tiempo y la duración planificada están acordados por todas las partes involucradas.
- Hay varias razones por las que puede ocurrir la operación intencional aislada, una común es una desconexión preventiva de la red, en previsión de un corte de energía causado por un evento que puede anticiparse (huracanes, tormentas o incendios forestales).

- La ventaja es evitar que ocurra la interrupción en la red principal para cambiar el modo de operación, lo que permite una transición controlada (evita fallas potenciales o problemas de calidad de energía).

Durante la transición de la operación aislada, es importante saber lo siguiente:

- Las perturbaciones de tensión se amortiguan rápidamente y los esquemas de protección no se vean afectados (tanto dentro de la microred como en la red principal).
- Cuando se completa la transición es importante que la microred tenga suficiente generación local de energía y almacenamiento para garantizar que las cargas se alimenten con el nivel de calidad acordado.
- Los sistemas de control deben regular tanto la tensión como la frecuencia dentro de los rangos aceptables.
- De acuerdo con la Norma IEEE 1547.4, las operaciones aisladas no intencionadas son eventos inadvertidos que normalmente se inician por la pérdida del EPS o falla del equipo, y el sistema puede ser seccionado automáticamente del área EPS por el equipo de protección.
- Una vez establecida la operación aislada, las mismas consideraciones para la condición intencional se aplican.
- Contrariamente al caso intencional, durante una operación aislada no intencional no es posible preparar la microred para tal transición (como verificar que hay suficiente generación local para sostener una operación estable que alimente todas las cargas).

- Por lo tanto, en caso que la capacidad de generación local sea insuficiente para sostener la carga, las funciones de arranque en negro o los generadores de reserva con sistemas de transferencia deben asignarse.
- Una vez resuelto el problema en la red principal que llevó a la pérdida de servicio al alimentador de microred, puede ser interesante volver a conectarse la red principal a la microred.
- Sin embargo, dicha conexión no puede ocurrir hasta que la tensión y la frecuencia de la red sean estables y dentro de rangos aceptables.
- Con el fin de garantizar el cumplimiento de dicho requisito, se puede proporcionar un retraso de hasta cinco minutos entre el momento en que se restaura la energía en el PCC desde la red principal y se establece el momento de la reconexión.

Para reconectar la red de energía renovable existen también especificaciones y conceptos los cuales se debe de conocer y son los siguientes según la normativa mencionada y son:

- Sincronización activa: el controlador hace coincidir la señal de tensión de la microred con la red, inmediatamente antes de cerrar los elementos de conexión.
- La implementación requiere medición de tres parámetros de tensión (amplitud, frecuencia y ángulo de fase).
- También es necesario un canal de comunicaciones para intercambiar información (esta necesidad de detección y comunicaciones puede conducir a mayor tasa de fallos).

- Sincronización pasiva: se utiliza un dispositivo para monitorear la tensión en ambos lados del PCC y permite que la microred se conecte a la red principal solo cuando la señal está dentro de un rango requerido.
- Parámetros de tensión: requiere detección y comunicaciones, lo que lleva a las mismas preocupaciones potenciales de confiabilidad. Además, este método puede ser más lento que la sincronización activa.

## 2.2. Propósitos de las Normativas IEEE1547

Establece criterios y requerimientos para la interconexión que cita el título. Provee de un estándar universal para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos, se manifiesta respecto a, operación, testeo, seguridad y mantenimiento de la interconexión.<sup>13</sup>

Tabla I. Propósitos de las Normativas IEEE1547

Título	Propósito
IEEE1547.1- Estándar para la realización de pruebas de equipos de interconexión de generadores distribuidos con sistemas eléctricos de potencia.	Especificación del tipo, producción y pruebas de puesta en servicio que se realizarán para demostrar que las funciones de interconexión y el equipo de la generación distribuida cumplen con el estándar principal. Los procedimientos estandarizados de prueba son necesarios para establecer y verificar el cumplimiento de dichos requisitos, estos procedimientos de ensayo deben proporcionar tanto los resultados repetibles, independientes de la ubicación de la prueba, y la flexibilidad para dar cabida a una variedad de tecnologías.

<sup>13</sup> IEEE. *Guide for design, operation and integration of distributed resource island system whit electric power system. Nueva york.*

Continuación de la tabla I.

Título	Propósito
IEEE 1547.2 – Guía para la Aplicación del Estándar IEEE 1547 para la Interconexión de Generadores Distribuidos con Sistemas Eléctricos de Potencia.	Proporciona información técnica y los detalles de aplicación para apoyar la comprensión de la Norma IEEE 1547. Este documento facilita el uso de IEEE 1547 mediante la caracterización de las diversas formas de tecnologías de recursos distribuidos y los temas de interconexión correspondientes además, el fondo y la razón de los requisitos técnicos se discuten en términos de la operación de la interconexión de los recursos distribuidos con el sistema de energía eléctrica, presentado en el documento son las descripciones técnicas y esquemas, guías y ejemplos de aplicaciones de interconexión para mejorar el uso de IEEE 1547.
IEEE 1547.3 – Guía para el monitoreo, intercambio de información y control de generadores distribuidos interconectados con sistemas eléctricos de potencia.	Proporciona directrices para la vigilancia, el intercambio de información y control de recursos distribuidos interconectados con los sistemas de energía eléctrica, este documento facilita la interoperabilidad de uno o más recursos distribuidos interconectados con los sistemas de energía eléctrica, en él se describe la funcionalidad, parámetros y metodologías para el intercambio de información, seguimiento y control de los recursos distribuidos interconectados con, o asociados con sistemas eléctricos de potencia, recursos distribuidos incluyen sistemas en las áreas de los acumuladores, la energía fotovoltaica, turbinas eólicas, microturbinas y otros, esta guía proporciona información técnica y los detalles de aplicación para apoyar la comprensión de la norma IEEE 1547.
IEEE 1547.4 – Guía para el Diseño, operación e integración en generadores distribuidos en sistemas isla con generadores distribuidos.	Proporciona criterios y buenas prácticas para el diseño, operación e integración de recursos distribuidos de la isla con sistemas de energía eléctrica, esto incluye la capacidad de separar y volver a conectar a una parte de los sistemas eléctricos de potencia en la zona mientras que proporciona energía a los sistemas eléctricos locales aislados. Esta guía incluye los recursos distribuidos, sistemas de interconexión, y que participan sistemas de energía eléctrica.
IEEE 1547.5 – Guía técnica para la interconexión de generadores eléctricos mayores a 10 mva a las líneas de transmisión.	Este documento provee las directrices para el diseño, construcción, pruebas de recepción, exigencias de funcionamiento y mantenimiento para las interconexiones de generadores eléctricos de estas características a líneas de transmisión.
IEEE 1547.6 – Recomendaciones prácticas para la interconexión de generadores distribuidos a los sistemas eléctricos de potencia	Este capítulo versa sobre el desempeño, la operación, las pruebas, seguridad y mantenimiento que se debe efectuar sobre las interconexiones de generadores distribuidos con sus respectivos sistemas eléctricos de potencia, en pos de cumplir con el estándar IEEE 1547.

Fuente: ROJAS GOYENCHE, Patricio Andrés. *Análisis de integración de distribución distribuida en redes de baja tensión*. p. 55.

La solicitud de conexión hasta la puesta en marcha de la central de interés. Así mismo, estos reglamentos versan también en los requisitos técnicos para las diferentes centrales fotovoltaicas, se entrega una síntesis de los procedimientos utilizados en materia de generadores distribuidos.<sup>14</sup>

### **2.3. Procedimientos de interconexión recurso renovable CNEE**

Según el artículo 9, del capítulo I, Título II, Dictamen de Capacidad de Conexión página 270 de la ley general de electricidad, documento de la CNEE, en relación con el dictamen de la capacidad de conexión se refiere en los siguientes términos de manera literal como proceso para poder interconectar generación distribuida la cual dicta lo siguientes, el procedimiento que debe de seguir todo interesado en conectar generación distribuida renovable a un sistema de distribución para obtener dicho dictamen de capacidad de conexión de parte del distribuidor es el siguiente.

- El interesado presentará al distribuidor la solicitud de dictamen de capacidad y conexión, según el contenido indicado en el artículo 10 de esta norma, el distribuidor podrá requerir al interesado ampliación o aclaración a la información presentada.
- Dentro de los quince días siguientes de recibida la solicitud, el distribuidor deberá proporcionar al interesado la información técnica relacionada con el posible punto de conexión al que se desea conectar el GDR, dentro de un plazo que no exceda de siete días después de haber cumplido lo anterior, el distribuidor debe enviar a la comisión una copia de esta información, junto con la copia de la solicitud del interesado, con

---

<sup>14</sup> Rojas., P. A. *Análisis e Integración de Generación Distribuida en Redes de Baja Tensión*, Santiago Chile. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/113676>. Consulta: 17 de septiembre de 2019.

el debido registro de recepción.

- El distribuidor elaborará el dictamen de capacidad y conexión definitiva y lo trasladará a la comisión, conjuntamente con el expediente respectivo.
- La comisión procederá a revisar el dictamen para la autorización de conexión del GDR y si es necesario, podrá requerir información adicional al distribuidor o al interesado, los que responderán, dentro del plazo que se les indique.

Artículo 10. De la solicitud del dictamen de capacidad y conexión, la solicitud del dictamen de capacidad y conexión será entregada por el interesado al distribuidor, en el formulario correspondiente, dicho formulario debe incluir la información siguiente.<sup>15</sup>

- Información general del proyecto, incluyendo nombre del proyecto y su dirección (comunidad, caserío, aldea o dirección catastral, municipio y departamento), nombre de la persona o entidad interesada (la que comparecerá por medio de su representante legal, acreditando su personería), dirección para recibir notificaciones, teléfono y correo electrónico.
- Ubicación geográfica del proyecto en mapa cartográfico a escala uno cincuenta mil (1:50 000) o la que defina con más precisión la ubicación del proyecto, incluyendo el lugar de la planta o central generadora, la trayectoria de la línea de conexión y el punto de conexión sugerido, con toda la información que sea necesaria, incluyendo coordenadas Universal Transversal de Mercator (UTM) o geodésicas.
- Datos generales del proyecto, entre otros: fuente de energía renovable, número de unidades generadoras, potencia máxima, en kilovatios (kW),

---

<sup>15</sup> Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemalteca. *Norma Técnica de generación distribuida y renovable y usuarios auto-productores con excedentes de energía*. teisa.com.gt/wp-content/uploads-2017/normas-tecnicas-cnee2.pdf. Consulta: 17 de septiembre de 2021.

voltaje de generación, en kilovoltios (kV), longitud y voltaje de la línea de conexión, en kilómetros (km) y en kilovoltios (kV), respectivamente, diagrama unifilar del proyecto, incluyendo dispositivos de protección previstos y cronograma de ejecución.

- Información de parámetros eléctricos de los elementos de la central generadora, transformador, línea de conexión y otros que sean necesarios para que el distribuidor y la Comisión puedan realizar los estudios eléctricos.

Artículo 11. Del dictamen de capacidad y conexión y de los estudios eléctricos. El dictamen de capacidad y conexión incluirá, sin ser limitativo, lo indicado a continuación.

- Informe ejecutivo que resuma los resultados de los estudios, premisas, consideraciones, contingencias y escenarios asumidos y el impacto resultante de la obra propuesta por el Interesado sobre la infraestructura eléctrica asociada al sistema de distribución existente.
- Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- Exposición detallada de los resultados del estudio realizado, según el tipo de instalación y escenarios considerados.
- Informe detallado, de las ampliaciones o modificaciones que el distribuidor justifique y considere necesarias realizar en las instalaciones de distribución, adyacentes al punto de conexión propuesto, para que la conexión del GDR cumpla los parámetros técnicos establecidos en las NTSD.
- Informe detallado de los costos de modificación o ampliación del sistema de distribución, adyacente al punto de conexión, el cual debe contener como mínimo el análisis del impacto de la conexión del Interesado y los siguientes componentes.

- Costos estándares de inversión y conexión, asociados a las ampliaciones modificaciones propuestas por el distribuidor y tiempo de ejecución.
- Ubicación geográfica del punto de conexión.
- Diagrama unifilar. del punto de conexión con el detalle del material y equipo eléctrico asociado y su costo.

Uno de los aspectos importantes sobre la conexión de las centrales de generación distribuida es que las empresas interesadas acuden a la CNEE, para la autorización de la conexión del recurso distribuido al sistema de transporte. Cuando usan bienes de dominio público se verifica en las Normativas NEAST que son procedimientos que se describen más adelante, para que empiecen a construir, cuando dichas centrales GDR, están casi listas para la operación se realizan estudios con base en los Normativos NTAUCT, procedimientos que están descritos en el siguiente apartado, con los datos y especificaciones de las centrales GDR's, por lo general las centrales se construyen en sitios privados, en el caso de una central eléctrica fotovoltaica que serán construidas ya sea en terrenos estatales de igual manera se verifica en los normativos NEAST y NTAUCT, respectivamente.

En el caso de que dicha central se construya en dominio privado solo se aplica el procedimiento de la Norma NTAUCT, aunque su línea de transmisión sea de dominio público, para ambos casos se deben presentar los estudios para la respectiva aprobación al MARM, dichos estudios son de impacto ambiental, si estos estudios no se presentan la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no aprueba.

Se puede decir que los procedimientos de NEAST y NTAUCT las empresas lo realizan cuando solo una nueva línea de transmisión o una nueva

central o industria se conecta o existen ampliaciones que superan los cinco mega-watts.

En el caso de que se requiera realizar estudios previos para una conexión de potencia menor a los cinco mega-watts, en generación distribuida, estos estudios al ser muy pequeños la distribuidora que se encargará de la interconexión, los estudios los realizará de manera gratuita, esto se hace con el objetivo de que esto tendrá un retorno de inversión en la tarifa cuando esté conectada dicha central GDR, este procedimiento queda descrito en los procedimientos de NTGDR (auto productores de energía).

#### **2.4. Procedimientos según Norma NTAUCT**

Para el caso del estudio de la demanda según el artículo 16 de la Normativa NTAUCT en centrales fotovoltaicas que comprenden potencias arriba de los 5 MVA, se realizan los siguientes pasos:

- Para el análisis de flujos de potencia se realizará un equivalente de una máquina para que pueda ser analizada como un generador que esta interconectado al sistema de potencia, aunque el tipo de generación sea de origen renovable se analizará de esta manera ya que su potencia es muy elevada no se pueden aplicar los normativos NTGDR, que describen la parte de los auto-productores de energía
- Se modelará la red de energía renovable que tenga un flujo de potencia bastante elevado, para este el caso se aplicarán simuladores de tercer orden y cuarto orden en el cual se comprenden flujos de potencia entre 10 MVA y 100 MVA.
- Siempre para toda máquina equivalente para este se analizaría como un generador renovable de energía ya que es el objeto del caso, sería

centrales eléctricas fotovoltaicas, entonces estas se deberán modelar como se describen en los pasos anteriores.

- Equivalentes

Se le llama equivalente en las áreas lejanas a la incorporación, y de admitirlo el AMM, se podrán utilizar redes que simulen dicho generador dicho equivalente puede simular una fuente de energía renovable o líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos de tal que muestren un comportamiento aceptable para el tipo de estudio que se realice

Siempre para el estudio de la demanda se deberá establecer y especificar la composición activa y reactiva del modelo de la carga y los porcentajes de cada tipo.

Para el caso de fuentes de energía renovable que comprenden potencias que oscilan entre 10 MVA <  $S_n$  < 100 MVA lejanas a la generación se podrán representar con modelos o simuladores de tercer orden o en su defecto realizar el equivalente de la fuente de energía renovable específicamente fotovoltaico para su análisis.

En el estudio del artículo 19 de la Norma NTAUCT establece los criterios sobre la información de generadores y demanda y son los siguientes:

Para el caso de una demanda para una planta solar fotovoltaica se tendrán que presentar los mapas de energía solar, las curvas que se generan al día con la cantidad solar por panel, las dimensiones del terreno en donde se ejecutara y se construirá dicha planta también se tendrán que verificar los

parámetros de tensión a conectar, frecuencia y su capacidad de introducir en la red de perturbaciones tales como armónicas y *flicker*.<sup>16</sup>

## **2.5. Estudios de flujo de carga con simuladores**

Los estudios de flujo de carga se deberán realizar para las condiciones críticas con relación a la incorporación de las nuevas instalaciones o ampliaciones de generación, transporte y distribución, tanto para máxima como para mínima demanda. A partir de estos flujos de carga se deberá verificar la existencia o no de sobrecargas en equipos y el cumplimiento de los parámetros eléctricos, este estudio debe incluir el funcionamiento post-falla del sistema, luego de fallas simples (sistema en condición N-1) en cada uno de los casos indicados en el artículo 14 de estas normas, analizando los estados que sean más exigentes para el sistema.

Cuando puedan preservarse fallas múltiples de media o alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema, además, deberán analizarse las condiciones de máximo requerimiento del transporte para los escenarios elegidos. Otros artículos importantes en la operación de un sistema renovable el artículo 12<sup>8</sup> del capítulo I Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia el cual se refiere así:<sup>17</sup>

Para objeto del estudio del comportamiento de las diferentes plantas de generación renovable o específicamente fotovoltaica la Norma NTAUCT, se refiere al artículo 15 el cual denomina como estudios eléctricos en régimen permanente, en el cual se detallan a continuación los siguientes pasos.

---

<sup>16</sup> CNEE. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 50.

<sup>17</sup> Doc Player. *Norma CNEE*. [docplayer.es/11400448-Normas-de-estudios-de-acceso-al-sistema-de-transporte-neast-comision-nacional-de-energia-electrica-cnee.html](http://docplayer.es/11400448-Normas-de-estudios-de-acceso-al-sistema-de-transporte-neast-comision-nacional-de-energia-electrica-cnee.html). Consulta: 18 de febrero de 2020.

- Cuando se trate de ingreso de nueva generación o demanda, o se realice una ampliación del sistema de transporte, se deberán realizar estudios correspondientes a flujos de carga.
- Se tomará como base las condiciones de demanda máxima media, mínima demanda establecidas, por el AMM, con adecuaciones, de ser necesario, en atención a los nuevos ingresos ya autorizados o en etapa de evaluación por la comisión nacional de energía.
- Bajo estas condiciones, se deberá realizar estudios en condiciones críticas con relación a la incorporación de las nuevas instalaciones para demandas máximas y mínimas, a partir de estos flujos de carga estudiados se deberá verificar la existencia o no de sobrecargas en los equipos y el cumplimiento del perfil de tensiones.
- En dicho estudio debe incluir el funcionamiento post-falla de la red luego de fallas simples (sistema en condición N-1), en cada uno de los casos de falla simple indicados en los anteriores párrafos de esta normativa siempre analizando los estados más exigentes para el sistema, cuando puedan preverse fallas múltiples o de media o alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema ante la ocurrencia de las mismas.

Cabe mencionar que para simular flujos de potencia se utilizan diversos programas que cumplen con este requerimiento entre los mencionados serían los siguientes:

- ETAP versión 16.
- *Digsilent power factory* 2018.

En ambos programas se tienen modelos se puede simular plantas fotovoltaicas y con ello, verificar los flujos de potencia que estos generan un

aspecto a tomar en cuenta que las plantas fotovoltaicas, generan potencia activa que es inyectada a la red, pero esta depende del flujo o potencia lumínica que se irradia en los paneles, un dato a considerar es que cuando se simula una planta fotovoltaica no se hace de similar forma que un generador síncrono ya que posee diferentes características que lo hacen diferente, por ejemplo los procedimientos de sincronización y la forma de conexión al sistema, ya que esta lo hace directamente cuando existe energía solar cuando no; esta se desconecta para las simulaciones se pueden variar diferentes parámetros como por ejemplo la irradiancia, la cantidad de paneles, la potencia generada, por las plantas solares se puede generar una gráfica de capacidad al igual que la máquina síncrona a esto se le llama inercia simulada.

Asimismo, define los límites de capacidad de este tipo de generador cabe mencionar que esta gráfica de capacidad al igual que la máquina síncrona define los límites de capacidad de este tipo de generador otro aspecto es que la gráfica funciona de manera similar forma pero en aplicaciones independientes ya este análisis es para energía fotovoltaica un dato a tomar en cuenta para la simulación del inversor es que la corriente que este atraviesa es dos veces la corriente nominal de dicho componente.

Para dichos programas los modelos matemáticos y técnicos ya se encuentran internamente de estas aplicaciones, lo cual facilita los medios para verificar el funcionamiento de una planta fotovoltaica real con datos que se pueden verificar en mediciones, el flujo de carga muestra el estado del sistema pérdidas nodales y pérdidas por potencia reactiva y como compensarlas ya sea colocando un banco de capacitores o en su defecto un banco de reactores.

Otro aspecto a tomar en cuenta que, en los inversores de tensión utilizados para las plantas fotovoltaicas, es que dichos inversores ya tienen un

sistema interno o filtros que eliminan las perturbaciones de armónicos que se generan en la red cuando está en pleno funcionamiento.

Para los programas antes mencionados tienen muchas aplicaciones no solo para plantas fotovoltaicas, sino también para generadores hidroeléctricos, generadores térmicos, eólicos y diferentes tecnologías utilizadas para el medio de la generación.

Para realizar estas simulaciones en tiempo real es necesario tener conocimientos de análisis de sistemas de potencia y análisis nodal matemático que es parte primordial en dicho estudio, cabe también decir que estos programas no son comunes en el medio en el cual se puede obtener de manera rápida, hay que tomar en cuenta lo siguientes:

- El precio de la licencia del programa.
- La versión del programa.
- La capacitación previa del uso del programa.
- Campo de aplicación del programa.

De todos los aspectos antes mencionados todos ellos se tienen que evaluar cuando uno requiere el uso y la aplicación de los mismos, así como también los expertos en la materia y el campo de aplicación de la ingeniería eléctrica ya que estos brindarán las condiciones necesarias y mínimas para que se puedan aplicar.

Cabe resaltar que todo lo mencionado sobre el uso y la ejecución de los programas se aplican para estudios y análisis como se menciona en apartados anteriores, estudios de corto-circuito de los sistemas de potencia y las condiciones del mismo y esto con la finalidad de poder conocer hasta qué punto

para el caso de plantas fotovoltaicas es seguro y eficiente la aplicación de la tecnología, sin distorsionar el sistema de potencia en su funcionamiento.

### **2.5.1. Comportamiento de una central fotovoltaica en un sistema eléctrico de potencia**

La realización de un estudio, sobre el comportamiento de una central fotovoltaica, y cómo influyen sus aportaciones de energía a la red, dependiendo de la época del año a la que se esté produciendo la misma.

Para explicar esto de mejor manera se tiene sistema eléctrico de potencia en el cual en una barra se encuentra conectada una central eléctrica fotovoltaica y que además, en este mismo sistema se encuentra también conectado en paralelo con una central hidroeléctrica y al mismo tiempo existen muchísimas cargas conectadas que dependen de estos generadores, así como líneas de transmisión para el transporte, entonces que lo que sucede es que cuando se conecta el generador fotovoltaico, este inyecta potencia activa que es generada por el sol, y el efecto que tiene en el sistema de potencia es beneficio a distribuir los flujos de carga de manera más eficiente a través de este.

Siempre y cuando las corrientes en todo el anillo se mantengan constantes, cabe mencionar que cuando se encuentran conectadas ambas generadoras se aporta suficiente energía en la red y la energía sobrante puede ser reabsorbida en la red para ser utilizada, en el caso de que solo el generador hidroeléctrico se conecte, entonces el sistema eléctrico de potencia se comportará como cuando la central está en horas de la noche totalmente desconectadas.

Para este caso el rendimiento del sistema eléctrico disminuye ya que el único que generador que estaría en marcha sería el la central hidroeléctrica, hay que mencionar también que la central fotovoltaica produce menos corriente reactiva a la red de potencia por ser propiamente la luz solar incidente la que produce la energía eléctrica en contraste con las centrales hidroeléctricas y de vapor que son movidas por turbinas y por consiguiente en generadores, para este caso producen dos fuentes tanto de potencia activa y reactiva.

Tiene como referencia que la inserción de generación distribuida o una central fotovoltaica cerca de los puntos de consumo de la red, conlleva a mejoras con respecto al rendimiento, lo cual significa mejoras en todos los aspectos, ya que a la hora de transportar energía las distancias son menores, por tanto, la eficiencia del transporte va ser siempre mejor ya que las pérdidas por efecto *joule van* a ser mucho menores.

Por otra parte, no se necesita de otra fuente de energía, en su caso, con un coste económico superior que el que pueda suponer el montaje de la central fotovoltaica ya que la fuente productora es el sol mismo una materia prima gratuita.

Uno de los parámetros que se fijan, para estimar el comportamiento de la red, ha sido el rendimiento, se observa una mejora cuando en la central solar existe irradiación en las horas en las que se encuentra en funcionamiento, en este caso cuando no se encuentra conectada la central fotovoltaica al sistema eléctrico de potencia se comporta de manera igual que cuando esta se encuentra en las horas en la noche cuando no existe producción de energía eléctrica, se puede decir, que existe un pequeño porcentaje de mejoría a la interconexión de alrededor 1 % al 10 % de todo el rendimiento neto de la red cuando en esta existe un GDR interconectado.

Todo esto infiere en una mejora en el ahorro, por un lado, energético, ya que se emplea una energía renovable y no contaminante, existe un gasto económico mucho menor, ya que la propia energía fotovoltaica proveniente del sol que es una fuente propia lo cual evitará dependencia energética de terceros generadores.

## **2.6. Estudios corrientes armónicas**

Para el estudio de los sistemas fotovoltaicos es necesario abordar el tema de las distorsiones armónicas la cual tiene un impacto en la operación de la central eléctrica fotovoltaica, ya que en este caso se conectan equipos electrónicos y cargas no lineales, en donde este fenómeno se pueda manifestar. Se tiene que hacer la aclaración que las distorsiones son creadas principalmente en los siguientes:

- Las reactancias electromagnéticas y uso de lámparas electrónicas.
- Equipos de soldadura eléctrica.
- Equipos electrónicos conectados a la red monofásica.
- Variadores de velocidad.
- Circuitos de rectificación de C.A. y C.D. que corresponden a la fuente de alimentación o inversores para el caso de estudio de centrales fotovoltaicas.

Los efectos que pueden causar los armónicos en la red eléctrica son los siguientes:

- Aumento de potencia al transportar, y deteriorar el factor de potencia de la red.
- Disparo fuera de tiempo de interruptores automáticos.

- Sobrecarga y calentamiento de conductores.
- Vibraciones y sobrecargas en máquinas.
- Creación de inestabilidad en el sistema eléctrico.
- Mediciones erróneas en equipos de medida.

La distorsión armónica de una onda representa el contenido en armónicos que tiene esa señal. La cantidad de distorsión que presenta una forma de onda de tensión o corriente se cuantifica mediante un índice llamado distorsión armónica total (THD), definido para tensiones y corrientes por las ecuaciones siguientes, donde  $V_1$  e  $I_1$  son las componentes fundamentales de tensión y corriente respectivamente y  $V_h$  e  $I_h$  los armónicos  $h$ , todos en términos eficaces.

18

$$THDV = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \frac{V_h^2}{V_1^2}} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

$$THDI = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \frac{I_h^2}{I_1^2}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

El factor de potencia (FP) se puede definir como el producto del factor de potencia de desplazamiento (FPD) y del ratio  $\frac{I_1}{I_s}$  <sup>9</sup> Ecuación 2.3

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{I_1}{I_s} \times FPD. \quad \text{Ecuación 2.4.}$$

Donde

$FPD = \cos\varphi$ , siendo  $\varphi$  el ángulo de desfase entre tensión y corriente.

---

<sup>18</sup> HAROLD VALLADARES, Nelson Cortez. *Estudio de los efectos en el factor de potencia en el contenido armónico producido por el montaje de un generador fotovoltaico en una instalación eléctrica.* p. 75.

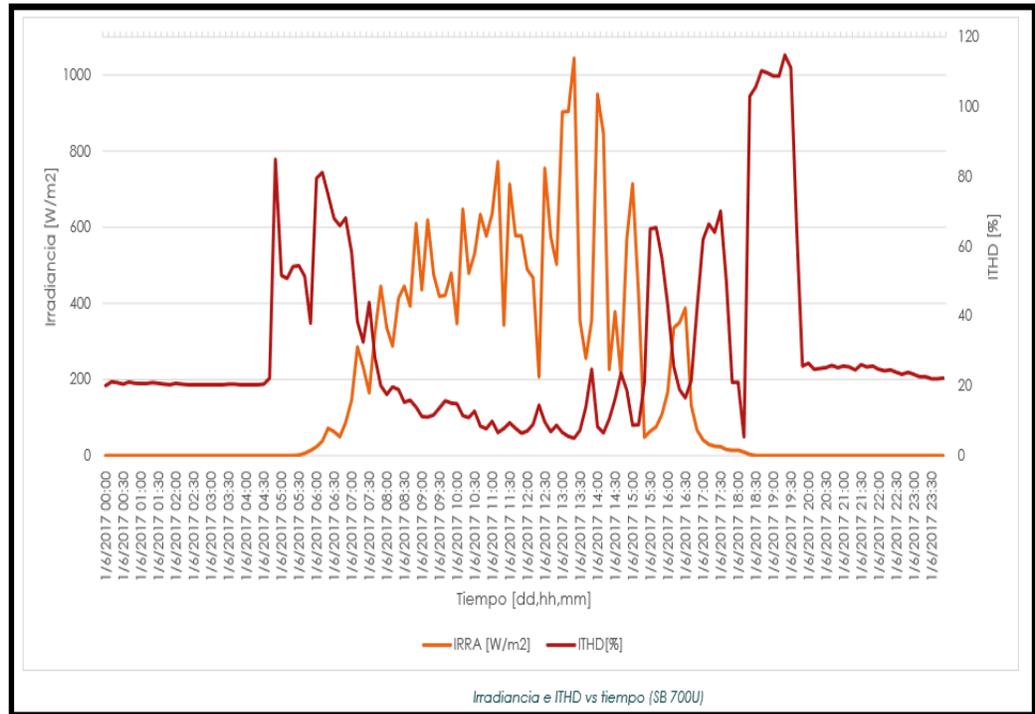
El factor de potencia está íntimamente ligado a la distorsión armónica a mayor distorsión armónica mayor es la corriente total  $I_S$  respecto su componente fundamental  $I_1$  (ya que el resto son armónicos), de modo que el factor de potencia disminuye, por lo tanto, la presencia de armónicos en la corriente tiene un efecto muy negativo sobre la eficiencia con la que el equipo proporciona potencia a la red y es un aspecto muy importante a controlar, tanto a nivel de seguridad como también de efectividad.

La distorsión armónica total de la onda de corriente generada por el inversor *THDI*, es una medida de la calidad de la energía generada por el inversor sobre la que existe Normativa Internacional (IEC 61000-3-2), en ella se indica que la distorsión armónica total de la corriente sea inferior al 5 % cuando la distorsión armónica total de la onda de tensión de la red eléctrica a la que está conectado sea inferior al 2 %, además, de que cada armónico individual sea inferior a un valor determinado.

Para el caso de estudio de los sistemas fotovoltaicos a continuación se muestra una gráfica del comportamiento que tienen dichos módulos, cuando se encuentran en horas pico en las que reciben directamente una cantidad de luz solar suficiente y muy elevada para trabajar correctamente, para este caso el factor de potencia tiene que ser cercano a 1, y la distorsión armónica de corriente se mantiene a sus valores más bajos, esto es porque a mayor distorsión armónica, mayor es la corriente total, respecto de su componente fundamental y por esta razón dicho factor disminuye.

A continuación, se muestra la figura 18 que muestra el comportamiento de la distorsión armónica y de la irradiancia para un día completo para un sistema fotovoltaico que vas desde las 00:00 a.m. hasta las 23:59 p.m.

Figura 18. Gráfica de irradiación y THD vs tiempo



Fuente: CORTEZ, Nelson, VALLADARES CORDERO, Harold Edgardo. *Estudio de los efectos del factor de potencia*. p. 54.

Se puede observar el comportamiento gráfico en la figura 18, de la irradiación y la distorsión armónica, total y el impacto que se generaría cuando esté en marcha la central fotovoltaica, a bajas irradiaciones, la distorsión armónica total de la corriente aumenta hasta alcanzar según esta gráfica un 25 %, cuando la irradiación se mantiene por encima del valor nominal con que la central está diseñada, los valores de TDH1 presenta valores cercanos al 5 % hay que verificar que justo cuando la irradiación va pasar a ser 0, la THD, toma valores muy elevados y a medida que pasa el tiempo el sistema se estabiliza.

La mayoría de las perturbaciones presentes en los sistemas fotovoltaicos son causadas por la conmutación de los inversores que son los circuitos de potencia que conectan la señal proveniente de los paneles solares y esto altera el factor de potencia que se entrega a la red.

Una solución viable sería la cual sería colocar un filtro pasa banda, en primera instancia esto eliminaría el problema de los armónicos, sin embargo, no será demasiado efectivo cuando se le aplica al inversor, la razón es la relación entre la frecuencia de conmutación y la frecuencia de la entrada, o de la salida es finita en un convertidor dc-ac, por tanto, un inversor el tamaño y la efectividad de los elementos del filtro, están determinados por factores tales como la cantidad de atenuación o desplazamiento de fase tolerado.

## **2.7. Estudio y análisis de cortocircuito del sistema eléctrico de potencia**

Análisis de cortocircuito: se deberán realizar simulaciones de cortocircuitos, trifásicos y monofásicos a tierra, para los estados de demanda de máxima y mínima.

Los puntos del sistema a estudiar, serán en principio aquellos que el interesado considere críticos en función de la nueva instalación, deberá verificarse que en ninguna estación del sistema se superen los niveles de potencia de cortocircuito nominal de los equipos instalados, se deberá indicar además, cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito que resulta por efecto de la inserción de la nueva instalación; así como analizar especialmente la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup>Doc Player. *Norma CNEE* [docplayer.es/11400448-Normas-de-estudios-de-acceso-al-sistema-de-transporte-neast-comision-nacional-de-energia-electrica-cnee.html](http://docplayer.es/11400448-Normas-de-estudios-de-acceso-al-sistema-de-transporte-neast-comision-nacional-de-energia-electrica-cnee.html). Consulta: febrero 2020.

El criterio de simulación de fallas y perturbaciones explica las condiciones mínimas para realizar un estudio eléctrico y se divide en dos partes:

- Operación estática.
- Operación dinámica.

En este caso la simulación de fallas se aplican para sistemas de potencia monofásicos y trifásicos brinda las condiciones mínimas de operación que se deben seguir para ejemplificar lo más real posible. Qué pasaría si existiese una falla en el sistema eléctrico analizado brinda información de que se tendría que realizar para mantener un sistema estable libre de fallas y los sectores de la centrales en donde puedan existir valores de riesgo y programar los mantenimientos correspondientes, esto tiene aplicación tanto para todo tipo de generación de energía renovable y no renovable siempre cabe mencionar en la presente investigación ya que si no se conocen estos parámetros sería imposible predecir si es factible implementar el sistema que se planifica.

## **2.8. Estudios y análisis de estabilidad transitoria**

El propósito de los estudios de estabilidad transitoria es analizar el comportamiento de un sistema de potencia ante contingencias, perturbaciones o eventos transitorios y con base en estos determinar las acciones que habrán de tomarse para permitir al sistema afrontar su ocurrencia, manteniendo operación continua con las menores desviaciones posibles respecto de la condición de operación de predisturbio (en estado estable).

Se puede decir, los análisis de estabilidad transitoria se realizan en simulaciones para la evaluación de la condición de dicha estabilidad tomando en cuenta las condiciones más desfavorables a las que pueden ser sometidas.

Mediante las mencionadas simulaciones de estabilidad permanente también se determinan los tiempos críticos de despeje de fallas, que servirán como premisas para los ajustes de las protecciones en los casos donde sean aplicables.

Los efectos que puede tener los transitorios en una instalación fotovoltaica son el envejecimiento prematuro, salida de servicio de los equipos, pérdida de productividad, tiempo de inactividad, interrupción en el tráfico de información deterioro de aislamiento y cambio periódicos sin partes de detección del problema.

Un estudio correcto brindará los parámetros correctos para instalar los supresores transitorios, llamados dispositivos de protección de sobretensiones dichos dispositivos están basados en semiconductores y están diseñados para descargar a tierra estas sobre tensiones excedentes.

Una de las condiciones indispensables para proteger efectivamente contra dichas tensiones transitorias es que se tenga un diseño y una construcción correcta de un sistema de puesta a tierra, que este bajo los parámetros mínimos deseados para que la protección sea idónea para la central fotovoltaica.

En el marco legal de la ley general de electricidad en la página 275 de la misma, en la sección de la calidad de energía capítulo III se refiere de manera literal en el artículo 25, lo cual engloba el estudio de transitorios electromagnéticos y corrientes armónicas la cual dice de la siguiente manera:

El distribuidor efectuará mediciones de calidad de producto en el punto de conexión, mediante una programación similar a la utilizada con los grandes

usuarios, y le aplicará lo que corresponda de conformidad con las NTSD, de los resultados deberá informar a la CNEE.<sup>20</sup>

En caso que se establezca que algún parámetro está fuera de los rangos permitidos en las NTSD, el distribuidor deberá hacer los análisis correspondientes para determinar la fuente u origen del problema y si determina que la causa es por la operación de las instalaciones del GDR, lo hará de su conocimiento por escrito, recomendando las medidas a tomar para corregir el problema encontrado; en caso contrario, se entiende que el distribuidor deberá tomar las acciones que correspondan para su solución, el distribuidor deberá remitir a la comisión copia del informe que se emita al respecto, a efecto de darle seguimiento hasta la solución del problema encontrado; si la comisión determina que no se toman acciones para resolver dicho problema, aplicará las disposiciones sancionatorias correspondientes.

---

<sup>20</sup> Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma Técnica de Generación, distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía.* <https://www.cnee.gob.gt/estudiosselectricos/Normas%20Tecnicas/08%20NTGDR.pdf>. Consulta: 05 de marzo de 2020.



### 3. DISEÑO Y PROCEDIMIENTOS DE LAS CENTRALES FOTVOLTAICAS

#### 3.1. Diseño de paneles solares y celdas fotovoltaicas

Para la realización el diseño y la configuración de los paneles solares de la planta solar Horus lugar donde se realizó la visita técnica para la elaboración del presente trabajo se tienen, que todas las celdas están conectadas en serie, ya que con esto se consigue que se sumen los voltajes individuales de los paneles fotovoltaicos los voltajes de trabajo de los paneles son de 45,35 voltios con potencias variadas 305, 315, 360, 365, 370, 320 *watts* con las siguientes eficiencias según su tipo:

- Eficiencia de panel pol-cristalino: 16,25 %
- Eficiencia de panel mono-cristalino (PERK): 18,8 %

Se utiliza en la generadora solar el tipo panel policristalino ya que, por factores de precio, es más viable para comprar de este tipo en grandes cantidades, para el segundo caso también se encuentra en la planta solar Horus solo que en pequeña proporción se puede decir que la eficiencia y la cantidad de absorción de la luz para la producción de energía sería mejor el segundo caso.

Para el diseño que se utiliza en la planta solar existen dos tipos de *strings* o configuraciones las cuales se le llaman sistemas o módulos monofila o unifila y multifila, como se muestran en las imágenes de las figuras 19 y 20.

Figura 19. **Configuración de paneles monofilia y unifilia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Figura 20. **Configuración de paneles seguidores multifilia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Para ser más explícitos un seguidor o sistema de *string* consta de 20 paneles conectados en serie y configuración de monofila consta de 6 *strings*, siempre de 20 paneles interconectados.

Mientras que para un sistema o seguidor multifila son sistemas de *strings* o configuraciones de un sistema multifila y este consta de varios sistemas monofila, en el caso para la planta Horus existen de diferentes capacidades, para las configuraciones monofilas las cuales son las siguientes:

- Sistemas seguidor multifila de 28 *strings* monofila.
- Sistemas seguidor multifila de 24 *strings* monofila.
- Sistemas seguidor multifila de 20 *strings* monofila.

En total para toda la planta de Horus existen 542 sistemas seguidores multifila y para el caso de sistemas monofila existen 592, para una cantidad de paneles conectados en conjunto de 344 600 paneles.

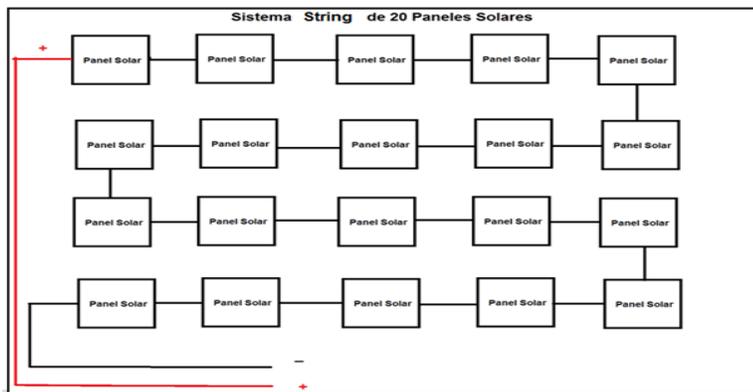
Dicha planta de generación se divide en dos sectores a los cuales se les llama Horus I y Horus II.

Para Horus I existen 339 sistemas seguidores multifila y 390 seguidores monofila y para el caso de Horus II existen 203 sistemas seguidores multifila y 202 sistemas seguidores monofila.

En total la planta genera durante el día 50 megawatts para Horus I y 30 megawatts para Horus II para un total de toda la planta de 80 megawatts con una potencia pico de 109,72 megawatts que es la cantidad máxima que puede generar dicho sistema.

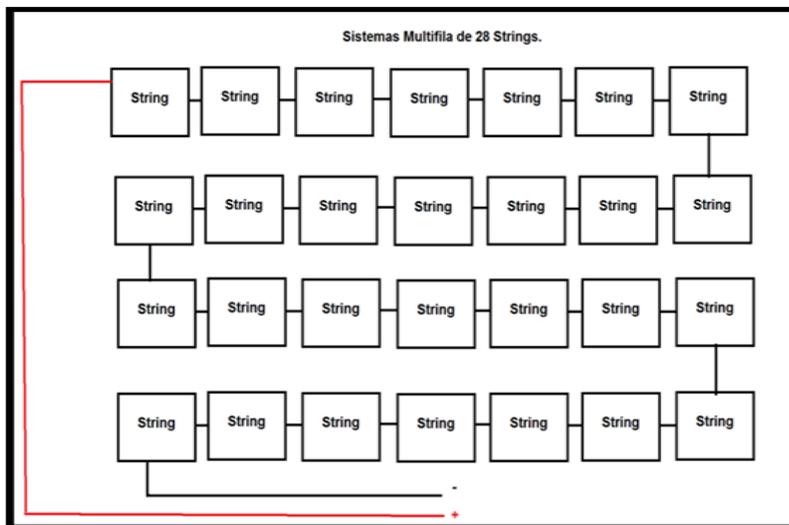
Los sistemas monofila y multifila queda explícitos, en las siguientes figuras 21, 22, 23 y 24 de configuraciones.

Figura 21. **Diagrama sistemas *string* de 20 paneles**



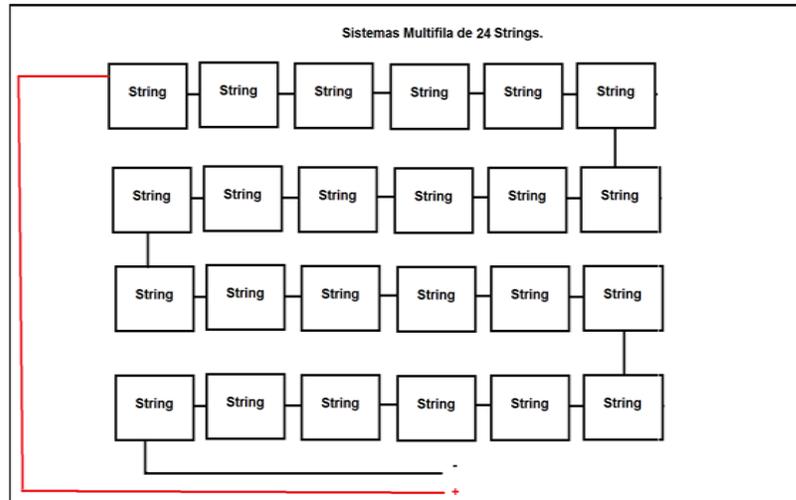
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Figura 22. **Diagrama sistemas seguidores multifila 28 strings**



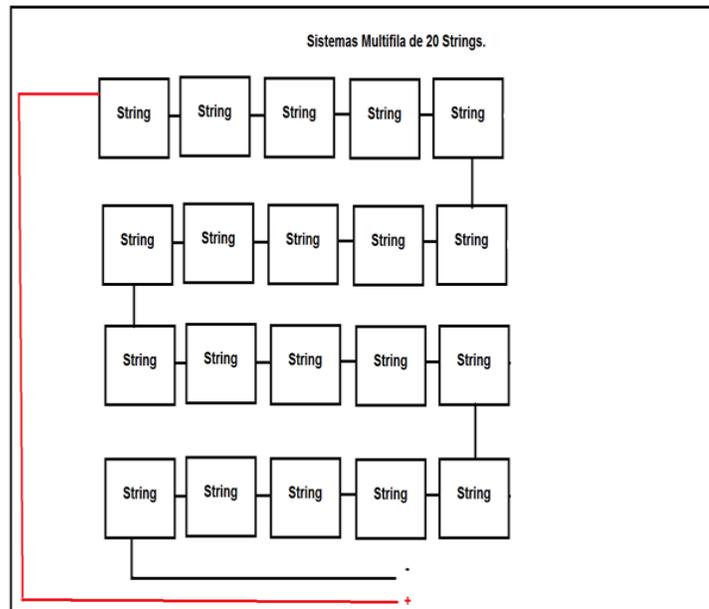
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Figura 23. **Diagrama sistemas seguidores multifila 24 strings**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Figura 24. **Diagrama sistemas seguidores multifila 20 strings**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

### 3.2. Controladores del sistema

Existen diversos controladores e indicadores del funcionamiento del sistema fotovoltaico de la generadora las cuales por lo general se encuentran registrados en un sistema computarizado al cual se le llama sistema SCADA, en el que se pueden verificar los eventos tanto de mantenimiento como de operación de todo el sistema fotovoltaico de la planta horus que es el sistema que se tomó como base en la investigación, en este sistema se pueden estudiar el comportamiento de los diversos parámetros de los paneles solares y de todos los dispositivos que lo comprenden por lo general en el sistema SCADA se pueden verificar lo siguiente:

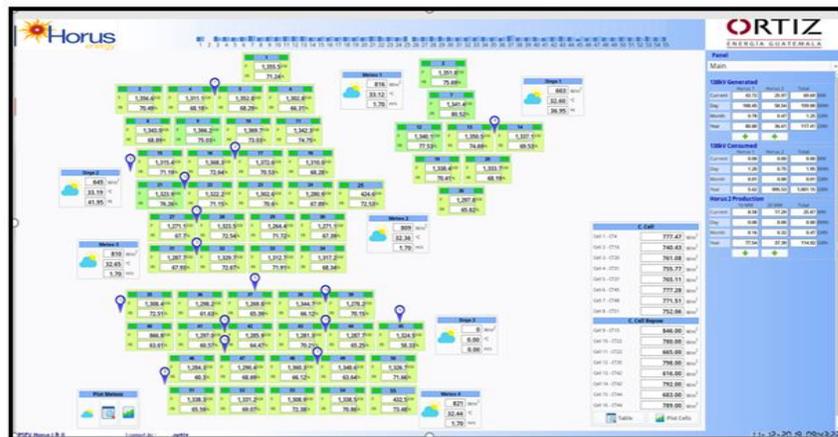
- Voltaje de operación.
- Corriente de operación.
- Potencia de operación.
- El estado meteorológico de todo sistema fv.
- La eficiencia de uso en tiempo real de los paneles.
- La cantidad de radiación solar en tiempo real.

Por lo general más parámetros como por ejemplo los números de *strings* del sistema, la cantidad de sistemas monofila y multifila de todo el sistema fotovoltaico.

En general se puede decir que el sistema SCADA, es el sistema de operación central de toda la planta y con ello se pueden programar mantenimientos preventivos, predictivos o correctivos o diversas actividades que se puedan desarrollar en toda la infraestructura del sistema FV.

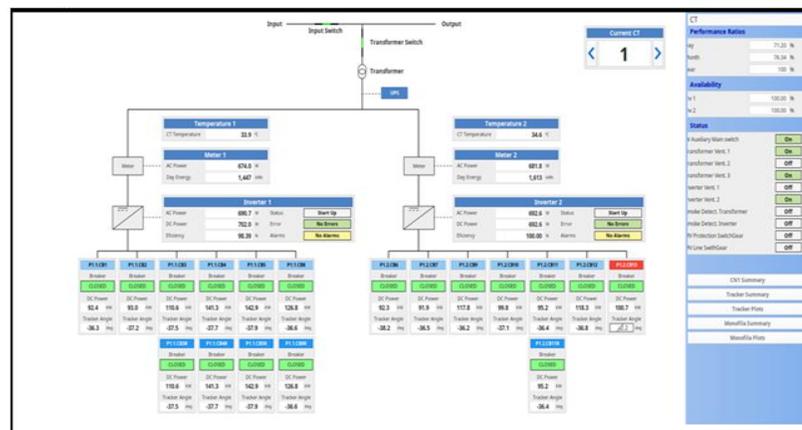
A continuación, se muestran algunas imágenes tomadas del sistema SCADA, que es la base para poder comprender el funcionamiento de la planta Solar Horus I y II, figuras 25, 26, 27 y 28.

Figura 25. Diagrama sistemas control de paneles



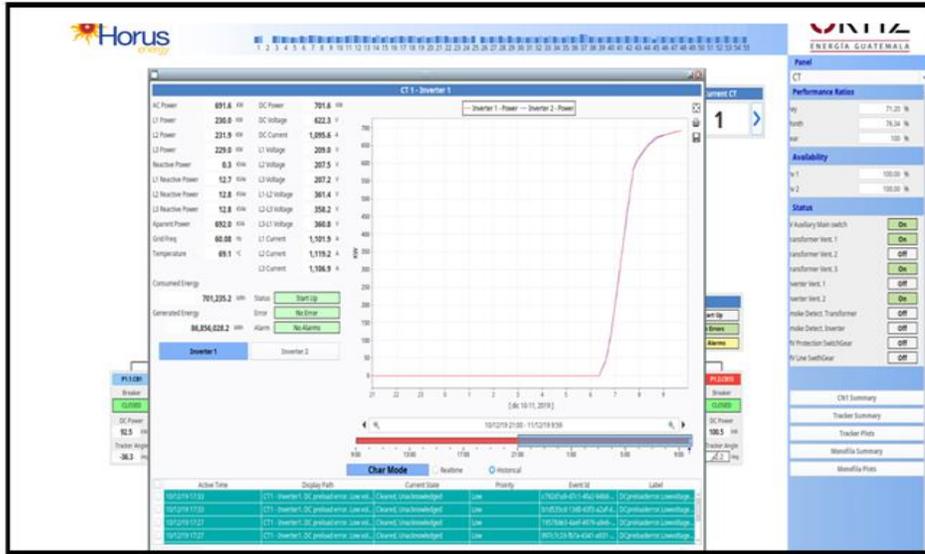
Fuente: elaboración propia, empleando Horus Energy.

Figura 26. Diagrama de interconexión de una central transformadora, sistema scada



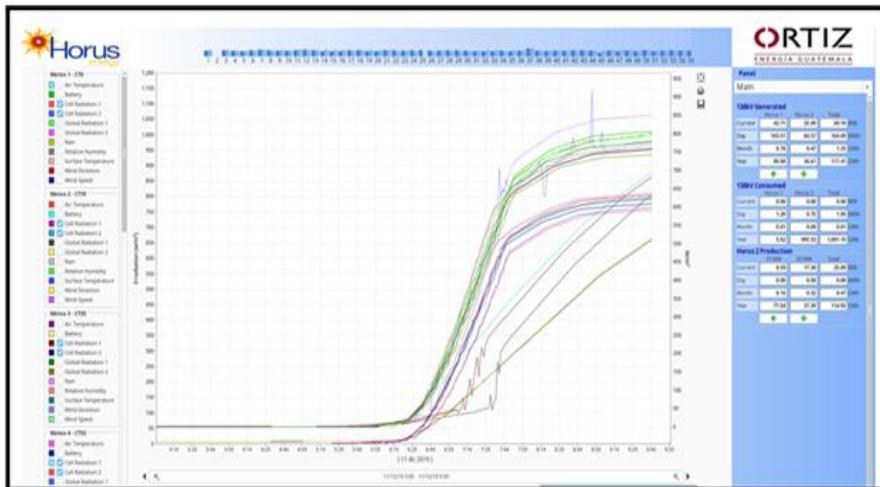
Fuente: elaboración propia, empleando Horus Energy.

Figura 27. Gráfica de producción curva diaria en kilowatts vrs. tiempo



Fuente: elaboración propia, empleando Horus Energy.

Figura 28. Gráfica de irradiación solar a diferentes horarios (rad.vrs tiempo)



Fuente: elaboración propia, empleando Horus Energy.

En la figura 28 se muestra el diagrama de un CT Central transformadora la cual como su nombre lo indica esta se encarga de elevar el voltaje de 355 A.C. a 20 Kv. Y el sistema SCADA se encarga de monitorear todos los equipos de potencia y electrónicos claramente se puede visualizar en dicha imagen como opera a grandes rasgos la planta fotovoltaica, para el caso de la figura 27 se tiene una curva diaria de producción de energía ya que como se puede visualizar el periodo de valle de la curva es cuando es de noche y se incrementa su producción a lo largo del periodo del día también se puede decir que estas gráficas se tienen, son diarias y estas varían dependiendo de los factores climáticos.

Como se puede observar, y finalmente en la figura 28, la cantidad de radiación solar a lo largo del día y se puede ver los horarios picos máximos en los cuales la producción en potencia es máxima, la energía promedio mensual 10 400 Mwh, para Horus 1 y 6 000 Mwh. para Horus 2, respectivamente.

### **3.2.1. Modos de operar el sistema fotovoltaico**

Para operar el sistema fotovoltaico existen diferentes formas en las cuales estas están monitoreadas y previamente planificadas en el sistema SCADA, como se hace énfasis en anterior mención para poder entrar en detalle en este tema cabe mencionar los procedimientos de mantenimiento que se deben realizar en cada uno de los componentes de las plantas fotovoltaicas partiendo desde los siguientes:

- Paneles solares.
- Inversores.
- Centrales transformadoras.
- Cajas de nivel 1.

- Cajas de nivel 2.
- Instalaciones eléctricas.

Un dato muy importante a tomar en cuenta en los modos de operación es el factor de planta, este varía mucho por cambios climáticos, se tiene un promedio mensual de 29,3 % para Horus I y para Horus II 29,7 % para un promedio general de 29,5 %.

Otro aspecto que se toma en cuenta es que la planta tiene una eficiencia de 85 % este valor también es variable en un porcentaje según las condiciones climáticas.

A continuación, se muestra en la siguiente tabla II los tipos de mantenimiento que se les brinda a los diversos componentes.

Tabla II. **Diferentes tipos de mantenimiento**

<b>Equipo</b>	<b>Mantenimiento predictivo</b>	<b>Mantenimiento preventivo</b>	<b>Mantenimiento correctivo</b>
Paneles solares	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema SCADA</li> <li>• Inspección visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se limpia el panel con agua desmineralizada.</li> <li>• Se verifica sino existe célula dañada.</li> <li>• Se inspecciona si el panel no tiene gretaduras.</li> <li>• Se analizan curvas de voltaje y corriente.</li> <li>• Se realiza termografía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se verifica si el panel está funcionando o midiendo voltajes y corriente en terminales según placa si se determina que esta defectuoso se remueve y se reemplaza</li> </ul>

Continuación de la tabla II.

Inversores	Sistema SCADA Inspección visual	Medición de parámetros eléctricos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Voltaje</li> <li>• Corriente</li> <li>• Resistencia</li> <li>• Apriete de tornillos.</li> </ul>	Cuando se encuentra defectuoso lo que se realiza es verificar si es reparable si no lo es se procede a removerlo y reemplazarlo.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cajas de nivel 1.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema SCADA.</li> <li>• Inspección Visual.</li> </ul>	<p>Se chequean las conexiones de los paneles.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se verifica el cableado no esté dañado.</li> <li>• Mediciones Eléctricas en General.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se verifica que el component e ya sea inversor, cableado se encuentre defectuoso para reemplazo.</li> <li>• Se identifica el component e dañado y se reemplaza o se repara.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cajas de Nivel 2.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema SCADA.</li> <li>• Inspección Visual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se inspeccionan las conexiones internas de cajas de nivel 1 a inversores.</li> <li>• Se verifica el cableado no esté dañado.</li> <li>• Mediciones Eléctricas en General.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se identifica el componente dañado y se reemplaza o se repara.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalaciones eléctricas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección Visual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mediciones Eléctricas en General.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se identifica el componente dañado y se reemplaza o se repara.</li> </ul>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2020.

En general para cualquier dispositivo se tiene que realizar los siguientes pasos los cuales se detallan a continuación:

- Verificación en el sistema SCADA el estado de los componentes.
- Se delega al técnico a cargo.
- Verificación o se comprobación que está dañado el componente.
- Si esta averiado el dispositivo y se puede reparar en el lugar se repara.
- Si la falla del componente de mayor magnitud se realiza cambio instantáneo.
- Verificación en el almacén y si existe repuesto.

En equipos especiales se realizan otro tipo de mantenimientos como medición en analizadores de red, medición de calidad de energía y armónicos.

Todos los dispositivos de las centrales fotovoltaicas tienen una vida útil de 25 años y el recurso solar constante, funcionando a una eficiencia promedio, si se disminuye la degradación de los equipos, se aumenta la proyección energética por temas de dicho fenómeno se entrega al mercado la mayoría toda la energía y se gestiona con que empresas se les estará brindando el servicio de electricidad.

### **3.2.2. Procedimientos de ejecución y conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica**

Para realizar la conexión a la red eléctrica básicamente el sistema de la planta solar Horus por ser una planta que no posee un sistema de acumulación entonces dicha planta solo produce energía eléctrica durante el día llegando su pico máximo en horas de 11:00 de la mañana hacia las 2:30 a 3:00 de la tarde, por lo tanto su medio de conexión a la red es automático cuando es de día en el

caso de noche el sistema deje de producir de la red y automáticamente realiza una maniobra de bypass, para ser de generador a consumidor, un aspecto a tomar en cuenta es lo siguiente: si la irradiancia es menor a  $50 \text{ w/m}^2$  la planta se apaga automáticamente, para el aprovechamiento máximo de energía se utilizan seguidores solares, rota 2 grados en cada 10 a 12 minutos los motores están programados con variadores frecuencia y PLC.

El sistema de conexión de la planta fotovoltaica básicamente todas las centrales transformadoras se conectan a un sistema de subestación de barra simple el cual se describe de manera concreta en los posteriores apartados.

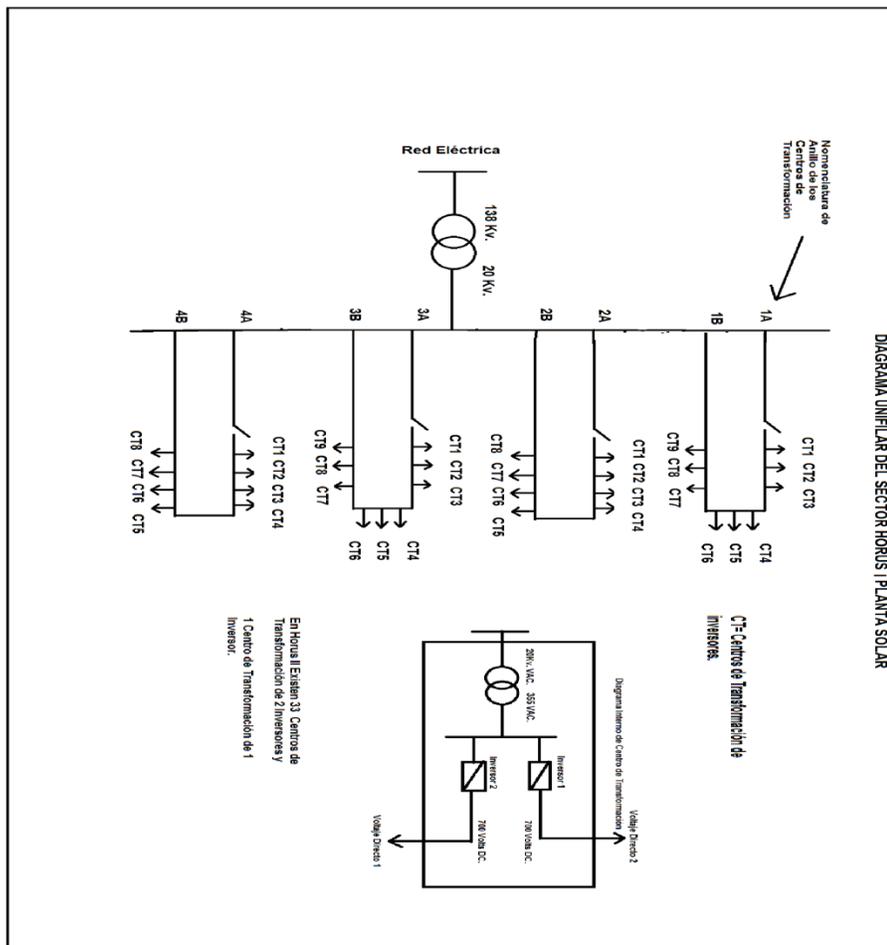
### **3.2.3. Modos de conexiones del sistema fotovoltaico**

El sistema de Horus como se había mencionado anteriormente se divide en dos partes Horus I y Horus II, la parte de Horus I produce 68.39 Megawatts en potencia pico y para el sector de Horus II, 41,33 Megawatts también en potencia pico, por lo cual su sistema de conexión fotovoltaico-inversor debe de ser lo más eficiente posible, ya que esta es una de las partes más importantes para el correcto funcionamiento de todo sistema de planta fotovoltaica y aseguramiento de su servicio eléctrico a las diferentes distribuidoras.

En figura 29 se muestra el diagrama unifilar del sistema de la planta Horus I, el cual se encuentran indicado el número de centros de transformación y los voltajes de operación con los que dicho sistema o sector opera en el sistema eléctrico un dato a tomar en cuenta en el sistema de Horus I cuenta con 67 inversores conectados en los centros de transformación, y por lo tanto, estos inversores por lo general existen 1 por cada de caja de nivel 2 por inversor lo que significa que existen 67 cajas de nivel 2.

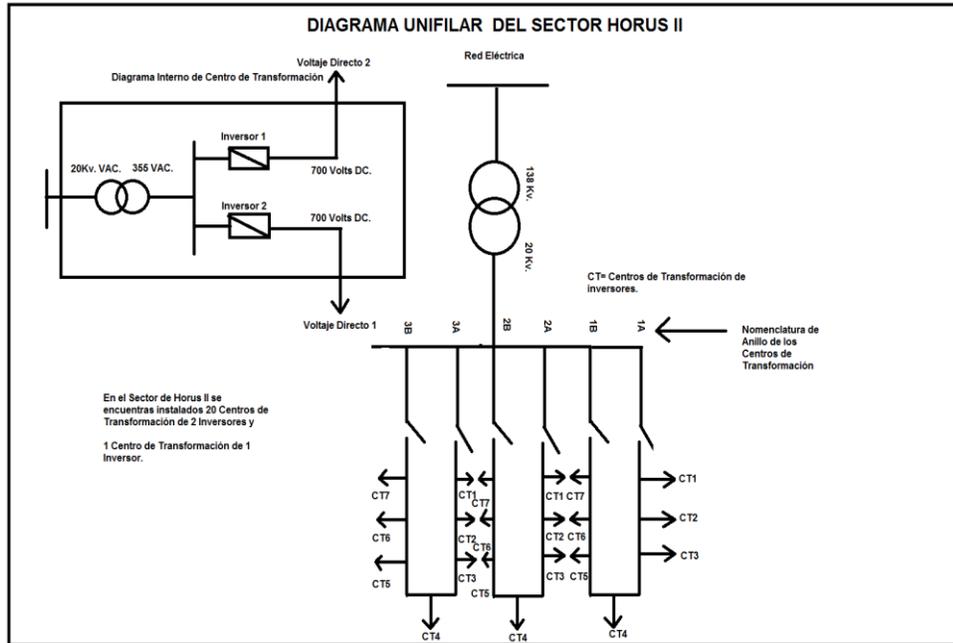
Las cajas de nivel 2 se clasifican como interconexiones de los nodos hacia los inversores, las protecciones termomagnéticas de los paneles y la conexión del motor en conjunto con el variador de frecuencia que sirve como seguidor solar y las cajas de nivel 1 son aquellas en donde se conectan los grupos de paneles solares en serie o los *strings*, el tipo de cable utilizado es del tipo solar para intemperie el cual por su diseño y configuración es resistente al medio.

Figura 29. Diagrama unifilar del sector de planta solar horus I



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Figura 30. Diagrama unifilar del sector de planta solar horus II



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Como se muestra en la figura 30 el sector II de la planta Horus II consta de 21 centros de transformación que a su vez se dividen en 41 inversores de tensión que en este caso en su voltaje de entrada se tiene 700 volts de corriente directa y su salida existe 355 volts de corriente alterna que posteriormente es transformada en voltaje de media tensión de 20 Kv en toda la trayectoria del sector de Horus II existen 41 cajas de nivel 2, con 20 centros de transformación de dos inversores y 1 centro de transformación de 1 inversor respectivamente.

En todo el terreno de Horus I y II existen 542 cajas de nivel 1, las cuales están a lo largo de toda la trayectoria de la disposición de los paneles, la cantidad de terreno utilizada para los sectores de Horus I y II son de 294

hectáreas de terreno, con una cantidad promedio según el ministerio de energía y minas de 1 000 W /m<sup>2</sup>.

Todo el sistema de los sectores tanto de Horus I y II se conecta a una subestación de barra simple la cual será descrita en el siguiente apartado esto se realiza con la intención de poder elevar la tensión y poder distribuirla a la red eléctrica y poder cumplir con los contratos que dicha planta gestiona en el mercado eléctrico la restante energía que no es utilizada pasa al mercado spot y la utilización para los dispositivos auxiliares de la planta como UPS y electrónicos que utilicen reservas de energía.

El sistema de redes de tierra o protección se encuentra subterráneo, así como el tendido de media tensión que se encuentra ubicado desde los centros de transformación hacia la conexión de la subestación.

Los cables de corriente directa de los paneles se encuentran protegidos por bandeja metálica en algunos puntos para protección de intemperie y los tipos de tableros utilizados son tableros industriales IP65.

### **3.3. Procedimientos para la interconexión de un sistema fotovoltaico**

Como se muestra en los diagramas unifilares anteriores los sistemas fotovoltaicos producen energía de corriente directa la cual es posteriormente transformada en corriente alterna y a la cual se eleva a una tensión de 20 Kv, en vía subterránea, estas se pueden ver en cajas de cementos cuadradas ubicadas en puntos estratégicos del sector en donde se encuentra la planta solar.<sup>21</sup>

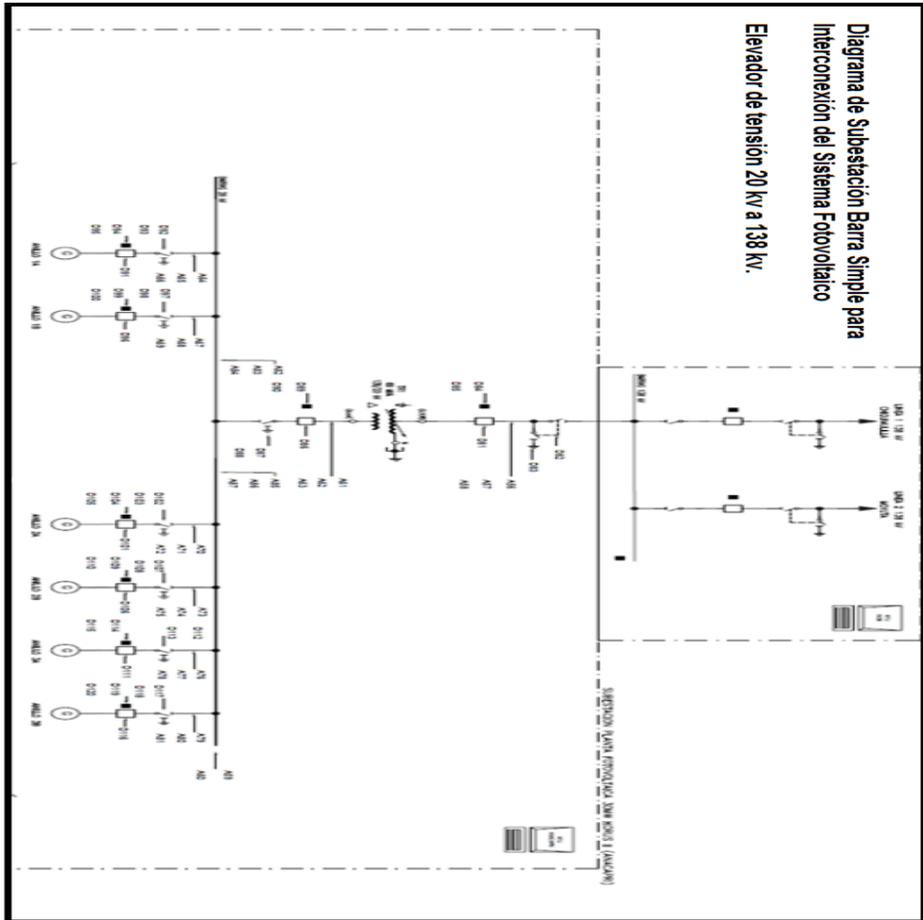
---

<sup>21</sup> HASSAINE, Linda. *Implementación de un control digital de potencia activa y reactiva para inversores aplicados a sistemas fotovoltaicos*. p. 80.

Ahora bien, dicho voltaje de 20 Kv. No es suficiente para conectarse a la red, por lo cual es imperante y necesario elevar dicho voltaje para que se pueda comercializar con los diferentes contratistas de distribución de energía por lo cual dicho sistema de 20 Kv, procedentes de las centrales transformadoras entonces diferentes voltajes de los anillos de dichas casetas se conectan a una barra en común como aparecen en la figura 32, que es un sistema de subestación al cual se le llama barra simple se le llama así porque todos los voltajes convergen a un solo nodo y por el cual este voltaje es elevado a la tensión deseada por medio del transformador de potencia.

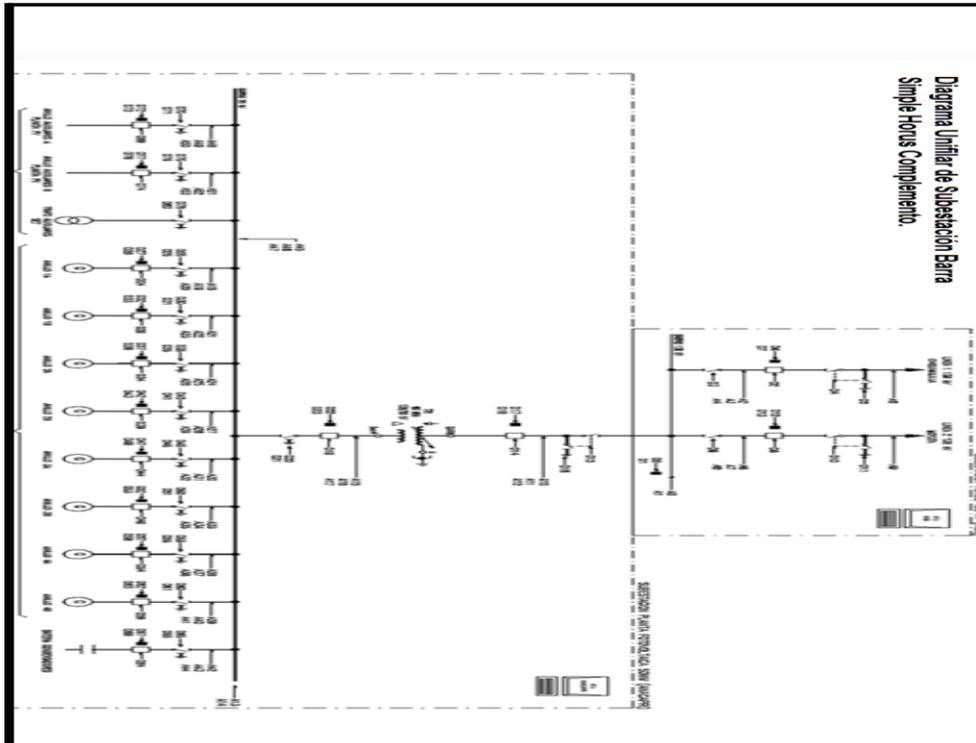
Posteriormente este sistema de barra simple es monitoreado por el sistema SCADA, sistema computarizado que se encarga de verificar el estado y el funcionamiento en términos generales de toda la central generadora, se puede decir, que las maniobras que se utilizan para elaborar la conexión a la red por medio del sistema fotovoltaico son automáticos ya que cuando es de noche en la cual la planta funciona como un consumidor, dicha subestación cumple un rol importante ya que sirve como medio de conexión o comunicación de la red hacia la planta, la corriente consumida por la planta de noche es verificada, por medio de los medidores o contadores bidireccionales los cuales miden el flujo de entrada y consumo de red, esto con la intención de verificar si el excedente de energía es suficiente como para alimentar circuitos de fuerza e iluminación durante la noche.

Figura 31. Diagrama unifilar subestación transformadora a 138 Kv



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

Figura 32. Diagrama unifilar subestación transformadora a 138 Kv complemento



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2020.

### 3.4. Esquemas de protección para sistemas fotovoltaicos

Para todo sistema fotovoltaico siempre es necesario contar con elementos que protejan de cualquier sobre-tensión o sobre-corriente de los diferentes elementos del sistema, hay que referirse que para esto se realizan diferentes análisis de falla entre los tipos de fallas más comunes se pueden mencionar:

- Fallas del sistema de puesta a tierra.
- Fallas por efecto sombra en los paneles fotovoltaicos.
- Fallas los transformadores.
- Fallas en los inversores.
- Fallas en los sistemas de barras.
- Fallas en las líneas de distribución.

Se puede decir, que el sistema fotovoltaico tiene protecciones de dos tipos protecciones en corriente alterna y protecciones en corriente directa, la protección de corriente alterna son por lo general, todas las protecciones que se utilizan en los sistemas de distribución eléctrica como protecciones diferenciales de línea, relés de sobre corriente, voltaje, protecciones direccionales entre otras.

Para el caso de corriente directa se utilizan fusibles térmicos, fusibles simples y diodos en paralelo para evitar el efecto sombra toda función de las protecciones es disipar o limpiar la falla que puede estar afectando cualquier circuito, trasladado este concepto a centrales fotovoltaicas en un sistema eléctrico de potencia es realizar las maniobras necesarias para que la coordinación de protecciones cumplan con la función para las que fuesen diseñadas, en cualquier situación ya sea de frecuencia de operación, voltaje, conexión y desconexión de otras centrales eléctricas se tiene que tomar en cuenta también que las protecciones que se utilizan en centrales FV.

No se diferencian mucho de las que se utilizan convencionalmente se concluye que todo sistema fotovoltaico en cuanto a protecciones se refiere en algún punto son más sensibles a los cambios ya que por su naturaleza del tipo de central al no ser constante ya que depende de la energía lumínica que se irradia de los paneles, uno de los aspectos que hay que mencionar es que este

tipo de centrales solo producen en su mayoría potencia activa y por lo general los bancos de capacitores que se utilizan son de valores más pequeños que los que se utilizan en generadoras convencionales ya que se corrige mucho menos, las centrales de este tipo por lo general se utilizan como medio auxiliar en un sistema de red ya que no se puede depender por ser variable su potencia, por lo regular es necesario que se tengan sistemas auxiliares cuando esta deje de operar estos pueden ser otras generadoras de otro tipos o bancos de acumulación de baterías según sea el caso.

Los tipos de protecciones que se utilizan para los diferentes componentes son los siguientes:

- Línea de enlace (87l, 21/21n, 67, 67n).
- Transformadores (87t, 50, 51, 50n, 51n, 51g, 27,59n).
- General de baja tensión (50, 51, 50n, 51n, 27, 59n).
- Bancos de capacitores (50, 50n, 27, 59n).
- Transformador de baja tensión. (Protecciones convencionales)
- Inversor. (lado de c.a./lado c.c.)
- Sistema de puesta a tierra.

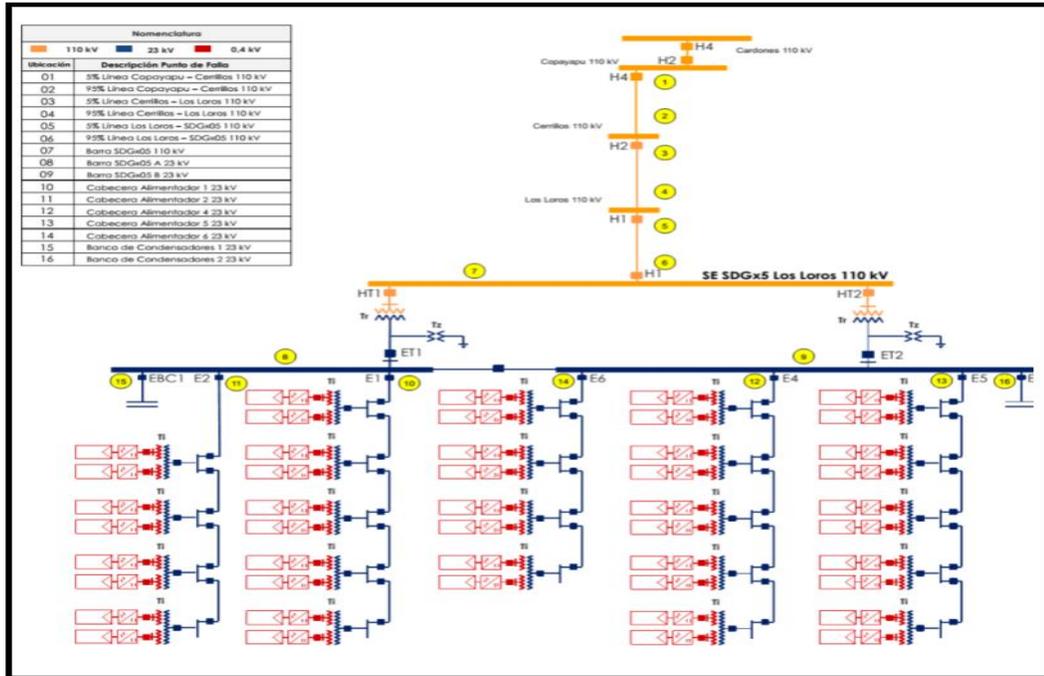
Para los sistemas de puesta a tierra se pueden utilizar transformadores de configuración zigzag ya que estos tienen la peculiaridad de podernos brindar una conexión o referencia a tierra, esto se hace ya que por lo general para el tipo de centrales fotovoltaicas no se tiene un punto de este tipo, por lo tanto se hace necesario ya sea con esta configuración de transformador de acoplamiento o delta-estrella o un sistema estrella-estrella para el caso del sistema delta estrella la delta se conecta a la red y el lado de estrella se conecta en el lado de baja para que pueda tener esta referencia, por lo regular se utilizan estas diferentes configuraciones.

Hay que hacer mención también que para los sistemas fotovoltaicos existen códigos de red que incluyen criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad seguridad y sustentabilidad incluidos estos tienen como objetivo permitir e incentivar que el sistema eléctrico de potencia se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos-operativos, y de la manera más eficiente y económica. el código de red debe ser entendido como el documento que establece los requerimientos técnicos mínimos que los integrantes de la industria eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del SEN, así como establecer reglas para la medición, el control, y el acceso y uso de infraestructura eléctrica.

Hay que mencionar también que los sistemas fotovoltaicos tienen que estar sincronizados con la frecuencia y la inercia del sistema por lo cual es necesario realizar un sistema de inercia virtual para que el sistema renovable de energía penetre de manera más eficiente al sistema eléctrico de potencia, otro aspecto a tomar en cuenta que se puede utilizar como máximo nominal el uso de energía renovable hasta el 40 % de la red por ser un tipo de energía no estable entonces si se tiene más del 40 % se en la existencia de falla se corre el riesgo de que todo el sistema eléctrico colapse y por lo tanto no conveniente, ahora bien el caso más particular que se utiliza acá en Guatemala es como generación distribuida lo que significa que se tiene un generador constante y uno variable como los sistemas FV.

A continuación se muestra el esquema de protecciones de un sistema FV:

Figura 33. Diagrama unifilar subestación transformadora a los loros



Fuente: VÁSQUEZ MARTÍNEZ, Ernesto. *Diagrama unifilar subestación transformadora a los loros*. p. 17.

### 3.5. Modelos matemáticos para centrales eléctricas fotovoltaicas

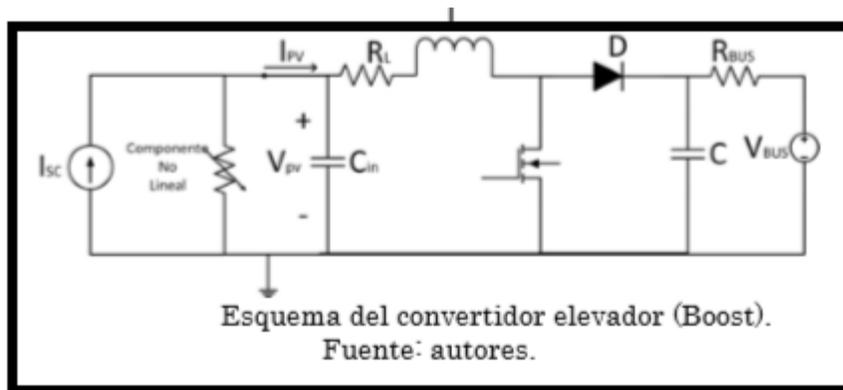
Para estudiar los sistemas fotovoltaicos es necesario representar modelados matemáticos que puedan describir el comportamiento de los sistemas FV, hay que decir que es parte de la ingeniería eléctrica, analizar todas las posibles variables que se puedan involucrar en la marcha y el funcionamiento de estas, por otra parte, es necesario verificar todo el sistema y echar mano con base en los análisis realizado sin más preámbulo a continuación se describirá paso a paso como funciona este análisis.

Una unidad de sistema fotovoltaico está compuesta por módulos PV, o celdas solares, se describe la ecuación que describe el funcionamiento de la corriente de las celdas solares la cual queda de la siguiente manera.

$$I_{PV} = I_{SC} - A_0 \cdot (e^{B_0 \cdot V_{pv}} - 1)$$

A continuación, para mejor entendimiento se representará en forma gráfica la estructura interna de convertidor y para poder detallar el análisis de mejor manera.

Figura 34. **Modelo para planteamiento matemático inversor**



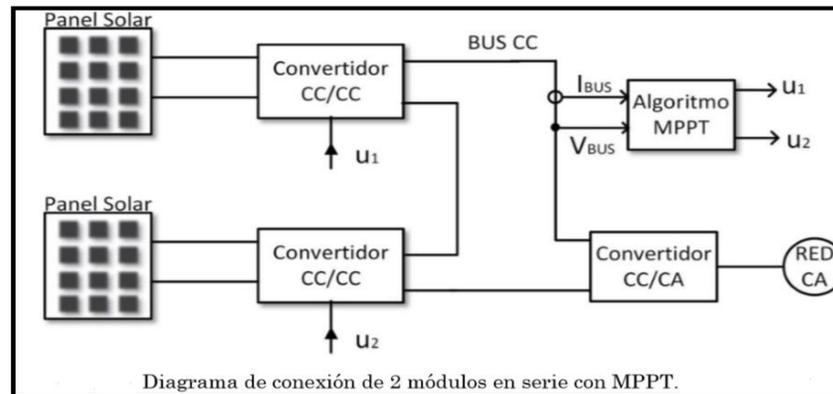
Fuente: *Modelo para planteamiento matemático inversor*. <https://www.google.com/search?q=Modelo+para+matem%C3%A1tico+inversor&aqs=59.29353j0j9i8>. Consulta: 04 de diciembre de 2020.

En la figura 34 se observa que todo convertidor, sus pérdidas son representadas en un circuito RL que se ubica en la parte de en medio del circuito dicho fenómeno lo representan en pérdidas resistivas y en inductivas también están involucradas otras variables como el voltaje de encendido y la resistencia de encendido.

### 3.5.1. Modelo matemático de dos módulos en serie

Para entender el concepto del modelado matemático es necesario realizar a manera de ejemplo un sistema de dos módulos de paneles FV, conectados en serie el cual queda descrito de manera muy gráfica de la siguiente manera:

Figura 35. Modelo para análisis de dos módulos en serie



Fuente: Modelo para análisis de dos módulos en serie.

<https://core.ac.uk/download/pdf/29400299.pdf>. Consulta: 04 de diciembre de 2020.

Como se puede observar para esta central eléctrica consta de dos módulos de paneles solares un dos convertidores de corriente continua a continua CC/CC y un conversor de corriente continua/alterna CC/CA y las líneas que se interconectan entre los convertidores a lo que se le llama Bus CC hay que hacer mención que en esta estructura en donde existe un punto de interconexión nodo entre los diferentes componentes, a su vez, para objeto de análisis del Bus CC se procede a realizar el modelo matemático.

En la figura 33 se mostró un esquema de convertidor para el cual se planteó una ecuación diferencial dada.

Planteando el algoritmo matemático que representa el sistema de dos paneles con base en el análisis de teoría de circuitos eléctricos para ecuaciones diferenciales dichas ecuaciones quedan de la siguiente forma, tomando en cuenta que lo que se busca en el sistema es el punto de transferencia máxima de potencia que significa esto, que el sistema estará en su punto más representativo cuando este en operación, en términos numéricos lo que significa que la fuente o los paneles solares se representa como una fuente de voltaje en serie con una resistencia se iguala en valor óhmico con la resistencia de carga que en este caso es toda la demanda o lo que se conecta al sistema de dos paneles:

$$V_{pv1} = \frac{I_{sc1}}{C_{in1}} - \frac{I_{L1}}{C_{in1}} - \frac{A_{o1}}{C_{in1}} [ e^{B_{o1}V_{pv1}} - 1 ]$$

$$V_{pv1} = \frac{I_{sc2}}{C_{in2}} - \frac{I_{L2}}{C_{in2}} - \frac{A_{o2}}{C_{in2}} [ e^{B_{o2}V_{pv1}} - 1 ]$$

$$I_{L1} = \frac{V_{pv1}}{L1} - \frac{(RL1+Ron1u1)}{L1} * I_{L1} - \frac{(1-u1)*V_{F1}}{L1} - \frac{(1-u1)}{L1} * V_{c1}$$

$$I_{L2} = \frac{V_{pv2}}{L2} - \frac{(RL2+Ron2u2)}{L2} * I_{L2} - \frac{(1-u2)*V_{F2}}{L2} - \frac{(1-u2)}{L2} * V_{c2}$$

$$V_{c1} = \frac{1-u1}{C1} I_{L1} - \frac{V_{c1}}{C1R_{bus}} - \frac{V_{c2}}{C1R_{bus}} - \frac{V_{bus}}{C1R_{bus}}$$

$$V_{c2} = \frac{1-u2}{C2} I_{L2} - \frac{V_{c1}}{C2R_{bus}} - \frac{V_{c2}}{C2R_{bus}} - \frac{V_{bus}}{C2R_{bus}}$$

Las ecuaciones anteriores representan el comportamiento del arreglo que se presenta donde los subíndices 1 representa el módulo 1 y el subíndice 2 representa el módulo 2, dichas ecuaciones se obtienen a partir de los flujos de carga en cada inductor y capacitor de los convertidores, este análisis es interno

en este modelo se definen variables de estado para cada elemento que almacena energía, por lo tanto el sistema está comprendido por 6 variables las cuales son los voltajes de entrada  $V_{pv1}$  y  $V_{pv2}$  y las salida  $V_{c1}$  y  $V_{c2}$ , así como las corrientes de los inductores  $I_{L1}$  y  $I_{L2}$ .

Las ecuaciones que tienen componente exponencial corresponde al modelo FV de la primera ecuación vista en esta sección y las ecuaciones  $I_{L1}$  e  $I_{L2}$  estas son dependientes del voltaje de conducción de los diodos conectados en las celdas, se puede decir como conclusión dada esta representación matemática corresponde a un sistema no lineal con dos señales de control binarias.

Como se puede observar el arreglo de la conexión es en serie lo que significa que los voltajes de cada capacitor de salida dependen del voltaje de entrada del otro módulo y esto se debe a que la suma de cada voltaje  $V_{c1}$  y  $V_{c2}$  la suma es  $V_{bus}$ , y como se puede observar en la figura 34 dicho voltaje es controlado por el convertidor de CC/CA o sea el inversor, en conclusión una reducción en la tensión del convertidor implica un incremento en la tensión del otro convertidor, por consiguiente implica que la señal del control del convertidor convierte una perturbación hacia el otro convertidor.

### **3.5.2. Modelado para n módulos solares**

Ahora se estudiará el modelo matemático con más de dos paneles que es el caso en el cual se aproxima a la realidad, acá se tiene que tomar en cuenta que para realizar dicho procedimiento es necesario como en el caso anterior realizar un análisis con ecuaciones diferenciales, para luego realizar los siguientes pasos que se describen a continuación:

- Obtener los parámetros  $A_0$  y  $B_0$  de cada módulo y ubicarlos en matrices.
- Crear vectores de matrices  $I_{sc}$  a partir de la irradiación de cada celda.
- Resolver las ecuaciones matriciales resultantes de las corrientes.
- Obtener los parámetros de cada convertidor CC/CA o CC/CC que son  $C_{in}$ ,  $L$ ,  $R_L$ ,  $R_{on}$ ,  $V_F$  y  $C$ .
- Crear los vectores  $U$ ,  $\bar{f}$  y las matrices  $A$ ,  $B$ , respectivamente.
- Implementar la ecuación  $\dot{X} = AX + B\bar{f}$ . resolverla utilizando métodos numéricos de integración, con la salvedad de valuar las condiciones iniciales y tener el cuidado de valores negativos en cada una de las ecuaciones ya el sistema no permite el cambio de sentido de las corrientes o la polaridad de los voltajes.

Para entender el procedimiento se plantea en los siguientes términos, se definen los siguientes vectores matriciales.

Condiciones iniciales de planteo:

$$\bar{I}_{sc} = \begin{pmatrix} I_{sc1} \\ I_{sc2} \\ I_{scn} \end{pmatrix} \quad \bar{U} = \begin{pmatrix} U1 \\ U2 \\ Un \end{pmatrix}$$

$$A_0 = \begin{pmatrix} A_{01} & 0 & \dots & 0 & \dots \\ 0 & A_{02} & \dots & 0 & \dots \\ 0 & 0 & & A_{0n} & \dots \end{pmatrix}, \quad B_0 = \begin{pmatrix} B_{01} & 0 & \dots & 0 & \dots \\ 0 & B_{02} & \dots & 0 & \dots \\ 0 & 0 & & B_{0n} & \dots \end{pmatrix}$$

$$\bar{I}_{pv} = \bar{I}_{sc} - A_0 \left[ e^{B_0 + V_{pv}} - \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \right]$$

Para verificar el vector de resolución final la matriz para la resolución sigue el siguiente planteamiento y la solución ya sea por métodos numéricos o programas.

$$\dot{X} = \begin{pmatrix} Vpv1 \\ IL1 \\ Vc1 \\ Vpv2 \\ IL2 \\ Vc2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ Vpvn \\ ILn \\ Vcn \end{pmatrix}; \hat{f} = \begin{pmatrix} Vbus \\ Ipv1 \\ VF1 \\ 0 \\ Ipv2 \\ VF2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ Ipvn \\ VFN \end{pmatrix}$$

Se aplica el siguiente modelo de solución para los vectores matrices.

$$\dot{X} = A\dot{X} + B\hat{f}.$$

Como último paso se plantean los vectores matrices A y B.

$$A_0 = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{C_{in1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{L_1} & -\left(\frac{R_{L1} + R_{on1pv1}}{L_1}\right) & -\left(\frac{1-u_1}{L_1}\right) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \left(\frac{1-u_1}{C_1}\right) & \left(\frac{-1}{C_1 R_{BUS}}\right) & 0 & 0 & \left(\frac{-1}{C_1 R_{BUS}}\right) & 0 & 0 & \cdot & \cdot & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{C_{in2}} & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 & 0 & \left(\frac{-1}{C_1 R_{BUS}}\right) \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_2} & -\left(\frac{R_{L2} + R_{on2pv2}}{L_2}\right) & -\left(\frac{1-u_2}{C_2}\right) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \left(\frac{-1}{C_2 R_{BUS}}\right) & 0 & \left(\frac{1-u_2}{C_2}\right) & \left(\frac{-1}{C_2 R_{BUS}}\right) & 0 & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \left(\frac{-1}{C_2 R_{BUS}}\right) \\ \cdot & \cdot & 0 & \cdot & 0 & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot \\ \cdot & \cdot & 0 & \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot \\ 0 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & 0 & \frac{1}{L_n} & 0 & 0 & -\left(\frac{n \cdot V_n + R_{on} + R_{Ln}}{L_n}\right) & -\left(\frac{1-V_n}{L_n}\right) \\ 0 & 0 & \left(\frac{-1}{C_n R_{BUS}}\right) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \left(\frac{-1}{C_n R_{BUS}}\right) & 0 & \frac{1-V_n}{C_n} \\ & & & & & & & & & & & \frac{-1}{C_n R_{BUS}} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B}_0 = \begin{bmatrix}
0 & \frac{1}{C_{in1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & \frac{-(1-u_1)}{L_1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & 0 \\
\frac{1}{C1 * R_{BUS}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_{in2}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-(1-u_2)}{L_2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
\frac{1}{C2 * R_{BUS}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & 0 \\
\cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & 0 & 0 & \cdot \\
\cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot \\
\cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot \\
0 & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & \frac{1}{C_{in-n}} & \cdot \\
0 & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-(1-u_n)}{L_n} \\
\frac{1}{Cn * R_{BUS}} & 0 & 0 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 & 0 & 0 & 0 & 0
\end{bmatrix}$$

Al realizar el planteamiento del vector y las matrices resultantes se procede a resolver la ecuación  $\dot{X} = A\dot{X} + Bf$ , esto se realiza ya sea con un algoritmo matemático, o con un programa de resolución matemática y con este procedimiento general se pueden conocer los diferentes parámetros y el comportamiento de las centrales eléctricas fotovoltaicas que contienen n celdas conectadas entre sí.

El presente modelo matemático de resolución busca generar comportamientos gráficos y la búsqueda del punto máximo de transferencia de potencia distribuido de la central fotovoltaica que tiene como objetivo verificar si se tienen el efecto de mal emparejamiento de las células solares conocido en campo como el efecto *mismatching*, hay que mencionar que este análisis representa de manera dinámica tanto de las células como de los inversores o convertidores ya que se plantean de acuerdo a sus parámetros de capacitancia o inductancia con lo que se busca simplificar el cálculo y estudiar en todo

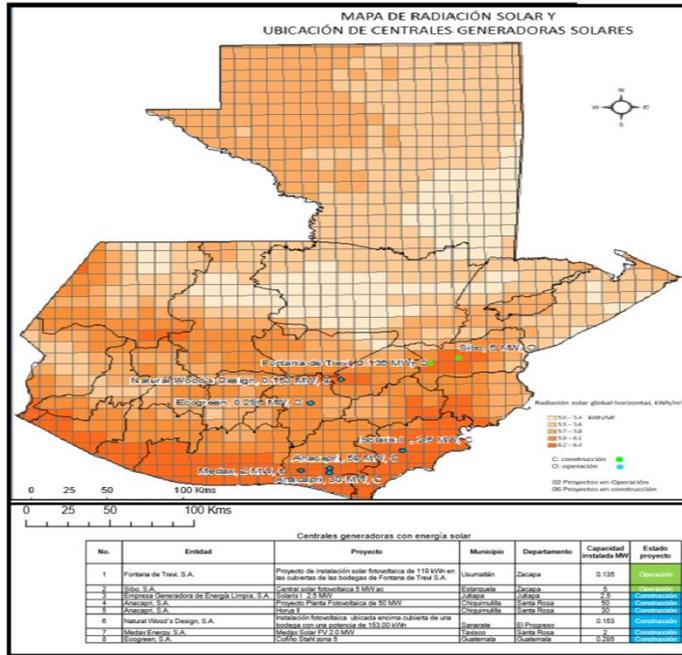
momento los inconvenientes así como predecir que los sistemas que puedan estar fallando en la central fotovoltaica de acuerdo al modelo propuesto.

### **3.6. Aplicaciones de la energía solar en Guatemala**

En el caso de Guatemala el recurso de energía solar se encuentra en Guatemala, existen centrales eléctricas y proyectos que están en vías de desarrollo actualmente la planta solar más grande instalada es Horus I, con una capacidad instalada de 50 mega-watts y 30 mega-watts para Horus II y la central con menos capacidad es la granja solar Buena Vista, Jutiapa, con capacidad de 1,5 mega-watts hay que mencionar que toda la energía producida para las centrales de generación son sin sistemas de acumulación lo que significa que solo se conectan al sistema de potencia cuando durante el día, otro aspecto a tomar en cuenta es que los normativos que rigen la mayoría de centrales eléctricas.

Las NTGDR, (Norma Técnica de Guatemala de Generación Distribuida) en la que define a los usuarios autoprodutores de Energía, hay que decir, que la mayoría de centrales que se encuentran conectadas al sistema son inferiores a los 5 mega-watts, para potencias superiores la norma técnica que la rige sería la Norma NTAUCT, en donde para este caso se tiene que analizar como un generador equivalente, procedimiento que se abordó en el capítulo dos, se mostrarán las centrales fotovoltaicas más representativas que se encuentran en operación, así como la utilización de la energía fotovoltaica comparada con otras tecnologías, también se mostrara el mapa solar y eólico de Guatemala.

Figura 36. Mapa solar y eólico de Guatemala



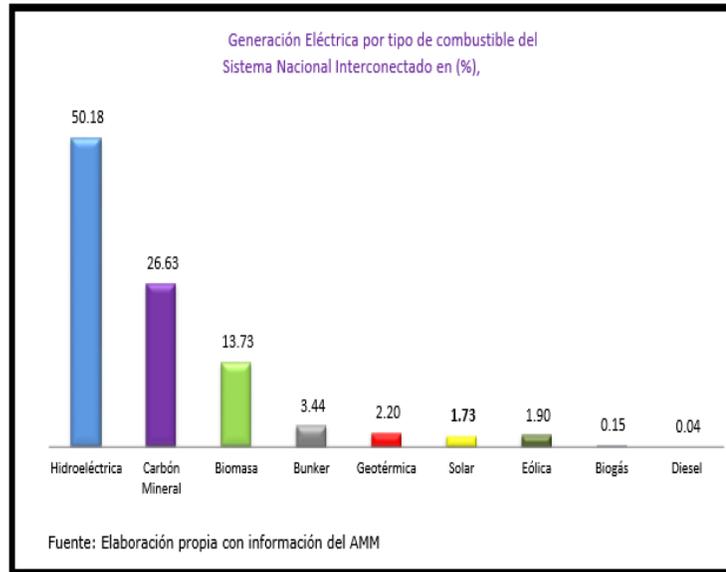
Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Figura 37. Generadoras fotovoltaicas en operación

Proyectos de Generación Solar Fotovoltaica, en operación		
Proyecto	Ubicación	Capacidad efectiva, en MW
Central Solar Fotovoltaica SIBO	Estanzuela, Zacapa	5.0
Proyecto Planta Fotovoltaica de 50 MW (Horus I)	Chiquimulilla, Santa Rosa	50.0
Horus II	Chiquimulilla, Santa Rosa	30.0
Granja Solar La Avellana	Taxisco, Santa Rosa	1.0
Granja Solar Taxisco	Taxisco, Santa Rosa	1.5
Granja Solar El Jobo	Taxisco, Santa Rosa	1.0
Granja Solar Pedro de Alvarado	Moyuta, Jutiapa	1.5
Granja Solar Buena Vista	Jutiapa, Jutiapa	1.5
<b>Total</b>		<b>91.5</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Generadoras fotovoltaicas en operación*. p. 5.

Figura 38. **Generación eléctrica por tipo de combustible del SIN en %**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Generación eléctrica por tipo de combustible del SIN en %*. p. 6.



## CONCLUSIONES

1. Se creó un manual técnico para la operación, dimensionamiento y puesta en marcha de centrales fotovoltaicas, en el cual se detalla de manera ordenada los pasos a seguir para la instalación de los diferentes dispositivos.
2. En un sistema eléctrico de potencia que se encuentre operando una central eléctrica fotovoltaica, aumenta el rendimiento del mencionado sistema, ya que es una fuente potencia activa, pero no se puede sustituir totalmente por ser una fuente inestable de generación de energía.
3. Se conocieron algunas normativas tanto en el sector guatemalteco e internacional sobre la generación fotovoltaica y la aplicación que estos documentos de suma importancia tienen ya que su contenido explica los pasos a seguir para la operación de las mismas.
4. Para el caso de la energía fotovoltaica en el medio guatemalteco se puede entender que solo se utiliza como un medio de generación auxiliar o alternativo pero que todavía no es tan desarrollado como otras tecnologías de generación como la hidroeléctrica o bunker u otras que tienen mayor cobertura en el sector eléctrico guatemalteco.
5. En un sistema eléctrico de potencia en el que se encuentre operando una central eléctrica fotovoltaica en horas de noche, con baterías según el comportamiento que la central mostraría que será igual que cuando esta se encuentra operando en horas pico del día, ya que lo que se

realizaría es tomar la energía acumulada a lo largo del día para su utilización el dicho sistema, claro está que se tendría que realizar un sistema de transferencia en donde se opere el sistema de acumulación cuando la planta fotovoltaica se desconecte y conecte a la red.

## RECOMENDACIONES

1. Planificar los mantenimientos que se realizan en cualquier planta solar, ya que se ha observado en varias inspecciones que no se tiene definido, lo cual sería una propuesta de mejora anudado con la presente investigación como factores a tomar en cuenta como retroalimentación general para la operación del sistema fotovoltaico analizado en campo.
2. Revisar los procedimientos propuestos por la presente investigación y verificar si realmente se están cumpliendo a cabalidad. Tanto en procesos técnicos como en las normativas internacionales que contiene el presente documento.
3. Verificar que la investigación o manual propuesto sirva como base para el personal operativo de campo o para personas que no tienen un conocimiento sobre el tema de energía solar, pueda ser de utilidad y la explicación de los procesos de mantenimiento, operación y procedimientos legales que se tienen que llevar a cabo en la generación fotovoltaica en el sector eléctrico guatemalteco.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ALVARADO LADRON DE GUEVARA, Jorge. *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada*. <[www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5](http://www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5)>. [Consulta 10 de febrero de 2021].
2. BROCKERING CH, Walter; PALMA, Rodrigo. *Atrapando el Sol en los sistemas eléctricos de potencia*. <[https://www.researchgate.net/publication/330042466\\_Atrapando\\_el\\_Sol\\_en\\_los\\_Sistemas\\_Electricos\\_de\\_Potencia](https://www.researchgate.net/publication/330042466_Atrapando_el_Sol_en_los_Sistemas_Electricos_de_Potencia)>. [Consulta 10 de febrero de 2021].
3. CASTRO, Adalberto. *Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial*. <[http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012014000300007](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012014000300007)>. [Consulta: 05 de marzo de 2021].
4. CEFICAM. *Manual de electricidad, cálculos, esquemas y tablas*. <<http://apiem.org/manual-del-instalador/item/manual-tecnico-electricidad-calculos-esquemas-y-tablas>>. [Consulta: 10 de enero de 2021].
5. *Cómo funcionan las celdas fotovoltaicas*. <[www.iluminet.com](http://www.iluminet.com)>. [Consulta: 10 de enero de 2021].
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas de Estudio de Acceso al Sistema de Transporte NEAST, CNEE*. Guatemala. 1998. 50 p.

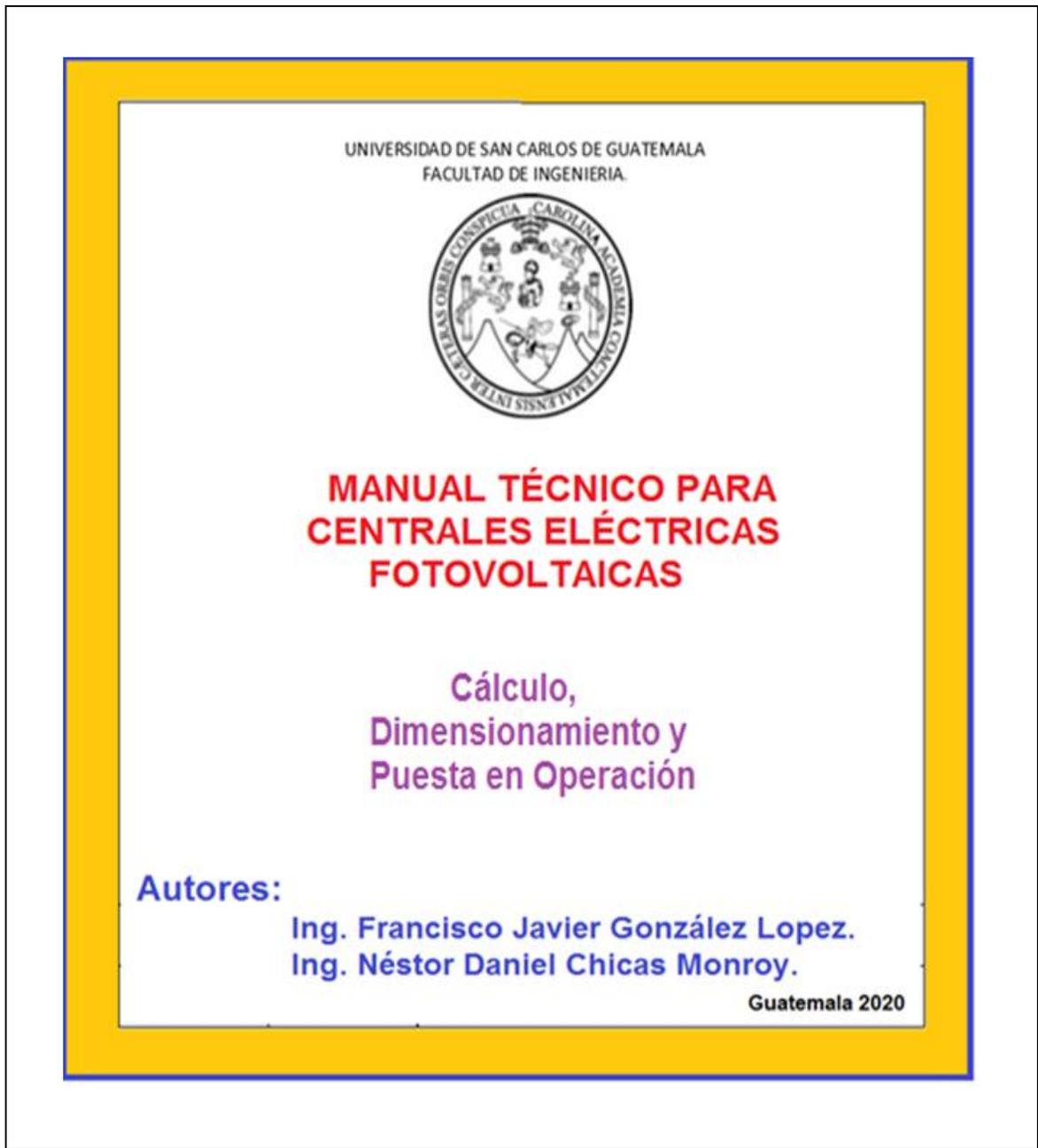
7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica Guatemalteca. *Norma Técnica de generación distribuida y renovable y usuarios auto-productores con excedentes de energía*. <[teisa.com.gt/wp-content/uploads-2017/normas-tecnicas-cnee2.pdf](http://teisa.com.gt/wp-content/uploads-2017/normas-tecnicas-cnee2.pdf)>. [Consulta: 10 de enero de 2021].
8. <[E-management.mx/electricidad-desde-el-sol](http://E-management.mx/electricidad-desde-el-sol)>. [Consulta: noviembre 2019].
9. *Energía fotovoltaica*. <[Tecnologiacv.wordpress.com/2019/24/paneles-solares/](http://Tecnologiacv.wordpress.com/2019/24/paneles-solares/)>. [Consulta: 10 de enero de 2021].
10. GARCÍA, Andrés. *Componentes de una instalación solar fotovoltaica*. <<https://core.ac.uk/download/pdf/33746799.pdf>>. [Consulta: 10 de enero de 2021].
11. GUEVARA AGUDELO, Cindy Yoceli. *Análisis de Viabilidad del Suministro de Energía Eléctrica a la Granja de la Fortaleza Ubicada en Melgar-Tolima mediante la Implementación de un Sistema Solar Fotovoltaico*. Bogotá. 2015. 150 p.
12. GALARZA VALAREZO, Gyovanny. *Implementación de Energía Solar y Estudio de la Energía Eólica en el Puerto de Roma*. <[www.edoc.pub/proyecto-de-tesis-energia-solar-pdf-free.html](http://www.edoc.pub/proyecto-de-tesis-energia-solar-pdf-free.html)>. [Consulta: 25 de enero de 2021].
13. HARPET, Gilberto, Enrique. <[Energymanagement.mx/electricidaddesde-el-sol](http://Energymanagement.mx/electricidaddesde-el-sol)>. [Consulta: 10 de enero de 2021].

14. HAROLD VALLADARES, Nelsón Cortez. *Estudio de los efectos en el factor de potencia en el contenido armónico producido por el montaje de un generador fotovoltaico en una instalación eléctrica*. Trabajo de Graduación de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala. p. 143.
15. LEMMA ILGUAN, Alex F. *Implementación de un sistema automatizado de bombeo de agua para la generación de oxígeno artificial utilizando energía solar para piscicultura de la finca "El Porvenir"*. Ecuador. 2017. 150 p.
16. MONTERO, Nestor Humberto. *Evaluación del potencial de energía solar para generación de energía eléctrica, como una alternativa para disminuir el uso de combustible fósiles en la región de Piura*. <core.ac.uk/download/pdf/250078086.pdf>. [Consulta: 10 de febrero de 2021].
17. OSPINO CASTRO, Adalberto. *Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial*. Guatemala. 120 p.
18. Prevo., C. P. *Regulador de panel solar batería-carga con microcontrolador PLC*. <www.slideshare.net/fiile/paneles-solares-34193636>. [Consulta: 10 de febrero de 2021].
19. RAMÓN SOLIZ, Adrián José. *Análisis del Rendimiento de los Acumuladores de Energía del Sistema Fotovoltaico*. <docplayer.es/14490425-Universidad-politecnica-salesiana.html>. [Consulta: 20 de febrero de 2021].

20. SÁNCHEZ ALEJO, Francisco Javier. *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada*. <[www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5](http://www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5)>. [Consulta: 25 de enero de 2021].
21. SAAVEDRA., M. d. *Manual técnico de instalaciones en baja tensión*. Mexico D.F.: Grupo Condumex.
22. SOLENERSA. *Las energías renovables*. <[solenersa.com/servicios/formacion/energias-renovables/](http://solenersa.com/servicios/formacion/energias-renovables/)>. [Consulta: 10 de febrero de 2021].
23. SOTO OLEA, Guillermo. *Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos*. <[www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/11/Guia-operacion-mantenimiento-fotovoltaico.pdf](http://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/11/Guia-operacion-mantenimiento-fotovoltaico.pdf)>. [Consulta: 25 de enero de 2021].
24. TITUAÑA, Alberto Santillán. Estudio de incorporación de baterías en sistemas fotovoltaicos. p. 55

## APÉNDICE

### Apéndice 1. **Manual técnico para centrales fotovoltaicas**



Continuación del apéndice 1.

## **RESUMEN**

Este manual presenta una breve descripción del sistema de generación fotovoltaica y sus diversas etapas, la explicación fundamental de las mismas y algunos de los cálculos implicados.

Para la creación del documento se transcribieron se tomaron como referencia diferentes escritos y notas las cuales se resumen de manera ordenada, para que se tenga una secuencia lógica de los pasos a seguir para la puesta en marcha y operación de sistemas fotovoltaicos, el presente documento es una síntesis de los puntos más importantes para tomar en cuenta, en dichos sistemas, hay que mencionar que este manual está enfocado a todo público ya sea de conocimiento muy básico o avanzado.

Hay que hacer énfasis que el presente documento contiene detalles técnicos, así como establece los cálculos, normativas y documentación asociados necesarios, utilizados en las centrales fotovoltaicas en su puesta en marcha y operación.

Continuación ndel apéndice 1.

<b>ÍNDICE</b>	
<b>1.</b>	<b>ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL SISTEMA</b>
	<b>FOTOVOLTAICO</b> ..... 106
1.1.	Que son sistemas de paneles fotovoltaicos <sup>®</sup> ..... 106
1.2.	Que son los sistemas de inversores ..... 107
1.3.	Sistemas de transformación de corriente alterna ..... 107
1.4.	Sistemas de cableado e interconexión ..... 107
1.4.1.	Tipos de cableado para interconexión ..... 107
<b>2.</b>	<b>DIMENSIONAMIENTO Y CÁLCULO DE LOS SISTEMAS</b>
	<b>FOTOVOLTAICOS</b> ..... 109
2.1.	Asociaciones en serie de paneles. .... 109
2.2.	<sup>®</sup> Asociaciones en paralelo de paneles ..... 109
2.3.	Dimensionamiento del número de paneles a utilizar ..... 110
2.4.	Dimensionamiento del inversor. .... 110
2.5.	Dimensionamiento de los controladores de carga ..... 112
<b>3.</b>	<b>PUESTA EN MARCHA Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS</b>
	<b>FOTOVOLTAICOS</b> ..... 130
3.1.	Centros de transformación <sup>®</sup> ..... 130
3.2.	Cuadro de contadores <sup>®</sup> ..... 130
3.3.	Cajas de protección <sup>®</sup> ..... 135
3.4.	Protecciones en corriente continua. <sup>®</sup> ..... 138
3.5.	Fusibles para paneles solares <sup>®</sup> ..... 143
3.6.	Protecciones en corriente alterna. <sup>®</sup> ..... 143
3.7.	Cuadro de conexiones CC <sup>®</sup> ..... 143
3.8.	Generador fotovoltaico ..... 145
3.8.1.	Centros de distribución ..... 147
3.8.2.	Sistemas de puesta a tierra ..... 156
	Puesta en marcha del sistema fotovoltaico 152

Continuación del apéndice 1.

<b>4</b>	<b>PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN Y DISEÑO LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b>	<b>173</b>
4.1.	Proceso de instalación de los componentes del sistema Fotovoltaico	173
4.2.	Procedimientos de mantenimiento de los componentes de los sistemas fotovoltaicos	175
i.	Mantenimiento de los paneles fotovoltaicos	176
ii.	Mantenimiento a los inversores	176
4.2.3.	Mantenimiento de los controladores o reguladores	176
4.2.4.	Mantenimiento de los sistemas de baterías o acumulación	185
4.2.5.	Mantenimiento del cableado de los Sistemas FV	185
4.3.	Resumen del diseño de la aplicación del sistema fotovoltaico	177
b.	Almacenamiento de energía fotovoltaica en América Latina	185
c.	Rentabilidad y evaluación de proyectos de centrales fotovoltaicas	194
d.	Rentabilidad y evaluación de proyectos de centrales fotovoltaicas	202
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>195</b>
	<b>NOTAS</b>	<b>199</b>

Continuación apéndice 1.

## **1. ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

### **1.1. Qué son sistemas de paneles fotovoltaicos**

Los sistemas de paneles fotovoltaicos son aquellos que se utilizan para captar la energía lumínica del sol y transformarla en corriente directa, en los sistemas eléctricos de potencia se dividen en arreglos que contienen gran cantidad de ellos, con la finalidad de que se pueda aprovechar la mayor cantidad posible, para el caso de Guatemala la mayor parte de las plantas de generación solar se utilizan sistemas sin almacenamiento o sin baterías, lo que significa que cuando la planta generadora solar se desconectaría cuando no exista horas de sol, y entraría a funcionar el sistema de potencia para alimentar los circuitos en dicha generadora.

Figura 1. **Configuración de paneles solares**



Continuación del apéndice 1.

## **1.2. Que son los sistemas de inversores**

Los sistemas de inversores, son aquellos que transforman la energía lumínica que procede de los sistemas de paneles solares y lo transforma en corriente alterna para ser aprovechada en cualquier aplicación para todos los sistemas fotovoltaicos en sistemas de potencia, la corriente directa pasa al cuarto de inversores, los que a su vez, se interconectan con transformadores elevadores de tensión que pasarán a una subestación en donde se conectará al sistema interconectado de toda la red de distribución, básicamente de esta manera funciona para todos los sistemas de plantas generadoras de este tipo hay que hacer mención especial que para el caso de Guatemala la energía excedente que se genera es vendida en el mercado SPOT, y este se encarga de distribuirla a las empresas que brindan energía a los usuarios finales.

Figura 2. **Paneles de inversores**



Continuación del apéndice 1.

### **1.3. Sistemas de transformación de corriente alterna**

Para este caso de los sistemas de transformación, estos son los sistemas encargados de tomar la corriente alterna procedente de los inversores y transformarla en niveles de tensión deseados para su distribución a la red, existen en el caso de los sistemas de transformación, sistema nivel 1 de transformación y sistema de nivel 2, el sistema de nivel 1 es el que transforma directamente desde la salida de los inversores a un voltaje de media tensión, y por consiguiente, este valor de tensión pasa al sistema de nivel 2 de transformación que es el encargado de elevar la tensión del nivel 1 a voltajes de alta y extra-tensión para su distribución en la red, un ejemplo práctico se tiene en el siguiente caso: se tiene como voltaje de nivel 1 es de 355 a 20 Kv, este voltaje de 20 kv, es transformado a voltaje de nivel 2 el cual se transforma a 138 kv, este nivel de tensión es el que se utiliza para la distribución para la red de potencia.

La Norma IEEE C57.159-2016 la energía generada, por las celdas solares se inyecta al sistema gracias a diversos equipos lo que es realizado en los siguientes:

- En primer lugar, la tensión generada por las celdas solares y es invertida y elevada a los niveles de tensión requeridos por el sistema, mediante un transformador de media potencia o media tensión estos varían de acuerdo a valores comerciales.
- En segunda instancia la energía es producida a través de un *switchgear* hacia los transformadores de alta potencia.

## Continuación del apéndice 1.

En la mayoría de los casos los inversores deben de estar aislados galvánicamente entre ellos, por lo que es posible especificar transformadores con dos secundarios para no tener que dimensionar un transformador por cada inversor, reducidos los costos de diseño requeridos por la planta, hay que tomar en cuenta para consideraciones de diseño que existen factores, los cuales son los siguientes.

- Cantidad de polvo en suspensión
- Condiciones adversas del desierto
- Lluvias y humedad de las zonas

Otro aspecto a tomar que, para la selección del transformador adecuado, se hace referencia en el normativo antes mencionado, que un transformador de configuración ONAF, en el que el núcleo este inmerso en refrigerante y la parte activa está protegida del medio-ambiente por un estanque metálico herméticamente sellado.

En la parte de los transformadores de potencia o el *switchgear* recoge toda la energía, además, contiene todos los elementos de maniobra y protección de la central fotovoltaica. El transformador se encarga de inyectar indirectamente la energía en alta tensión al sistema interconectado. Este tipo de transformadores se especifican en el normativo para la interconexión IEEE C57.159-2016, se utilizan conexiones tipo Ynd1-11, aunque eventualmente se puede especificar Dyn1. Dependiendo del tamaño de la planta fotovoltaica, se puede usar un solo equipo, o bien dos o más en paralelo y generalmente sus potencias están el orden de 5 MVA a 100 MVA.

Continuación del apéndice 1.

A continuación, se describen las características generales para la selección de los sistemas de distribución tanto de media como de extra-alta tensión según el normativo IEEE C57.159-2016:

Tabla I. **Características transformador de potencia**

<b>Características Transformador de Media Potencia</b>	<b>Características Transformador de Potencia.</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 o 2 devanados en baja tensión.</li> <li>• Tensiones entre 200 y 500 v. Y conexión estrella con o sin neutro.</li> <li>• Tensiones en AT entre 12 y 36 Kv.</li> <li>• Potencias entre 750 y 2,500 KVA.</li> <li>• Líquido Aislante aceite mineral, vegetal o silicona.</li> <li>• Pérdidas estándar o reducidas.</li> <li>• Nivel de ruido estándar o reducido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BIL, reducido o completo en el neutro.</li> <li>• Tensiones en baja tensión entre 12 y 36 Kv conexión estrella o delta.</li> <li>• Tensiones en alta tensión entre 69 y 220 KV conexión estrella o delta.</li> <li>• Potencias entre 5 y 100 MVA.</li> <li>• Líquido aislante aceite mineral, vegetal o silicona.</li> <li>• Pérdidas estándar o reducidas.</li> </ul>

Continuación del apéndice 1.

Figura 3. **Sistemas de transformación**



#### **1.4. Sistemas de cableado e interconexión**

Para los sistemas de cableado o interconexión se utilizan diferentes tipos de conductores tanto para intemperie, como para las conexiones internas del cableado general de los sistemas de paneles, hay que mencionar que todo el sistema de cableado se tiene divide en cajas de conexiones o cajas de nodos y están al igual que los sistemas de transformación se dividen en niveles dependiendo de la importancia y de los componentes que se interconectan en dichas cajas, estas cajas funcionan si se mira en sentido práctico como cajas de registro en una instalación eléctrica, hay que decir que por ejemplo hay cajas de nivel 1, 2, 3, o los niveles que sean necesarios para la unión de los todos los sistemas que comprenden la planta generadora, hay que mencionar que para el caso práctico se utilizan cajas de nivel 1 y 2 las cajas de nivel 1, contienen las conexiones de los paneles hacia inversores y las cajas de nivel 2 contienen todas las conexiones que existen entre cajas de nivel 1, prácticamente se puede decir que las cajas de nivel 2, son cajas específicamente de nodos y no hay interconexiones directas con ningún componente.

Continuación del apéndice 1.

Para los cables utilizados en una planta FV, deben ser capaces de soportar, un ciclo de vida aproximadamente de 25 años y condiciones medioambientales duras en cuanto a la temperatura de operación, así como otros factores climáticos.

Para empezar los cables deben de tener un voltaje nominal adecuado para la planta, en condiciones de corriente continua, la tensión de la planta no debe de superar el 50 % de la tensión nominal, especificada para aplicaciones en C.A. la tensión en la planta no debe superar la tensión nominal de los conductores.

Tabla. II. **Ficha técnica de voltajes**

<b>Corriente alterna (V)</b>	<b>Corriente directa( V)</b>
300/500	450/750
450/750	675/1 125
600/1 000	900/1 500

Entre los conductores del lado de corriente continua, de la planta deben de tener aislamiento doble o reforzado (clase II) para poder minimizar el riesgo de defecto a tierra y corto-circuito siguiendo las especificaciones de la Norma IEC 60364-712).

Los cables del lado de C.C. se divide en:

- Cables solares (o cables de cadena), que conectan los módulos y la cadena de cuadro de distribución del primer subcampo, o directamente el inversor.

Continuación del apéndice 1.

- Cables no solares, son los que se utilizan del lado de la carga del primer cuadro de distribución.

Los cables que conectan los módulos se fijan en la parte posterior de los propios módulos, donde la temperatura puede alcanzar de 70 a 80 grados y es por esta razón de que este tipo de conductores tienen que ser capaces de soportar estas temperaturas altísimas y también hay que mencionar los efectos de los rayos ultravioleta. Por lo tanto, se utilizan cables especiales, por lo general unipolares con envoltura especial de goma y con aislamiento a tensión nominal de 0,6/1Kv, una temperatura máxima de funcionamiento no inferior a los 90 grados y alta resistencia a los rayos UV.

Los cables no solares del lado de la carga de distribución, se encuentra a una temperatura ambiente que no supera los 30 a 40 grados, ya que están alejados de los módulos. Estos cables no pueden soportar los rayos UV, por lo que para uso exterior deben de protegerse de ello, mediante envolturas o canalizaciones. Por el contrario, si se distribuyen dentro de los edificios tendrán aplicaciones las normas que se aplican igualmente a las centrales FV.

Para los cables instalados en el lado de C.A. aguas abajo del inversor es aplicado lo mencionado para cables no solares dispuestos del lado de C.C.

Otros factores a tomar en cuenta en el diseño es la sección transversal del conductor y este tiene que tener las siguientes consideraciones técnicas:

- Su capacidad de transporte de corriente  $I_2$  no sea menor que la  $I_D$ .

Continuación del apéndice 1.

- La caída de tensión en sus extremos entre dentro de los límites fijados

En condiciones normales de operación, cada módulo suministra intensidad cercana al corto-circuito de manera que la intensidad de servicio para el corto-circuito de la cadena se supone igual a:

$$I_d = 1,25 * I_{sc}$$

Donde la  $I_{sc}$  es la intensidad de corto-circuito, en condiciones de prueba estándar de 25 % de aumento en consideración valores de radiación por encima de  $1Kw/m^2$ .

Cuando la planta FV, es de gran tamaño y se divide en sub-campos, los cables que conectan los cuadros de distribución de los sub-campos al inversor deben transportar una corriente de diseño igual a:

$$I_d = Y * 1,25 * I_{sc}$$

Donde Y es el número de cadenas del campo relativo al mismo cuadro de distribución.

La capacidad de transporte de corriente  $I_o$  de los cables normalmente viene dada por el fabricante a 30 grados, al aire libre si se toma en cuenta los métodos de instalación y las condiciones de temperatura, debe reducirse la capacidad de transporte de corriente  $I_o$  mediante el factor de corrección, esto cuando el fabricante no lo indique explícitamente igual a:

$$K1 = 0,58 * 0,9 = 0,52 \text{ para cables solares.}$$

$$K2 = 0,58 * 0,91 = 0,53 \text{ para cables no solares.}$$

Continuación del apéndice 1.

El factor de corrección de 0,58, tiene en cuenta la instalación en la parte posterior de los paneles (donde la temperatura ambiente alcanza 70 grados); el factor 0,9 la instalación de los cables solares, en conductos o un sistema de canalización; y el factor 0,91 tiene en cuenta la instalación de cables no solares en conductos expuestos al Sol.

En las plantas FV, la caída de tensión aceptada es de 1 a 2 % (en lugar del 4 % habitual de las plantas de consumidor), de manera que se minimice la pérdida de energía producida debida al efecto joule en los cables.

**Figura 4. Cajas de conexión nivel I y II**



#### **1.4.1. Tipos de cableado para interconexión**

Para realizar el cableado que se realiza para los distintos tipos de interconexión hay que tomar en cuenta que para que esto pueda ser posible es necesario verificar el tipo de carga se puede mencionar que para realizar dicho cometido es necesario verificar criterios tanto técnicos como de ingeniería para lograrlo, los principios básicos para dimensionar los conductores son los mismos criterios de ampacidad y o caída de tensión, se puede decir, que los distintos cableados se analizan por tramos más importantes para las centrales eléctricas, los cuales son los siguientes:

## Continuación del apéndice 1.

- Tramos celdas solares-inversor (conductores DC)
- Tramos inversor-transformador elevación 1 (conductores AC)
- Tramos transformador elevación 1- transformador de potencia (conductores AC).

Para cada uno de los tramos los conductores se colocan y se utilizan se rigen de acuerdo a los normativos internacionales, hay que verificar que para cada uno de los tramos se especifica de acuerdo a la carga y los factores ambientales.

A continuación se muestra un diagrama unifilar de la figura 5 de una planta fotovoltaica simple en el cual se puede verificar cada una de las partes antes mencionadas y como se dividen en distintos puntos de dicha central, hay que hacer referencia que el sistema de cableado debe estar regido por criterios de ingeniería, cálculos así como la normalización dada, ya que hay factores de resistencia del conductor, calentamiento por efecto joule que están especificados en dichas hojas de características de las normativas.

En el primer caso para el tramo de cableado que va desde el grupo de paneles fotovoltaicos hacia el inversor se utiliza un tipo de cable diseñado para soportar condiciones exigentes entre ellos y la red de baja tensión en corriente continua, por lo general este tipo de cableado está formado a partir de un conductor de cobre estañado, un aislamiento de libre de halógenos y cubierta de goma libre de halógenos estas son sus características principales:

- Son conductores resistentes a los rayos UV
- Son libres de halógenos
- Tienen certificaciones con entidades internacionales IEEE, ANSI, entre otras.

### Continuación del apéndice 1.

- Su intensidad de temperatura puede llegar hasta los 120 grados
- Tienen alta flexibilidad y facilita la instalación eléctrica
- Los cables solares estan diseñados para poder estar en movimiento, ya que cada una de las partes de una central FV. tiene estas partes que lo compone.
- Los cables por lo general son compatibles con los conectores
- Pueden ser sumergidos en agua

Para el tramo del inversor con transformador elevador 1, se utilizan tipo de cableado de corriente alterna (conductores AC), se puede definir que se utilizan los mismos criterios de ampacidad o caída de tensión establecidos por el Código Nacional Eléctrico, para el dimensionamiento correcto de los conductores, hay que hacer mención que todos los conductores estan ya establecidos así como las características técnicas y los detalles que se utilizan para realizar el montaje y la instalación de los mismos.

Para el ultimo caso se utilizan tramos de cables de aluminio de media tensión estos cables van desde el transformador hacia el inversor de media tensión los cables tienen las siguientes características:

- Son libres de halógenos para conectar a tierra todas las estructuras de los paneles.
- Estan diseñados para sistemas móviles como motores ya que son piezas móviles.
- Estan protegidos con forros especiales que los hacen resistentes a los rayos UV. y a la temperatura.

Continuación del apéndice 1.

A continuación, se mostrará una tabla de elementos normalizados para el sistema de cableado para una central fotovoltaica.

En la figura 5 se puede observar que aparecen los 3 tramos que se definieron anteriormente, hay que observar que estos calibres son los recomendados según Normativa NEC, para dichas instalaciones, todos los tramos están calculados con base en criterio de cargas conectadas, entonces hay que verificar que todo el cableado debe de ir resguardado en cajas de nivel como lo establece los documentos, así como contar con gabinetes de apertura y cierre para su fácil inspección y mantenimiento, otro detalle técnico a tomar en cuenta es que es necesario verificar el estado de dichos conductores cada cierto tiempo ya que por estar expuestos a interperie su vida útil se degrada, cabe mencionar que anteriormente esta es de 25 años pero lo recomendable no es llegar a dicho tiempo si no reemplazarlos antes para que no exista riesgo o avería en la instalación FV.

Continuación del apéndice 1.

Figura 5. Tramos de los conductores en una central fv

**Resumen de cables seleccionados para la instalación fotovoltaica**

Primer tramo		
Lote	Cadenas o ramales	Descripción del cable utilizado
A	1,2,3	2 cables unipolares por cada ramal, calibre del conductor #12 AWG.
C,D	1,2,3,4,5,6	2 cables unipolares por cada ramal, calibre del conductor #12 AWG.
E,F	1,2,3,4,5,6	2 cables unipolares por cada ramal, calibre del conductor #10 AWG.
Segundo tramo		
Lote	Cantidad de MPPT	Descripción del cable utilizado
A	1	1 cable bipolar por cada seguidor del punto de máxima potencia utilizada del inversor, calibre del conductor #10 AWG, e instalados por tubería.
C,D,E,F	2	1 cable bipolar, por cada seguidor del punto de máxima potencia utilizada del inversor, calibre del conductor #10 AWG, e instalados por tubería.
Tercer tramo		
Lote	Sistema	Descripción del cable utilizado
A	Trifásico, 4 hilos	1 cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre del conductor #6 AWG, e instalación subterránea en canalización entubada.
C	Trifásico, 4 hilos	1 cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre del conductor #6 AWG, e instalación subterránea en canalización entubada.
D	Trifásico, 4 hilos	1 cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre del conductor #4 AWG, e instalación subterránea en canalización entubada.
E	Trifásico, 4 hilos	1 cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre del conductor #2 AWG, e instalación subterránea en canalización entubada.
F	Trifásico, 4 hilos	1 cable tetrapolar, 3 fases + 1 neutro, calibre del conductor #2 AWG, e instalación subterránea en canalización entubada.

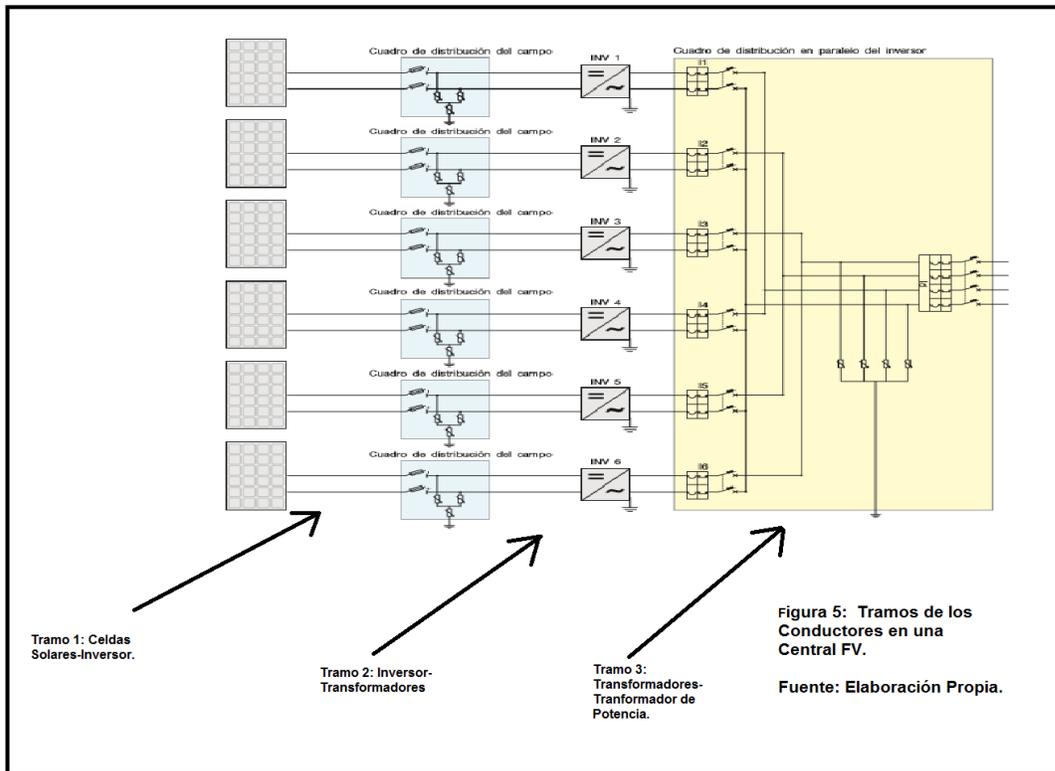


Figura 5: Tramos de los Conductores en una Central FV.

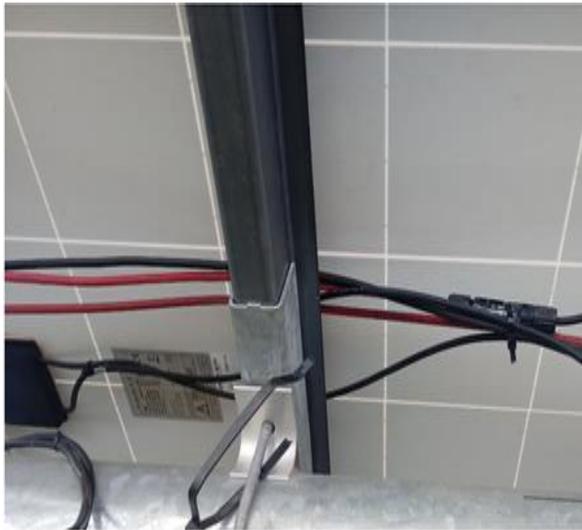
Fuente: Elaboración Propia.

Continuación del apéndice 1.

Figura 6. **Sistema de cableado utilizado en centrales fotovoltaicas**



Figura 7. **Cables celdas solares hacia inversor (cableado D.C.)**



Continuación del apéndice 1.

## **2. DIMENSIONES Y CÁLCULOS DE LOS SISTEMAS FOTVOLTAICOS**

### **2.1. sociaciones en serie de paneles**

Al igual que en los circuitos eléctricos los paneles fotovoltaicos pueden agruparse en configuraciones serie o en configuraciones paralelo, en esta sección se estudiará la conexión en serie la cual tiene las siguientes ventajas al aplicarla, las cuales son las siguientes:

- Los voltajes de trabajo de los paneles se suman se dice que en esta configuración se puede elevar el voltaje de operación si se tienen dos paneles de 24 volts, conectados en serie entonces la suma total será de 48 volts y si se tuviera tres de diferentes voltajes 12v, 36v, 21v, la suma total serian 69 volts que sería el voltaje de todo el arreglo o el conjunto.
- La corriente en el arreglo se mantiene constante ya que esta se comporta como un circuito eléctrico en serie, cuando está conectado en esta configuración. Si se tienen dos paneles en el cual existe una corriente de trabajo de 4 A, entonces la corriente será igual en ambos ahora si se tienen cinco paneles con diferentes características de voltajes, 12v, 22v, 36 v 48v, 32 v el voltaje total es de 150 v porque se suman y la corriente en todo el sistema es de 7.9 A, entonces se concluye que la corriente neta en el arreglo es de 7.9 amperios.

Continuación del apéndice 1.

## **2.2. Asociaciones en paralelo de paneles**

Acá en la sección se estudiará la conexión en paralelo y las características que dicha configuración tiene en los paneles fotovoltaicos, como se mencionó anteriormente en el apartado anterior la configuración tiene las siguientes ventajas:

- La conexión en paralelo de dos o más paneles el voltaje de trabajo se mantiene constante, lo que significa que los elementos o celdas que se conectan en paralelo tienen que tener la misma tensión de trabajo, para que no exista deterioro de los mismos.
- Las corrientes de trabajo de dos o más paneles se suman por ejemplo si se tienen cuatro paneles a diferentes corrientes 7.2 A, 5 A, 6.3 A y 9 A, a una tensión constante de 24 v entonces, la corriente total es de 27.5 A.

Hay que mencionar también que los paneles fotovoltaicos no solo se pueden conectar en serie o en paralelo, también existe otra configuración la cual se le llama configuración mixta en la cual se mezclan las características de voltaje y corriente de las configuraciones serie y paralelo como se muestra en la figura 8.

Continuación del apéndice 1.

Figura 8. **Conexiones y diferentes configuraciones de paneles fotovoltaicos**

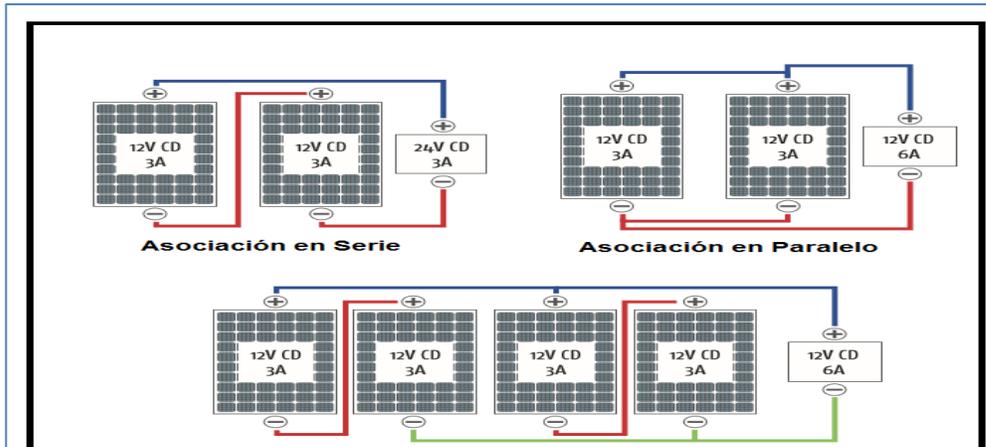
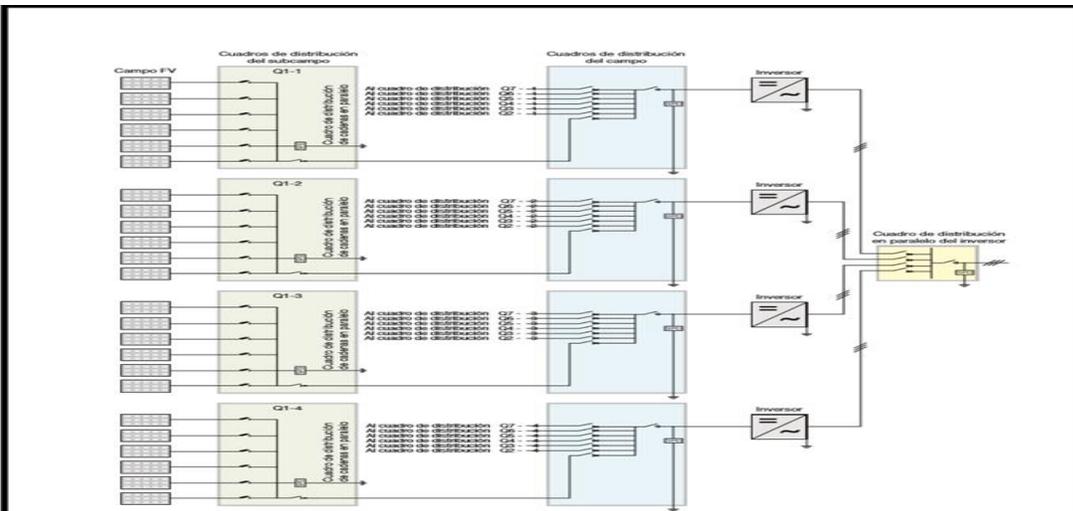


Figura 9. **Plano eléctrico normalizado de una central fotovoltaica**



## Continuación del apéndice 1.

Como se puede observar en la figura 9 el plano eléctrico normalizado muestra de manera general en este contiene las celdas fotovoltaicas en diferentes arreglos ya serie, paralelo o configuraciones mixta hay que hacer referencia que el cableado está conforme a la normativa internacional IEC60364, los arreglos de los paneles, así como la disposiciones de los inversores están de acuerdo al código nacional eléctrico NEC, en sus siguientes apartados los cuales se enuncian de manera literal en la sección 690.4.

- Conductores de distintos sistemas: los circuitos de las fuentes fotovoltaicas y circuitos fotovoltaicos de salida, no deben instalarse en las mismas canalizaciones, bandejas, portacables, cables, cajas de salida o de empalme o accesorios similares, como alimentadores o circuitos ramales de otros sistemas, a menos que los conductores de los distintos sistemas estén conectados entre sí o separados por una división.
- Organización de las conexiones de los módulos: las conexiones a un módulo o panel del circuito de una fuente fotovoltaica no se interrumpa la continuidad de ningún conductor puesto a tierra, a cualquier otro circuito de una fuente fotovoltaica. Se deben considerar como un solo circuito de alimentación los ensamblajes de módulos interconectados como sistemas de 50 volts, nominales o menos, con o sin diodos de bloqueo, y un solo dispositivo de protección contra sobre-corriente complementarios, usados exclusivamente para la protección de los módulos fotovoltaicos no se consideran como dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Hay que tomar en cuenta otros factores según el NEC, los cuales son los siguientes:

### Continuación del apéndice 1.

- Sistemas con múltiples tensiones de corriente continua: para una fuente fotovoltaica de alimentación, que tiene circuitos de salida múltiples tensiones y que usa un conductor común de retorno, la ampacidad de dicho conductor no debe de ser menor la suma de las corrientes nominales de los dispositivos de protección de sobre-corriente de los circuitos individuales de salida.
- Dimensionamiento de los conductores de interconexión del módulo: Cuando se utiliza un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente para proteger un grupo de dos o más circuitos de módulos conectados en paralelo, la ampacidad de cada uno de los conductores de interconexión del mismo no debe de ser inferior a la suma del valor nominal de un solo fusible más el 125 % de la corriente de corto-circuito de los otros módulos conectados en paralelo.
- Uno de los aspectos a tomar en cuenta según el Código Nacional Eléctrico NEC, son los medios de desconexión en su apartado 690.13, el cual se enuncia de la siguiente manera: se debe de proporcionar un medio que desconecte todos los conductores portadores de corriente de una fuente fotovoltaica de alimentación de todos los demás conductores en un edificio u otra estructura. No debe de instalar un interruptor, un interruptor automático ni otro dispositivo, sea de c.c. de c.a. en un conductor puesto a tierra, si el funcionamiento de ese interruptor automático u otro dispositivo deja al conductor, marcado, puesta a tierra en un estado energizado y no puesto a tierra.

Continuación del apéndice 1.

Hay que mencionar que para el sistema de cableado en las plantas fotovoltaicas hay tras especificaciones técnicas las están bajo normativa, todos los conductores para sistemas fotovoltaicos deberán contar con un certificado de conformidad, con la Norma UL4703 o equivalente. Dicho certificado debe ser expedido por un organismo de certificación acreditado y debe estar vigente.

Para el caso de los conectores, se deberá contar con el certificado de conformidad con la Norma UL6703 o equivalente.

### 2.3. Dimensionamiento del número de paneles a utilizar

Para el dimensionamiento del número de paneles a utilizar en la instalación se tendrá que verificar la latitud del lugar y las horas pico de sol, así como realizar un estudio de consumo energético del sistema que en el que se requiere instalar los paneles a continuación se muestran las siguientes ecuaciones que se utilizan para el cometido.

$$F_{\text{paneles}} = \frac{\text{Energía Cosumida Total}}{\text{Potencia del Panel}} + \frac{\text{Energía Cosumida Total}}{\text{Potencia del Panel}} * 0,5.$$

$$N_{\text{paneles}} = \frac{\text{Factor Paneles}}{\frac{\text{HSP}}{\text{Coeficiente de la Zona}}}$$

$$C_{\text{Batería}} = \frac{\text{Potencia Ponderada} * \text{Días de Autonomía}}{\text{Profundidad de Descarga.}}$$

Donde:

F paneles = factor de paneles

N paneles = número de paneles

C batería = capacidad de la batería

Continuación del apéndice 1.

## **2.4. Dimensionamiento del inversor**

Para dimensionar el inversor a utilizar, se considera la corriente y la tensión y la potencia de la carga a la que se conectara dicho dispositivo, garantizando el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica, se deben de considerar las hileras o el número de arreglos de paneles necesarios para poder alimentar las cargas de manera eficiente, cabe mencionar también que al dimensionar los inversores estos tienen en sus características técnicas cuantos arreglos ya sea en serie o en paralelo podemos conectar en ellos.

Hay que hacer referencia de los inversores deben de cumplir requisitos de normativas técnicas de fabricación, y demostrarlo mediante un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo acreditado.

El cumplimiento de este requerimiento será suficiente si se cumple de las siguientes normas técnicas de fabricación:

IEC 62109: seguridad de los convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica. Partes 1 y 2. Requisitos generales particulares para inversores.

UL1741 *Standart for Safety of invertir, Converters and Controllers for Use in Independet Power System.*

IEC 61727. *Photovoltaic (PV) System- Characteristics of the utility interface* (sistemas fotovoltaicos (FV)- características de la interface con la red en el punto de conexión)

Continuación del apéndice 1.

En todo caso, el inversor con base en las normativas antes citadas deberá contar con una protección antiisla, la cual consiste en evitar que este equipo permanezca energizado cuando la red del operador de red, sea desenergizada o se presente alguna interrupción del servicio. Esta protección no corresponde a un elemento o componente externo al inversor, si no que hace parte del diseño y del funcionamiento interno del mismo. Esta característica debe ser demostrada mediante el certificado de conformidad con la Norma UL1741, IEEE1547 o IEC 62116, a continuación se muestra un ejemplo de características de inversores.

Figura 10. Modelo de inversos SMA SC250

<b>MODELO DE INVERSOR SMA SC250</b>	
<b>Parámetros de entrada</b>	
Potencia máxima recomendada	295 kWp
Rango de tensión de CC, mppt	450 – 820 V
Tensión máxima de CC admisible	900 V
Corriente continua máxima admisible	591 A
Nº entradas de CC / punto de conexión	8 / fusible de CC
<b>Parámetros de salida</b>	
Potencia nominal de CA (PCA)	250 kW
Tensión de trabajo, red +/-10%	400 V
Corriente nominal de CA	361 A
Estructura de la red	TT, TN-S, Red TN-C
Rango de frecuencia	50 Hz – 60 Hz
Factor de distorsión de la tensión	< 3 %
Coefficiente de distorsión de la corriente	< 3 % a pot. nominal
Factor de potencia	0,99 a pot. nominal
<b>Coefficiente de rendimiento, según IEC61683</b>	
10 % de PCA	91,7
25 % de PCA	95,2
50 % de PCA	96,1
75 % de PCA	95,9
100 % de PCA	95,5
Euroeta, $\eta$	95,2
<b>Dimensiones y peso</b>	
Ancho / alto / fondo (mm)	1200 + 1200 / 2120 / 850
Peso aproximado	2.060 kg
<b>Consumo de potencia</b>	
Consumo propio en funcionamiento	< 1 % de PCA
Consumo propio en stand-by	< 50 W
Fusible de entrada exterior	B 20 A , 3 polos
<b>Grado de protección y condiciones ambientales</b>	
Grado de protección	IP 20
Consumo de aire fresco	4.200 m <sup>3</sup> /h

Continuación del apéndice 1.

## 2.5. Dimensionamiento de los controladores de carga

Para un correcto funcionamiento de la instalación hay que montar un sistema de regulación o control de carga, en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador y su principal misión es evitar situaciones de sobrecarga y sobre-descarga de la batería con el fin de alargar su vida útil.

El controlador para poderlo dimensionar de manera correcta se tiene que tomar en cuenta la capacidad de las baterías en donde se conecta para evitar las situaciones de carga y descarga con el fin de mantener constante cuando dichas baterías tengan un mínimo de carga y estabilizar picos de tensión cuando estas se encuentren en este estado.

Figura 11. **Características de un controlador de carga**

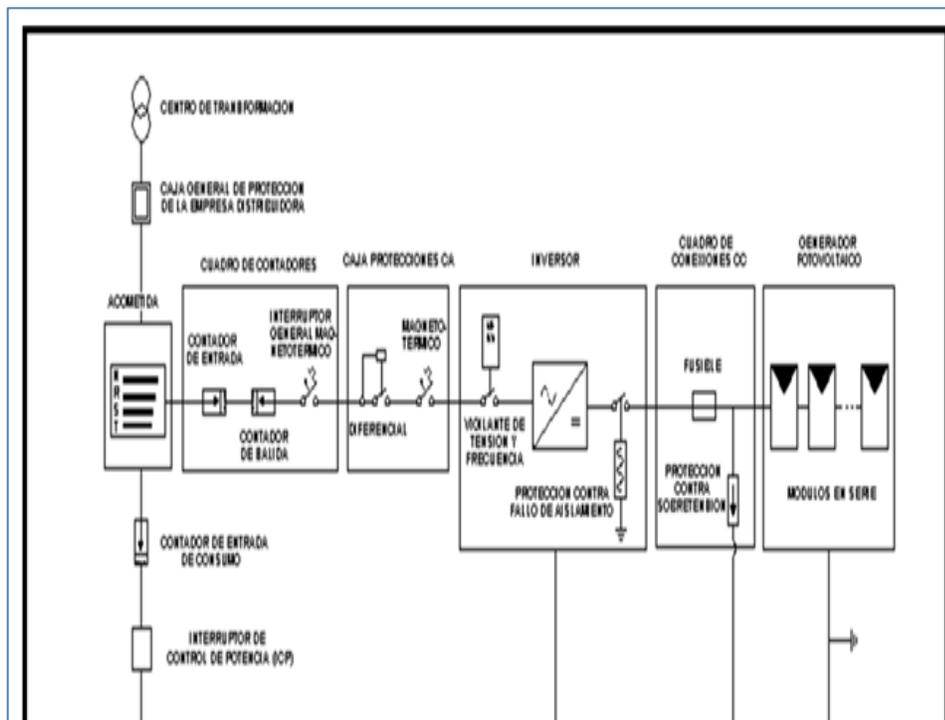


Continuación del apéndice 1.

### 3. PUESTA EN MARCHA Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para explicar el sistema de puesta en marcha de una central fotovoltaica se hace referencia a la figura 11 que contiene todos y cada uno de los elementos que conforman una central generadora solar en el presente capítulo de este manual se explicara cada una de las funciones de para comprender de mejor manera y explicar la puesta en funcionamiento de este tipo de centrales en cualquier índole.

Figura 12. Esquema general central fotovoltaica



Continuación del apéndice 1.

### **3.1. Centros de transformación**

Los centros de transformación o CT, es el sector o la parte en donde la corriente alterna, procedente del sistema fotovoltaico del inversor es transformada para ser enviada a la red, cabe mencionar que dichos centros están conformados por transformadores de potencia que pueden ser de diferentes parámetros o potencia dependiendo del tipo de central generadora, hay que hacer referencia que para una central generadora que se interconecte a un sistema de potencia el principio es el mismo solo que en vez de ser una central transformadora, en este caso es una subestación que por lo general es de barra simple, la cual cumple con la función de elevar la tensión para la red en el sistema eléctrico que van de acuerdo a la normativa C57.159-2016- IEEE *Guide on Transformers for Application in Distributed Photovoltaic (DPV) Power Generation Systems* que se desarrollo en apartados anteriores.

### **3.2. Cuadro de contadores**

Lo cuadros de contadores son aquellos miden el flujo de corriente consumida como generada por lo general este tipo de contadores son tipo bidireccional, lo que significa que pueden medir en ambos sentidos de flujo de consumo este tipo de contadores se aplican tanto para centrales generadoras de pequeña potencia como en centrales generadoras de grandes potencias del orden de *mega-watts*, solo que para este caso este tipo de medidores se encuentran en un lugar especial llamado cuarto de medidores en donde este sirve para verificar cuando la central genera o sea en marcha.

## Continuación del apéndice 1.

Cuando no está en operación ya que los medidores indicaran en sentido contrario de la potencia, los medidores de flujo indican que la central genera ,y cuando está en la noche indica que la central consumen o sea conectada a la red de potencia.

Hay que mencionar que todos los contadores bidireccionales deben de estar conforme el Normativo Comercial núm. 14 del Administrador del Mercado Mayorista, entre los requisitos de instalación se encuentran los siguientes de acuerdo al Artículo 5 modificado de la resolución No. 1236 del Administrador del Mercado Mayorista y estos son los siguientes:

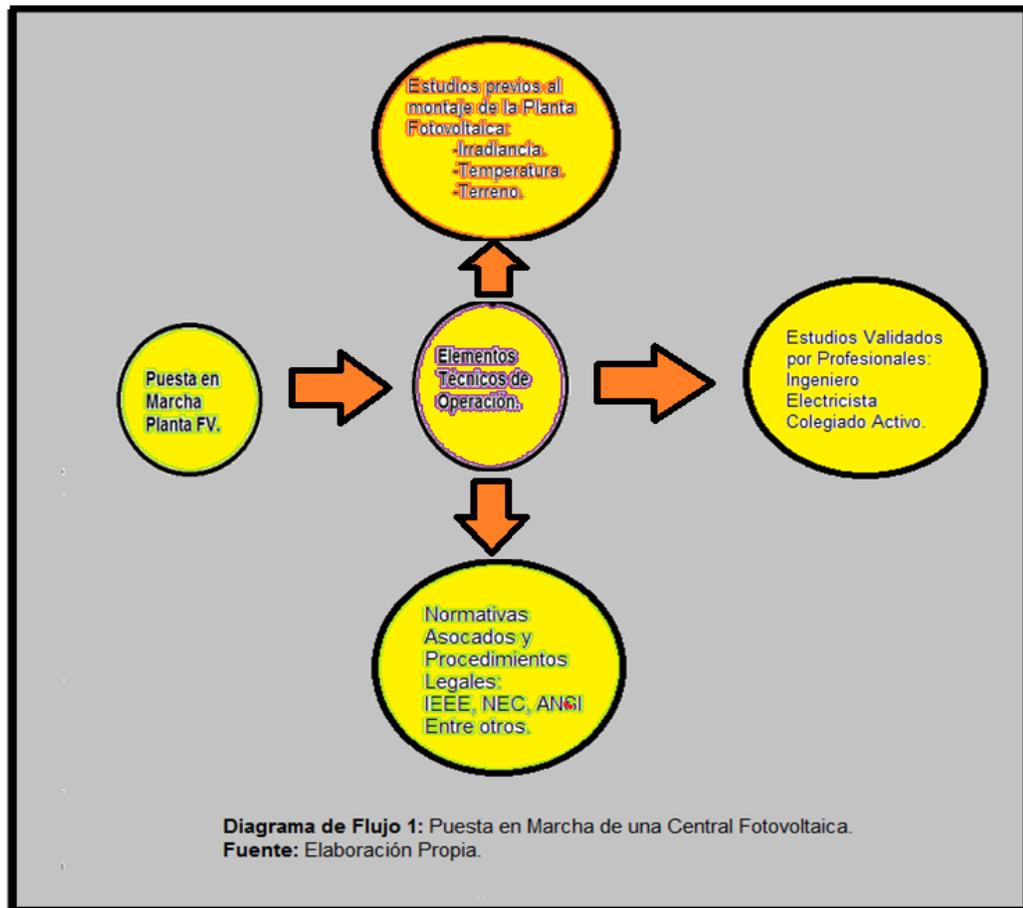
- Deberán instalarse en armarios o compartimentos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.
- Los gabinetes deberán tener grado de protección, mecánica no inferior a la Norma IEC IP40 o equivalente, para instalación a la intemperie o en ambientes de elevada contaminación. En todos los casos deberán incluir una placa de identificación del punto de medición, la cual será proporcionada por el administrador del mercado mayorista.
- Cada punto de medición deberá contar con una bornera de verificación precintable, en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y de corriente y que permita la verificación con un instrumento para tal uso.
- Todos los componentes de los circuitos de medición, desde los transformadores de medida hasta los medidores, deberán contar con borneras con tapa precintable, de manera de impedir todo el acceso a los bornes.

Continuación del apéndice 1.

- Los cables correspondientes a los circuitos de tensión deberán seleccionarse de manera que la caída de tensión entre ellos sea inferior al 0,2 %
- El punto de neutro de los transformadores de medida, los blindajes de cables y toda parte metálica accesible de los gabinetes y equipos no deberán provocar peligro, entiéndase tensiones de contacto peligrosas para el personal.
- Para las instalaciones de equipos de medición en subestaciones, el o los medidores deberán estar ubicados en los perímetros de la subestación y cumplir con lo establecido en el numeral 14.9 incisos A al F.
- Para grandes usuarios, el equipo de medida deberá estar accesible es decir, que podrá ser alcanzado para su lectura, operación, reposición, inspección o verificación de instrumentos para tal uso, sin que sea necesario quitar obstáculos.
- La caja *socket* a instalar para el medidor principal no deberá tener sistema de baipás (sistema que se utiliza para cortocircuitar los transformadores de corriente cuando se retire el medidor), y en aquellos casos en que se verifique la existencia de dicho sistema de baipás, este deberá ser retirado. En caso no se retire dicho sistema, esta situación será considerada como incumplimiento a la normativa vigente.

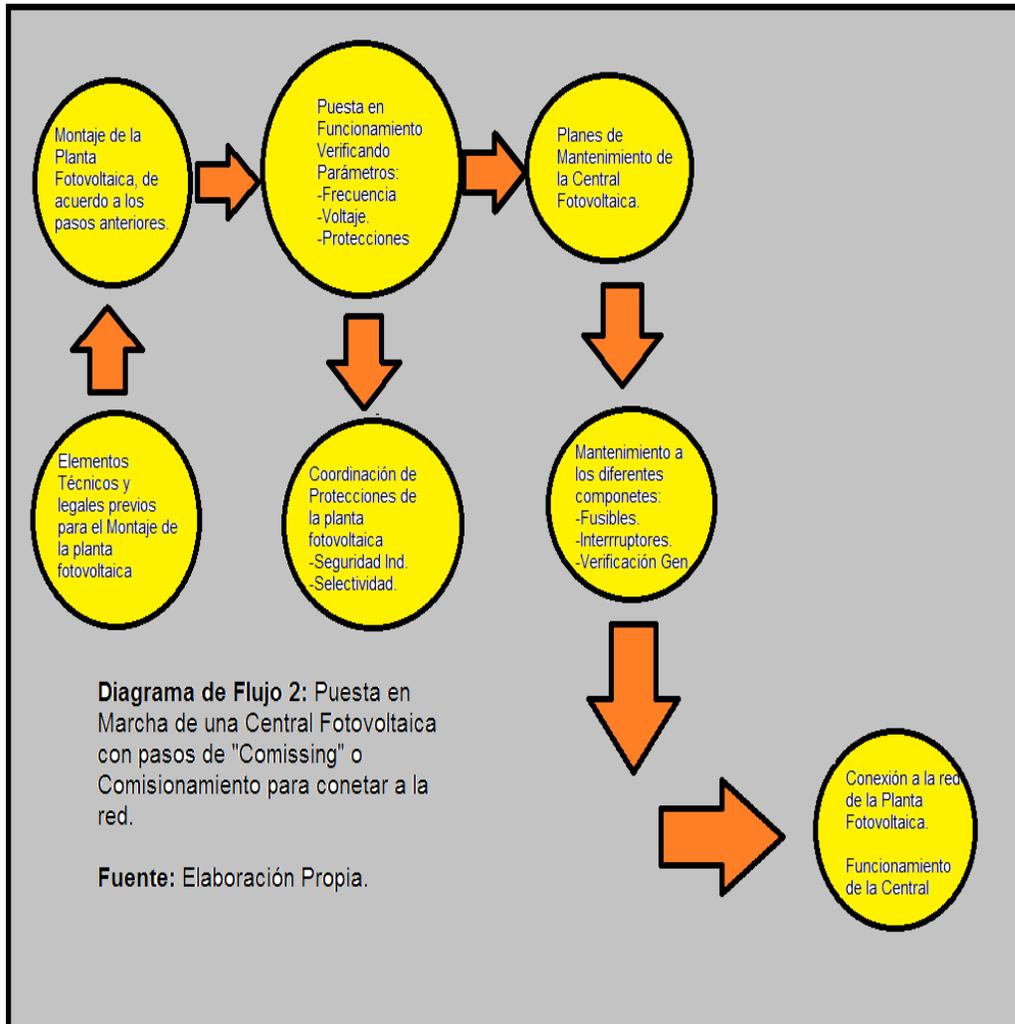
Continuación del apéndice 1.

Figura 13. **Diagrama de flujo, puesta en marcha de una estación fotovoltaica**



Continuación del apéndice 1.

**Figura 14. Diagrama de flujo 2, puesta en marcha de una central fotovoltaica con pasos de comisionamiento para conectar a la red**



Continuación del apéndice 1.

Figura 15. **Gabinetes e interconexión de contadores bidireccionales medición de flujo de potencia central FV**



### 3.3. Cajas de protección

Las cajas de protección son aquellas encargadas en el sistema fotovoltaico de proteger de cualquier sobretensión excedente, ya sea por cortocircuito o fallo o una maniobra que provoque que el circuito exceda varias veces su corriente nominal hay que hacer mención que la caja de protección en un sistema fotovoltaico simple consta de un interruptor termomagnético y un interruptor diferencial, y estos tienen similar función de cortar el paso de la corriente eléctrica hay que mencionar que para un sistema fotovoltaico de gran potencia.

## Continuación del apéndice 1.

Todas estas protecciones están inmersas en módulos o cajones los cuales indican que si hubiera un cortocircuito en algún sector de los módulos o en la parte de los inversores entonces estas protecciones actuarían de manera automática hay que decir, que entre más grande es el sistema más complejo es el sistema de protección y por lo tanto, se necesita de controles inteligentes y redes para detectar los fallos se cuenta con el sistema SCADA, que permite verificar de manera idónea, y brindar los procedimientos necesarios para reparaciones.

Para el caso de la coordinación de los sistemas fotovoltaicos las protecciones, de la instalación permanezca energizada cuando la red sea desenergizada, ya sea que este en un evento programado o no programado para mantenimiento

Para el caso de las tecnologías que no estén basadas en inversor, se debe de instalar un sistema de detección de tensión en el circuito, para que bloquee el cierre del interruptor con el cual se realiza la conexión, entre la planta fotovoltaica y el sistema interconectado en el momento en el cual el circuito se energiza.

En cuanto los criterios técnicos para las protecciones interiores de las instalaciones para sistemas fotovoltaicos, como mínimo se debe de contar con las siguientes protecciones:

Continuación del apéndice 1.

- ANSI 59: sobrevoltaje
- ANSI 27: bajovoltaje
- ANSI 81 O/U: sobre y baja frecuencia.
- ANSI 32: flujo de potencia inversa (vista desde el punto del generador del sistema DER)
- ANSI 46: secuencia negativa
- ANSI 25: sincronismo

Para los anteriores equipos, se deberá suministrar toda la información con los ajustes finales (donde aplique). En el caso de que se solicite el cambio de ajustes a los relés de la subestación y otros equipos de protección se deberá informar detalladamente los argumentos para dicha solicitud, indicando, además, la direccionalidad y los esquemas de sincronismo de la planta fotovoltaica.

Hay que mencionar que los dispositivos de corte visible deben permitir la apertura de la instalación, de manera que dicha instalación, queda aislada totalmente. Deberá ser de corte visible y de fácil acceso. Además, su voltaje nominal debe corresponder, como mínimo, al voltaje de línea de los conductores donde será conectado

En caso que dicho dispositivo corresponda a un interruptor termomagnético, éste deberá estar dimensionado de acuerdo a niveles de cortocircuito, niveles de tensión y tiempos de interrupción requeridos en ese punto de conexión y con los parámetros eléctricos del circuito alimentador y del sistema fotovoltaico.

## Continuación del apéndice 1.

Para el caso de los sistemas fotovoltaicos basadas en un inversor, dicho interruptor se debe de conectar a la salida del inversor. El cálculo de la corriente nominal, deberá considerar los valores de corriente AC, a la salida de los inversores, en todo caso no se deberán disparos inesperados.

Consiste en aquella función de protección de la instalación de los recursos energéticos distribuidos interconectados, encargada de evitar que dicha instalación permanezca energizada cuando la red del operador de red, sea desenergizada (ya sea por un evento programado o no programado).

Para el caso de las tecnologías de generación basadas en un inversor, el suministro del certificado de conformidad con las normas técnicas citadas para los inversores garantizará dicho cumplimiento.

Para tecnologías que no estén basadas en un inversor, se debe de instalar un sistema de detección de tensión en el circuito, para que bloquee el cierre del interruptor con el cual se realiza la conexión entre la planta de generación y el sistema de distribución local, en aquellos momentos en los cuales este circuito se encuentra desenergizado.

Además, deberá poseer un equipo de detección de flujo de potencia inversa, direccionando en el sentido del sistema de distribución local, en aquellos momentos en los cuales este circuito se encuentra desenergizado.

## Continuación del apéndice 1.

Además, deberá poseer un equipo de detección de flujo de potencia inversa, direccionando en el sentido del sistema de distribución local, de modo que la planta del sistema de recursos energéticos distribuidos, se desconecte cuando se desenergice el circuito alimentador del operador de red con el fin de evitar la inyección de potencia al sistema de los recursos energéticos distribuidos y un funcionamiento inadecuado del generador. Par de instalaciones que cuentan con sistemas de respaldo, (por ejemplo plantas de emergencia), los sistemas de recursos energéticos distribuidos deberán detectar la transferencia realizada para desenergizarse.

El operador de red podrá solicitar la ejecución de otras pruebas para verificar el correcto funcionamiento del sistema, adicionalmente el operador de red indicará si el punto de la conexión del autogenerador o del generador distribuido no es apto por las condiciones técnicas de la red, proporcionará las razones y seguirá otras alternativas para realizar la conexión. El operador de red, podrá realizar revisiones periódicas verificando el cumplimiento de los criterios técnicos la Norma IEEE1547, y podrá realizarse su desconexión si estos no son cumplidos.

Para establecer las condiciones de operación se tienen que establecer los parámetros de tensión, frecuencia y calidad de potencia.

Ante las condiciones anormales de tensión, el sistema de autogenerador o generador distribuido deberá responder según lo indicado en la tabla I.

Continuación del apéndice 1.

Tabla III. <b>Tensión</b>	
Rango de tensión de la red del Operador de Red (% de la tensión base)	Tiempo de Despeje
$V < 50 \%$	0,16
$50 \% < V < 88 \%$	2,00
$110 \% < V < 120 \%$	1,00
$V > 120 \%$	0,16

Ante las condiciones de frecuencia anormales, el sistema de autogenerador o generador distribuido deberá responder según lo indicado en la tabla I. (de acuerdo a la Norma IEEE1547)

- Frecuencia: tiempo de despeje, según la capacidad d rango de frecuencia.

Para el caso de la calidad de la potencia se tendrá que seguir las instrucciones de la tabla II, de acuerdo autogenerador o generador distribuido el cual deberá cumplir con los siguientes límites indicados de acuerdo la Norma IEEE1547.

Continuación del apéndice 1.

Tabla IV. Calidad de la potencia						
Orden individual del armónico	h>11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	Distorsión total de demanda (TDD)
	Porcentaje (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	

Para el caso de la distorsión armónica total de tensión (THVD) está no podrá superar un valor del 5 %, según lo definido por la resolución CREG 024 de 2005 (para los niveles de tensión 1,2 y 3).

La medición de la distorsión armónica se debe de realizar en el nivel de tensión en el cual se realiza la conexión al sistema del operador de red.

Figura 16. Cajas de control y protección de sistemas FV



Continuación del apéndice 1.

### **3.4. Protecciones en corriente continua**

Los elementos que trabajan en corriente continua deben de ser protegidos frente o sobre intensidades originadas por sobrecargas o cortocircuitos, para esta labor se utilizan fusibles compuestos esencialmente por un conductor fino que se deshace a una temperatura determinada.

Los parámetros que se toman en cuenta en los fusibles son los siguientes:

- Corriente máxima de corte del fusible
- Intensidad que soporta el fusible sin fundirse
- Intensidad de fusión del fusible
- La corriente in de fusible debe ser superior a la intensidad de la línea donde se encuentra el fusible.

### **3.5. Fusibles para paneles solares**

Este tipo de fusibles se coloca para proteger los paneles, es necesario cuando se tienen más de dos paneles o *strings* colocados en paralelo, cuando se produce un cortocircuito en uno de ellos se puede producir una corriente de retorno procedente de dichos *strings*, y esta corriente en caso de tener como se ha dicho, más de dos *strings*, será mayor que la corriente de retorno admitida por dicho *string*, por lo que estropeará a los paneles, para el caso el modelo de fusible admitido según los cálculos le correspondería un fusible de paneles de  $I_n = 65$  amperios, ya que la corriente que se calculó a través es de  $I_n = 58.4$  A.

Continuación del apéndice 1.

### **3.6. Protecciones en corriente alterna**

Al igual que en una instalación, con red eléctrica normal, será necesario colocar las protecciones pertinentes a la red de corriente alterna de 240 volts, de salida de los inversores, será necesario colocar interruptores magnetotérmicos, que se encargarán de proteger los inversores sobre las intensidades y sobrecargas producidas por cortocircuitos desde el lado de la corriente alterna, la actuación de estos dispositivos es muy rápida, estas se dimensionarán o calcularán de acuerdo a las magnitudes de carga que la instalación tenga sobre la demanda o potencia que consume.

### **3.7. Cuadro de conexiones CC**

Las cajas de conexiones son aquellas en las que se interconectan todos los dispositivos como por ejemplo interconexión de las celdas solares, así como las conexiones de los inversores y los puntos de conexiones para los sistemas de protección la función de estos es tener crear punto de fácil acceso ya sea para mantenimiento o reparación de las centrales eléctricas se clasifican en diferentes niveles de acuerdo a la complejidad de la central eléctrica fotovoltaica.

Se puede decir, que por ejemplo para las centrales fotovoltaicas pequeñas solo utilizarían cajas de nivel 1 por ejemplo en instalaciones FV de mayor magnitud utilizan cajas de nivel 1 y 2 las de nivel 1 contiene conexiones de los arreglos de los paneles y las de nivel 2 contiene conexiones de los inversores y demás puntos nodales de interés, cada caja de conexión tiene fusibles y dispositivos de protección de sobre-corriente, que están conectados al sistema de puesta a tierra para la disipación de fallas eléctricas hay que decir también que las cajas de conexiones tienen al igual que una instalación eléctrica puntos de acceso como cajas de registro.

Continuación del apéndice 1.

Figura 17. **Cuadro de conexiones interior de las cajas de nivel I y II**



### **3.8. Generador fotovoltaico**

Un generador fotovoltaico se le llama así al grupo de paneles o celdas solares que se encargan de captar la energía que proviene del sol para convertirla en corriente directa, se le llama por lo general generador a todo el grupo de celdas conectadas entre sí, hay que decir que como se vio anteriormente existen arreglos en serie, paralelo o arreglos mixtos esto se hace con la intención de poder agrupar según sea la necesidad existen ventajas y desventajas para las distintos tipos de configuraciones como se vio en el capítulo 2,

Hay que tomar en cuenta que existen diferentes potencias y diferentes características que conforman cada panel hay que decir que por lo general en una central pequeña los arreglos se conectan en serie, ya que con esta configuración se consigue sumar las tensiones, por ejemplo, para centrales eléctricas de mayor magnitud se utilizan las tres configuraciones serie, para sumar las tensiones, paralelo para sumar las corrientes y mixtos para poder obtener las características de ambas esta parte del generador fotovoltaico se encuentra protegido por fusibles e interruptores diferenciales y el sistema de puesta a tierra que permite proteger de fallas que se puedan dar en la central generadora, estos componentes se encuentran en las cajas de nivel 1 en caso de falla los técnicos o operadores se dirigirán hacia ese sector.

Continuación del apéndice 1.

Hay que tomar en cuenta que se tienen que elegir las características de los módulos fotovoltaicos como se describen a continuación para la instalación de los mismos de acuerdo a las siguientes fichas técnicas 1 y 2.

Figura 18. **Ficha técnica 1 y 2**

<b>Tipo</b>	cristal multicristalino
Contactos	Redundantes, múltiples, en cada célula.
Laminado	EVA (etileno-vinil acetato).
Cara frontal	Vidrio templado de alta transmisividad.
Cara posterior	Protegida con Tedlar de varias capas.
Marco	Aluminio anodizado.
Cajas de conexión	Grado de protección IP 54
Toma de tierra	Sí.
Especificaciones	IEC 61215 Y Clase II mediante certificado TÜV.
Máximo voltaje	1.000 V
Terminales	Bornera atornillable soldadura
Rango de T <sup>a</sup>	-40°C a +85°C

**Ficha Tecnica 1**

STC (Standard Test Conditions)	CEM (Condiciones Medida estándar)	
Marca	Evergreen	
Modelo	ES-180	
$P_{mpp}$	Potencia máxima pico	180 W
$V_{mpp}$	Tensión máxima potencia	25,9 V
$I_{mpp}$	Intensidad máxima potencia	6,95 A
$V_{oc}$	Tensión circuito abierto	32,6 V
$I_{cc}$	Intensidad corto circuito	7,78 A

Continuación del apéndice 1.

Figura 19. **Generadores fotovoltaicos**



### **3.8.1. Centros de distribución**

Los centros de distribución son aquellos en los cuales la energía producida por el sol es transformada en corriente que los usuarios pueden distribuir en los diferentes puntos en demanda por lo general para centrales eléctricas pequeñas, estos centros de distribución se identifican en el tablero general en donde se realiza una maniobra de *by-pass* o transferencia del sistema fotovoltaico a la acometida normal, en el caso de una central generadora de potencia se utiliza una subestación transformadora.

Que por lo general esta tienen un transformador elevador de tensión que distribuye al sistema eléctrico de potencia, y al igual que en el caso anterior tiene un sistema de *by-pass*, se conecta cuando el sistema fotovoltaico está en generación y se desconecta cuando este se encuentra en horas de noche donde no hay energía lumínica, prácticamente la planta generadora pasa a ser un consumidor porque se conecta a la red el sistema queda explícito en el siguiente esquema de flujo.

Continuación del apéndice 1.

Figura 20. **Esquema de flujo**

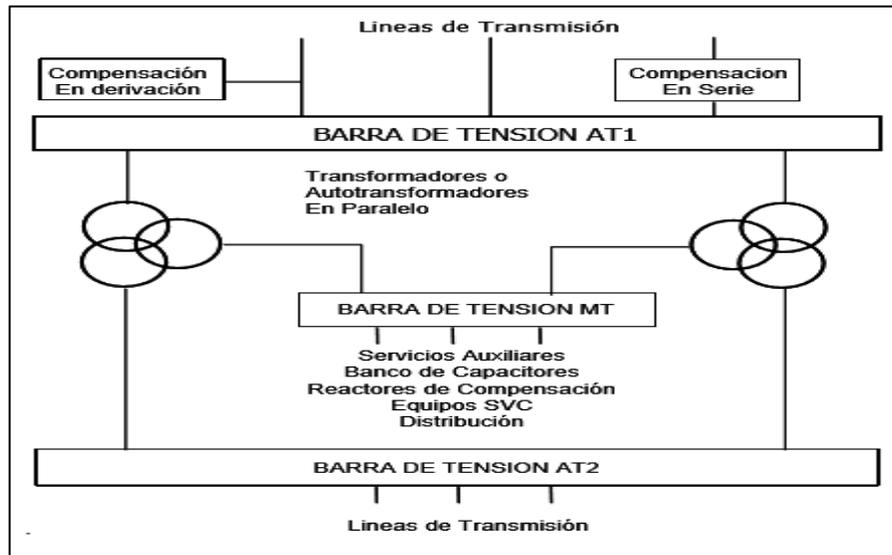


Figura 21. **Centros de distribución y distribución**



Continuación del apéndice 1.

### **3.8.2. Sistemas de puesta a tierra**

Los sistemas de puesta a tierra es un el conjunto de accesorios encargados de suministrar protección a la central generadora fotovoltaica, una de las funciones principales es drenar la corriente que proviene de cualquier mala maniobra o sobretensión atmosférica y disiparla en el suelo o tierra, para este caso del diseño del sistema se deben realizar estudios de resistividad del suelo así como otros estudios que conlleva el diseño de este.

Se debe verificar el tipo de configuración y los materiales a utilizar para el óptimo desempeño de dicho sistema, hay que hacer mención que este es un sistema muy importante debido a que si no se tiene diseñado de buena manera la central generadora ya sea pequeña o grande tienen la posibilidad de que en cualquier fallo de corto-circuito esta pueda incendiarse ya que la corriente no encontrará en donde disiparse y por consiguiente se debe de considerar estos factores, en una central generadora de gran potencia, el sistema de puesta a tierra se encuentra a lo largo de todo el terreno de la central teniendo como base cajas subterráneas en donde se le puede brindar el mantenimiento necesario para este el sistema de puesta a tierra también se puede dimensionar de acuerdo a los niveles de tensión, como principio general este debe de ser equipotencial en todo los puntos, que quiere decir esto que en cualquier punto donde se ubique un usuario este tiene que tener la mismas mediciones de resistencia.

Hay que hacer referencia que el sistema de puesta a tierra consta de las siguientes características:

### Continuación del apéndice 1.

- Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia.
- Red de puesta a tierra general de la planta a base de cobre desnudo como hacer referencia en el código nacional eléctrico NEC, este estará repartido por toda la planta, tanto en corriente continua como corriente alterna de baja tensión (generación, servicios auxiliares y corriente continua).
- A esta red de tierra última se conectarán las barras de tierra de los cuadros, las estructuras metálicas, soportes, armaduras, bandejas, ventiladores, entre otros.

La red de tierras para la instalación de media tensión, consta de las puestas a tierra siguientes siendo estas independientes unas de otras:

- Puestas a tierra de herrajes de media tensión, denominada "tierra de protección.
- Puesta a tierra de los neutros de los transformadores de potencia denominada servicio de tierra

Hay que hacer mención que existen 2 tipos de sistemas de protección a los que se le llama:

- Tierra de protección: estará constituida por un electrodo de forma rectangular de 9x5 metros, con ocho picas. Para evitar tensiones de contacto peligrosas, se adoptarán medidas de seguridad adicionales.
- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro de transformación, no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar sometidas a tensión, debido a defectos o averías.

Continuación del apéndice 1.

- En el piso se instalará un mallado cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra de protección del centro de transformación

Tierra de servicio: la puesta a tierra de los neutros se realizará con un electrodo en línea con 4 picas, previéndose una  $R_{tn} < 37$  ohms, valores especificados en el NEC.

Si el valor de la tierra del neutro medido fuera superior al calculado, se dispondrán las picas necesarias conectadas en paralelo, hasta conseguir dicho valor.

Figura 22. **Sistema de puesta a tierra subterráneo**



Continuación del apéndice 1.

### **3.9. Puesta en marcha del sistema fotovoltaico**

Una vez el sistema fotovoltaico tiene todos los elementos que lo componen de manera correcta, debe de cumplir una serie de procedimientos que para el caso de Guatemala, este tipo de procesos son técnicos como legales en los procedimientos legales estos están descritos en el capítulo del presente trabajo en cuanto a los procedimientos técnicos se puede decir, que la planta de generación solar debe de cumplir con los voltajes establecidos así como la frecuencia de operación de todo el sistema nacional interconectado, hay que decir que este procedimiento se tienen que analizar de manera detallada cómo y en qué condiciones estará la planta solar.

Continuación del apéndice 1.

Para este caso se realizan simulaciones previas en donde se analizan todos los parámetros como la corriente de cortocircuito y los flujos de potencia que dicha planta generadora crearía cuando este en operación, dependiendo de las simulaciones estáticas o dinámicas que se realizan con los programas requeridos entonces se procede a que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) autorice para que esta entre en operación.

Para hacer referencia la en el artículo 51, 48 y los formularios de premisas, del RLGE se define la siguiente solicitud a la capacidad de transporte como se demuestra en la siguiente ficha técnica 3,4 y demás documentación relacionada la cual muestra la solicitud que se utiliza para solicitarla, cabe mencionar que esta solicitud se encuentra normalizada en la ley de general de electricidad ya definida

Figura 23. **Solicitud de transporte CNEE**

La solicitud deberá contener como mínimo la siguiente información:	
Solicitud de ampliación a la capacidad de Transporte Art. 51 RLGE	
REQUISITOS ART. 51	OBSERVACIONES
a) Identificación e información de los solicitantes.	
b) Modalidad de la ampliación, donde aplica	
c) Descripción de las instalaciones que prevén incorporar. -Ingresar Nueva Demanda -Ingresar Nueva Generación -Ampliación a la capacidad de transporte	
d) Estudios técnicos que permitan verificar que las instalaciones propuestas se adecuan a las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.	a. Estudios técnicos que incluyen, sin ser limitativo, la memoria de cálculo correspondiente y los planos debidamente acotados, alturas y distancias, que permitan verificar que las instalaciones propuestas se adecuan a las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST), que para los efectos deberá ser acompañada de la carta de responsabilidad técnica en la cual se haga constar: i) que el diseño civil, eléctrico y electromecánico fue realizado, supervisado o avalado por un ingeniero civil, electricista, mecánico electricista colegiado activo, según corresponda a la
e) Estudios eléctricos que evalúen el efecto de las nuevas instalaciones sobre los sistemas de transporte existentes, de acuerdo a las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).	los estudios deberán ser realizados conforme las premisas entregadas, cumpliendo con los requisitos indicados en las NTAUCT
f) La información adicional requerida en el artículo 48 y la que corresponda a la modalidad de la ampliación elegida, descritas en los artículos 52 y 53 de este Reglamento.	Debe contener la información señalada en el artículo 48 del RLGE

**Ficha Técnica 3: Solicitud de Ampliación de Transporte CNEE**

Continuación del apéndice 1.

Figura 24. **Solicitud de acceso a la capacidad de transporte CNEE**

<b>Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte. Art. 48 RLGE</b>	
REQUISITOS ART. 48	OBSERVACIONES
a) Descripción de las características técnicas de las instalaciones del generador o usuario y las de vinculación con el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).	
b) Fecha en la que prevé poner en servicio sus nuevas	Fecha conforme a la indicada en las premisas
c) Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro (4) años.	se debe indicar si la instalaciones a conectar corresponden a demanda o generación
de Transporte de acuerdo a lo especificado en las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).	los estudios deberán ser realizados conforme las premisas entregadas, cumpliendo con los requisitos indicados en las NTAUCT
e) Constancia de la presentación a la entidad ambiental correspondiente de los estudios ambientales requeridos, de acuerdo a los requisitos para cada tipo de instalación	La resolución de impacto ambiental debe contener la descripción de las instalaciones para las cuales se solicita el acceso o ampliación de la capacidad de transporte, por lo cual deberá ser previsto en el estudio de impacto ambiental que sea presentado al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales la oportuna descripción de las instalaciones.  Debe tomarse en cuenta el nombre del proyecto para el cual se solicita la autorización y lo establecido en la resolución del MARN
<b>Ficha Técnica 4: Solicitud de Capacidad de Transporte CNEE.</b>	

A continuación, se muestra en las siguientes descripciones los formularios de premisas para los proyectos solares, los requisitos que deben de cumplir para el desarrollo de estudios eléctricos.

Continuación del apéndice 1.

Figura 25. Premisas para el desarrollo de estudios eléctricos

PREMISAS PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS ELÉCTRICOS								
		Fecha de entrega		Vencen *				
						Proyecto Solar		
* El plazo considerado en este documento no es susceptible de ser ampliado. Si el plazo para la entrega de los estudios es excedido se deberá requerir nuevas premisas								
1.5	<input checked="" type="checkbox"/>	Tipo de instalación:	Generación	Transporte*	Demanda			
		v						
<p>En la solicitud presentada conforme "Artículo 51.- Solicitud de ampliación. (Reformado por el artículo 8, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Literal b), se debe exponer claramente la Modalidad de la ampliación.</p>								
1.6	<input checked="" type="checkbox"/>	Estudios según Norma***:			NEAST			
					<input checked="" type="checkbox"/>	NTAUCT		
1.7	<input checked="" type="checkbox"/>	Topología año de entrada en operación del proyecto*:			SNI Guatemala aislado			
					Sistema Eléctrico Regional*			
					SER e Interconexión con México *			
				<input checked="" type="checkbox"/>	Interconexión con México			
<p>** Para los años futuros segundo y cuarto se deberán incluir los proyectos que la CNEE indique en el listado de "Proyectos de Generación y Transporte Previstos", incluyendo el proyecto a partir de la fecha esperada de entrada en operación.</p>								
1.8	<input checked="" type="checkbox"/>	Fecha prevista de entrada del proyecto:						
1.9	<input checked="" type="checkbox"/>	Descripción del proyecto (características técnicas):						
<p>Respecto a los elementos generadores y transformador, la solicitud debe indicar claramente la forma en la cual estarán siendo conectados los elementos, nombre de la subestación donde se conectarán las unidades generadoras, configuración de barra, número de campos que conforma la subestación, servicios auxiliares entre otros.</p> <p>En el Proyecto, se está dimensionando para tener una capacidad instalada de 100 MW en el punto de interconexión, para los cual se está considerando 273,924 paneles, los paneles tendrán una potencia entre 450 a 550 Wp tipo bifacial, para los inversores se utilizará utilizando inversores tipo Stíng de 175kWac.</p> <p>El proyecto comprende la construcción de una central generadora mediante paneles fotovoltaicos con una capacidad nominal de 100 MW.</p>								
1.10	<input checked="" type="checkbox"/>	Escenarios de Análisis:						
		AÑOS	AÑO* 1:	2022	AÑO* 2:	2024	AÑO *4:	2026
		ESCENARIO	ES	EH	ES	EH	ES	EH
		DMAX.	<input checked="" type="checkbox"/>					
		DMED.	<input checked="" type="checkbox"/>					
		DMIN.	<input checked="" type="checkbox"/>					
Realizar en época seca del año 1								

Continuación del apéndice 1.

Figura 26. Información general

<p>Realizar en época seca del año 1</p>
<p><u>Es oportuno indicar con suficiente antelación, que los estudios eléctricos y la solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte, deberá ser presentada para el valor de Potencia Activa máximo que estará inyectando el proyecto al Sistema Nacional Interconectado.</u></p> <p><u>Se aclara que el factor de potencia del proyecto es resultado de la operación en tiempo real de conformidad con lo estipulado en las Normas de Coordinación Comercial y Normas de Coordinación Operativa, a requerimiento del Administrador del Mercado Mayorista en función de los niveles de regulación de tensión requeridos en la operación diaria.</u></p> <p><u>Adicional a lo anterior se debe tomar en cuenta que las instalaciones de generación deben operar conforme los principios establecidos en el Artículo 45 de la Ley General de Electricidad.</u></p>
<p><u>Como parte del estudio, el interesado deberá incluir la siguiente información:</u></p>
<p><u>a. Se solicita que los Estudios Eléctricos y, los estudios estimación y variabilidad de la generación, que se desarrollen, deben de ser acompañados por los fabricantes de los equipos que serán instalados en el proyecto</u></p>
<p><u>b. Los modelos de los equipos para estado estable y para estabilidad transitoria, que se modelen en los estudios eléctricos que se realicen, deberán ser los que el Fabricante proporcione para el efecto</u></p>
<p><u>c. El diseño o ingeniería del proyecto deberá cumplir con los requerimientos que se establecen en el Código de Red que se adjunta a éstas premisas y, con los requerimientos que se tengan para el proyecto resultado del estudio eléctrico y de variabilidad.</u></p>
<p>Requerimientos Especiales a ser presentados en el Estudio( La totalidad de la documentación deberá ser presentada en Idioma español, o con su respectiva traducción Jurada, conforme a la NTAUCT Artículo 4. Presentación):</p>
<ol style="list-style-type: none"><li>1. Centrales Solares Fotovoltaicas.<ol style="list-style-type: none"><li>1.1. Requerimiento de Información<ol style="list-style-type: none"><li>1.1.1. Especificaciones:<ol style="list-style-type: none"><li>a) Manuales del fabricante de los paneles solares y el inversor.</li><li>b) Manuales del fabricante de Controlador de la Planta (PPC).</li><li>c) Equipo utilizado para hacer las mediciones de irradiación solar.</li><li>d) Equipo para seguimiento de paso de nubes.</li></ol></li><li>1.1.2. Mediciones de irradiación solar y Generación<ol style="list-style-type: none"><li>a) Se requiere contar con datos de irradiación solar en el lugar de emplazamiento, con una resolución que puede estar en un rango entre 1 minuto, 5 minutos hasta 10 minutos, de por lo menos cinco años atrás.</li><li>b) La información debe tener un proceso de análisis identificando el perfil de generación, como se ajusta la producción de energía; es decir obtener una curva de potencia adaptada en el lugar de emplazamiento.</li><li>c) Generación estimada a partir de las mediciones del recurso solar, en la resolución de tiempo en la que se tenga la medición para los años indicados.</li></ol></li><li>1.2. Requerimientos de análisis<ol style="list-style-type: none"><li>1.2.1 Estimación de la generación mensual de energía para un año.</li><li>1.2.2. Estimación de la curva típica de generación MW horaria para un día típico por cada mes.</li><li>1.2.3. Análisis de la variabilidad de la potencia de la central, en períodos de 10 minutos. El cual deberá ser realizado por el fabricante de los inversores o en todo caso por el consultor el cual deberá disponer de acompañamiento efectivo del fabricante.</li><li>1.2.4. Sobre la base del análisis de la variabilidad, se debe de dimensionar el requerimiento de reserva bajo AGC (Reserva Rodante Operativa) adicional para darle seguimiento a la intermitencia y variabilidad de la operación de la central.</li></ol></li><li>1.3. Adicionalmente el estudio NTAUCT debe contener:<ol style="list-style-type: none"><li>1.3.1. La forma y medios con los cuales la central participará efectivamente en la regulación primaria de frecuencia.</li><li>1.3.2. La forma y medios con los cuales la central participará efectivamente en la regulación de voltaje de manera automática en modo de control de voltaje entregando o absorbiendo potencia reactiva en el punto frontera entre él y transportista involucrado, tomando</li></ol></li></ol></li></ol></li></ol>

Continuación del apéndice 1.

- 1.3.3. La forma y medios con los cuales la central mitigará su variabilidad en la operación en tiempo real.
- 1.3.4. Presentar gráficas de la forma de onda de la potencia entregada por la central en el tiempo en el orden de segundos hasta minutos y horas.
- 1.3.5. El estudio debe mostrar el comportamiento de la forma de onda de la potencia entregada por la central solar en el tiempo y, su impacto en la frecuencia Guatemala aislado, Guatemala Interconectado con el SER y todo el SER con México y, su impacto en los intercambios programados en las interconexiones.
- 1.3.6. La documentación del fabricante y ejemplos reales de operación sobre armónicas y flicker que se pueda producir y los efectos que tendrá sobre el voltaje, y como mínimo debiera de cumplir con la norma IEC 61400-21 y lo establecido en las Normas Técnicas NTCSTS y NTSD.
- 1.3.7 Se requiere que los modelos dinámicos a emplear en el análisis transitorio sean modelos proporcionados por el Fabricante, para evaluar una respuesta más real de la operación transitoria de la central de generación.

1.1	<input checked="" type="checkbox"/> Demanda o Generación prevista para intercambio con horizonte de 4 años:
2	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PARÁMETROS DE LOS EQUIPOS</b> <i>Este apartado reúne los parámetros de todos los equipos nuevos que se adicionarán al sistema de acuerdo con los estudios que se presentaran. En esta sección del informe se deben indicar todos los parámetros eléctricos que permitan modelar adecuadamente los elementos que sean parte del proyecto en análisis, los mismos deben ser modelados adecuadamente en el programa de simulación de acuerdo a sus características. Se solicita adjuntar diagramas unifilares y los datos utilizados para modelar los elementos en estudio.</i>
2.1.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Generadores</b> <input checked="" type="checkbox"/> Datos de la máquina motriz <input checked="" type="checkbox"/> Datos de la excitatriz <input checked="" type="checkbox"/> Datos del gobernador <input checked="" type="checkbox"/> Datos de la curva de capacidad o equivalente según la tecnología.
2.2.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Carga y Consumos Propios</b> <input type="checkbox"/> Modelo S constante <input type="checkbox"/> Modelo I constante <input type="checkbox"/> Modelo Z constante <input type="checkbox"/> otras
2.3.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Transformadores</b> <input checked="" type="checkbox"/> Tensión Primaria, Tensión Secundaria, Potencia Nominal, Número de Taps, Voltaje en Tap, Mínimo y Máximo, Impedancias de los Devanados, Tipo de Conexión, Rating Nominal, Rating de Emergencia, Datos de Protecciones, y la que sea necesaria para su modelado adecuado, <b>archivo (google earth) kml o en formato shp indicando la proyección de coordenadas utilizada, de ubicación de la subestación.</b>

2.4.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Líneas de Transmisión</b> <input checked="" type="checkbox"/> Tipo y dimensión de las estructuras, longitud de la línea, parámetros de la línea (valores p.u. sobre base 100 MVA), características eléctricas de los conductores. Indicar exactamente la distribución de la nueva topología, como consecuencia del proyecto, longitud de las líneas resultantes en km, punto del seccionamiento de la línea existente si fuera el caso, referido a uno de sus extremos, y la que sea necesaria para su modelado adecuado, <b>archivo (google earth) kml o en formato shp indicando la proyección de coordenadas utilizada, del trazo indicativo de la línea, No una imagen de la ubicación.</b>
2.5.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Bancos de Capacitores y Reactores ( Como resultado del estudio)</b> <input checked="" type="checkbox"/> Tensión de operación, Capacidad (MVar), Tipo de Conexión, Filtros de armónicos, SVC's, etc.
2.6.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Nomenclatura de Nuevos Elementos</b> <input checked="" type="checkbox"/> STT
2.7	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Diagramas Unifilar Detallado y Simplificado del Proyecto y su Conexión al S.N.I.</b> Se deben incluir los <b>Diagramas Unifilares Detallados y Simplificado</b> que se consideren necesarios, del proyecto y de su conexión al SNI, considerando el escenario de puesta en operación. El diagrama deberá contener información de los principales elementos a considerar en la conexión del proyecto, tanto de maniobra, control y protección; tales como interruptores, esquemas de protecciones, medición, capacidad de generadores, capacidad de transformadores, longitud de líneas en km, y toda la información que se considere necesaria para su modelado adecuado.

Continuación del apéndice 1.

TIPO DE ESTUDIO	TIPO DE INSTALACIÓN			
	Generación		Demanda / Distribución	Transporte
Flujo de Carga	√			
Cortocircuito	√			
Estabilidad Transitoria	√			
Requerimientos de Transporte	√			
Transitorios Electromagnéticos				
Detallados Estabilidad Transitoria				
Instalaciones de Arranque en Negro				
Formación de Islas				
Ajuste de Reguladores				
Pequeñas Perturbaciones				

\* Según las Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte --NTAUCT- TÍTULO III, CAPITULO II: CRITERIOS DE MODELACION Y ESTUDIOS A EFECTUAR, Artículo 14. Estudios a efectuar. Los estudios a realizar se efectuarán en tres niveles, según la siguiente descripción. Estudios básicos. Estudios primarios. Estudios secundarios: cuadro indicativo de estudios.

\* Según las Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte --NTAUCT- TÍTULO III, CAPITULO II: CRITERIOS DE MODELACION Y ESTUDIOS A EFECTUAR, Artículo 14. Estudios a efectuar. Los estudios a realizar se efectuarán en tres niveles, según la siguiente descripción. Estudios básicos. Estudios primarios. Estudios secundarios: cuadro indicativo de estudios.

Tipo de Estudio	Tipo De Instalación		
	Ingresar nueva generación	Ingresar nueva demanda	Ampliación de Transporte
Flujo de Cargas	Si	Si	Si
Cortocircuitos	Si	Si (1)	Si (2)
Estabilidad Transitoria	Si	Si (3)	Si (3)
Requerimientos de Transporte	Si	Si	Si
Transitorios Electromagnéticos	Si	Si(4)	Si
Detallados Estabilidad Transitoria	Si(3)	Si(3)	Si(3)
Instalaciones de Arranque en Negro	Si	---	---
Formación de Islas	Si	Si(5)	---
Ajuste de Reguladores	Si	---	---
Pequeñas Perturbaciones	Si	---	---

**Notas del cuadro indicativo:**

- Solo si por sus características pudiera efectuar aportes al nivel de cortocircuito,
- Solo si modifica la configuración del Sistema de Transporte,
- Cuando se producen modificaciones sensibles que afecten la calidad del servicio de la potencia o energía transportadas por el sistema,
- Cuando se introduzcan perturbaciones en la tensión, tales como: flicker y armónicos,
- Cuando la magnitud de la nueva demanda así lo requiera.

Según el artículo 21 Competencia de la Comisión. Será competencia de la Comisión en lo concerniente a estas Normas, sin que ello sea limitativo: ... y la literal c: La interpretación de estas normas en caso de divergencia o dudas y la resolución de los casos no previstos.

Continuación del apéndice 1.

3.1.	<p>✓ <b>ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE</b></p> <p><i>Para cada uno de los años analizados en el estudio, cada una de las estaciones y en cada uno de los escenarios de demanda, se solicitan tablas con:</i></p>
	<p>✓ <b>Flujo de Carga</b></p>
3.1.a.	<p>✓ <b>Monitoreo de tensión y ángulo en los siguientes nodos :</b></p>
3.1.b.	<p>✓ <b>Monitoreo de los flujos de carga y cargabilidades* de las siguientes líneas de transmisión:</b></p> <p>Entre los nodos monitoreados e intermedios.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Deben hacerse tablas comparativas de flujo de carga y por separado o en la misma tabla de la cargabilidad de la línea como función de la corriente o potencia permisible en régimen normal (PATE A), indicando el porcentaje de cargabilidad antes y después del cambio.</li> <li>• Adjuntar todos los archivos para la correcta reproducibilidad de los resultados en estado estable y dinámico , y todos aquellos especificados en el punto 3.1.a.</li> </ul>
3.1.c.	<p>✓ <b>Monitoreo de los flujos de carga y cargabilidades de las siguientes Transformadores:</b></p> <p>Transformadores entre las nodos monitoreados e intermedios.</p>
	<p>✓ <b>Cortocircuito</b></p>
	<p>✓ <b>LT</b></p>
	<p>✓ <b>LLL</b></p>
	<p>✓ <b>Análisis en los nodos:</b></p> <p>En los mismos nodos 3.1.a</p>
	<p><b>Contingencias *</b></p> <p><i>El análisis de contingencias se realiza para el año de entrada en operación y el segundo año de operación. Todos los escenarios de demanda en ambas estacionalidades, se deben presentar comparaciones de voltajes, flujos de carga y pérdidas de transmisión de acuerdo con lo especificado en los puntos 3.a, 3.b, 3.c. de este documento, indicando sobrecargas, bajos o altos voltajes, y aspectos importantes que se considere oportuno mencionar; todo esto, en los nodos, líneas de transmisión y áreas indicados en la sección de flujos de carga.</i></p> <p><b>Se definen las siguientes Contingencias:</b></p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitorear voltajes en nodos indicados y condiciones de sobrecarga en líneas de transmisión. Los despachos de generación principalmente en época lluviosa deben considerar toda la generación hidráulica del área.</li> </ul>
	<p>✓ <b>Pérdidas de potencia</b></p>
	<p>✓ <b>Totales del S.N.I</b></p>
	<p>✓ <b>Zona de influencia del proyecto</b> Zona 1</p>
	<p>✓ <b>Otros</b> El área de influencia entre las nodos de voltaje</p>
3.2.	<p>✓ <b>ANÁLISIS DE ESTADO TRANSITORIO</b></p>
	<p>✓ <b>Estabilidad Transitoria</b></p> <p><i>Los nodos, líneas de transmisión y transformadores a monitorear deben ser los mismos definidos en los puntos 3.a, 3.b y 3.c. Indicar si existen o no oscilaciones y su tiempo de amortiguamiento, en general la simulación deberá cumplir con lo establecido en las normativa NEAST y NTAUCT. Los nodos, líneas de transmisión y transformadores deben ser los mismos que fueron utilizados en Estado Estable. El objeto de estos estudios es simular distintas contingencias que permitan:</i></p>

Continuación del apéndice 1.

<p>Los nodos, líneas de transmisión y transformadores a monitorear deben ser los mismos definidos en los puntos 3.a, 3.b y 3.c. Indicar si existen o no oscilaciones y su tiempo de amortiguamiento, en general la simulación deberá cumplir con los establecido en las normativa NEAST y NTAUCT. Los nodos, líneas de transmisión y transformadores deben ser los mismos que fueron utilizados en Estado Estable. El objeto de estos estudios es simular distintas contingencias que permitan:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar que el sistema soporte una contingencia simple sin que se produzca el colapso del sistema eléctrico.</li> <li>• Verificar que una vez extinguidas las oscilaciones no se produzcan sobrecargas (o en caso que aparezcan sobrecargas que las mismas sean aceptables por los equipos en condiciones postfalla y por un tiempo acotado que permita su control).</li> <li>• Verificar que una vez extinguidas las oscilaciones, las tensiones en nodos del área de influencia de las nuevas instalaciones se mantengan dentro de un rango admisible para el estado postfalla.</li> <li>• Simular eventuales fallas en las líneas y otros componentes del sistema, que no provoquen la formación de islas y estimar eventuales límites de estabilidad transitoria de las líneas de transmisión de interconexión.</li> <li>• Estimar el tiempo crítico de despeje de falla trifásica en el sistema de transmisión asociada a los grupos de las nuevas centrales.</li> <li>• Definir aquellas acciones automáticas de control del sistema que deban adoptarse (como por ejemplo, la desconexión automática de generación, la conexión o desconexión de equipos de compensación reactiva en forma automática).</li> </ul>	
<p><b>Según la topología de la red, el tipo de central de generación y los resultado de los estudios eléctricos, se deberá simular como parte del equipamiento de las unidades de generación del proyecto en estudio, reguladores de velocidad que tengan integrados sistemas de estabilización de potencia (PSS). Sugiriendo que paralelamente de existir una probabilidad razonable del ingreso del proyecto, se coordine desde ya con el Administrador del Mercado Mayorista, las especificaciones técnicas que se debe de cumplir los equipos de control u otros, que permitan que el ingreso del proyecto al Sistema Nacional Interconectado sea exitoso y en el tiempo previsto.</b></p>	
<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Premisas de las simulaciones</b>
<input checked="" type="checkbox"/>	La barra de referencia para la frecuencia del Sistema es GSU-200.
<input checked="" type="checkbox"/>	El generador de referencia para cada una de las comparaciones de desviación angular es CHV-HI.
<input checked="" type="checkbox"/>	Los casos de estabilidad deben de corresponder exactamente con los casos de flujos de carga utilizados.
<input checked="" type="checkbox"/>	Se debe presentar una gráfica de 20 segundos de duración, en la que se muestre el comportamiento de la frecuencia en el nodo de referencia, s

<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Presentación de Resultados.* Deben presentarse gráficos de:</b>
<input checked="" type="checkbox"/>	Voltajes
<input checked="" type="checkbox"/>	Frecuencia
<input checked="" type="checkbox"/>	Flujos de carga en líneas de transmisión (activa y reactiva)
<input checked="" type="checkbox"/>	Fielación angular respecto a la referencia del sistema
<input checked="" type="checkbox"/>	Generación de las Unidades en Estudio
<input checked="" type="checkbox"/>	Demanda en Estudio
<input checked="" type="checkbox"/>	La presentación en formato PDF de alta resolución utilizando una gráfica por hoja. Las gráficas mencionadas deben de tener una duración de 21 segundos, recomendando que la contingencia se aplique al 1er. Segundo, de iniciada la simulación y máximo dos gráficas por página. Las series correspondientes a cada uno de los elementos monitoreados, deben ser plenamente identificables en las gráficas. <b>Como máximo 5 elementos por gráfica.</b>
<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Modelamiento de elementos.</b>
<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Generadores</b>
<input type="checkbox"/>	S > 100 MVA (Según NTAUCT 16, 1.2.1)
<input type="checkbox"/>	10 MVA < S < 100 MVA (Según NTAUCT 16, 1.2.2.)
<input checked="" type="checkbox"/>	S < 10 MVA (Según NTAUCT 16, 1.2.3.)
<input type="checkbox"/>	<b>AVR's</b>
<input type="checkbox"/>	S > 100 MVA (Según NTAUCT 16, 1.3.1)
<input checked="" type="checkbox"/>	S < 100 MVA (Según NTAUCT 16, 1.3.2.)
<input type="checkbox"/>	<b>Gobernadores</b>
<input type="checkbox"/>	S > 100 MVA (Según NTAUCT 16, 1.4.1)
<input checked="" type="checkbox"/>	S < 100 MVA (Según NTAUCT 16, 1.4.2.)
<input checked="" type="checkbox"/>	<b>Esquemas de Control (como resultado de los estudios eléctricos)</b>
<input type="checkbox"/>	Disparo Transferido
<input type="checkbox"/>	Desconexión Automática de Generación
<input type="checkbox"/>	Desconexión de Generación por sobrefbaja Frecuencia
<input type="checkbox"/>	Desconexión de Carga por Baja Frecuencia
<input type="checkbox"/>	Desconexión ó Conexión de Reactores y/o Capacitores

Continuación del apéndice 1.

	<b>Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones</b>					
	Premisas de las simulaciones a especificar en caso de requerimiento.					
	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Contingencias en estado dinámico</b>					
	<i>El análisis de contingencias se realiza para el año de entrada en operación, en cada una de las tablas comparativas de voltajes, flujos de potencia y pérdidas de transmisión, indicando sobrecargas, bajos o altos voltajes, otros aspectos importantes de mencionar; todo esto, en los nodos, líneas de transmisión y áreas, indicados en 3.a, 3.b y 3.c. Deberán señalarse problemas de inestabilidad que puedan presentarse durante las simulaciones de las contingencias indicadas.</i>					
	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Se definen las siguientes Contingencias * :</b>					
	01: Falla trifásica en SILL-230, liberación de falla y apertura de línea en 100 ms.					
	* Realizar adicionalmente las contingencias de estado estable.					
191	3.3.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Requerimientos de transporte</b>				
192		<i>Se deberán presentar los requerimientos adicionales de ingreso y/o egreso de potencia y energía al sistema por efecto de la nueva generación o de</i>				
193	3.4.	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Efecto de la Capacidad de Transporte</b>				
194		<i>El estudio debe indicar si la capacidad de transporte existente es capaz de soportar la conexión del nuevo proyecto. De existir algún tipo de violación</i>				
195		<b>Premisas de simulación</b>				
196		<b>Efecto de la Capacidad de Transporte</b>				
197		<table border="1"> <tr> <td>Curvas P-V y Q-V</td> <td>Para el año de de puesta en operación época seca y lluviosa el estudio debe monitorear los nodos, líneas de transmisión, transformadores y adicionalmente verificar la reserva de potencia reactiva en los nodos indicados, en condiciones normales de operación y ante las contingencias indicadas para estado estable.</td> </tr> <tr> <td>nodos</td> <td></td> </tr> </table>	Curvas P-V y Q-V	Para el año de de puesta en operación época seca y lluviosa el estudio debe monitorear los nodos, líneas de transmisión, transformadores y adicionalmente verificar la reserva de potencia reactiva en los nodos indicados, en condiciones normales de operación y ante las contingencias indicadas para estado estable.	nodos	
Curvas P-V y Q-V	Para el año de de puesta en operación época seca y lluviosa el estudio debe monitorear los nodos, líneas de transmisión, transformadores y adicionalmente verificar la reserva de potencia reactiva en los nodos indicados, en condiciones normales de operación y ante las contingencias indicadas para estado estable.					
nodos						
198		<input checked="" type="checkbox"/> <b>Definición de esquemas de control suplementarios (como resultado de los estudios eléctricos).</b>				
199		<input type="checkbox"/> Sobre Carga				
200		<input type="checkbox"/> Sobre Voltaje				
201		<input type="checkbox"/> Bajo Voltaje				
202		<input type="checkbox"/> Baja Frecuencia				
203		<input type="checkbox"/> Sobre Frecuencia				
204		<input type="checkbox"/> Rampas de toma y rechazo de carga				
205		<input type="checkbox"/> Reserva Operativa				

Continuación del apéndice 1.

<p>3.5.</p> <p>4</p> <p>5.0</p> <p>5.1</p> <p>5.2</p>	<p><b>TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Energización de líneas de transmisión</li> <li>Conexión y desconexión de bancos de capacitores y reactores</li> <li>Energización de transformadores</li> <li>Corriente de arco secundario</li> <li>Sobre Voltajes</li> <li>Voltajes de Restablecimiento</li> </ul> <p><b>4</b></p> <p>▼ <b>DATOS DE GENERADORES (Según artículo 18 de las NTAUCT)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tipo de Central</li> <li>Hidráulica</li> <li>Características de la central ( filo de agua, presa, desarenador, ubicación, etc.)</li> <li>Crónicas de aporte del cauce</li> <li>Curvas Cota/Volumen/Rendimiento</li> <li>Restricciones Hídricas aguas arriba y aguas debajo</li> <li>Mantenimiento Programado</li> <li>Tasa de Falla Forzada prevista para los grupos</li> <li>Consumos Propios</li> <li>▼ <b>Térmico o Geotérmico</b></li> <li>▼ Restricciones Operativas</li> <li>▼ Mantenimiento Programado Previsto</li> <li>▼ Tasa de Falla Forzada prevista para los grupos</li> <li>▼ Rendimiento Energético</li> <li>▼ Consumos Propios</li> <li>▼ Opciones de Consumo de Combustibles, y sus Rendimientos Energéticos</li> <li>▼ Precios y Disponibilidad de Combustibles Previstos</li> </ul>
<p>4</p> <p>5.0</p>	<p style="text-align: center;"><b>INFORME DEL ESTUDIO</b></p> <p>Antes de describir el contenido del informe del estudio se presenta una imagen que trata de orientar sobre el orden de la presentación de documentos. <b>SE RUEGA ENTREGAR LA INFORMACIÓN DE ESTA FORMA.</b></p> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin: 10px auto; width: 80%;"> <ol style="list-style-type: none"> <li>6. Estudio eléctrico, de acuerdo a lo indicado en el numeral 5 de las premisas emitidas</li> <li>5. Constancia de colegiación</li> <li>4. Carta de responsabilidad de ingeniero de la entidad precalificada</li> <li>3. Información adicional de la entidad solicitante, o información relacionada con el proyecto: resoluciones, ...</li> <li>2. Acreditación del firmante de la solicitud</li> <li>1. Nota, dirigida al presidente de la CNEE, indicando expresamente lo que se solicita. Véase el numeral 5.1 de las premisas</li> </ol> </div> <p>A continuación véase en cada ítem el formato de entrega</p>
<p>5.1</p>	<p>Entregar: <b>ORIGINAL</b> y <b>3 Copias</b></p>
<p>5.2</p>	<p>▼ Información impresa (impreso solamente en el original) Agregar copia digital en cada copia que acompaña al expediente</p>

## Continuación del apéndice 1.

<p>1. Nota, dirigida al presidente de la CNEE, indicando expresamente lo que se solicita: "Se solicita la aprobación de los estudios eléctricos para el proyecto ...", "Se solicita autorización para el acceso y uso de la capacidad de transporte" o "Se solicita autorización para la ampliación a la capacidad de transporte" y cumplir con lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>a. La solicitud debe estar firmada por el Representante legal de la entidad solicitante adjuntando copia simple del nombramiento de dicho representante.</li><li>b. Nombre Entidad.</li><li>c. Domicilio y lugar para recibir notificaciones (De la entidad).</li><li>d. Nombre del Proyecto.</li><li>e. Ubicación del proyecto. (Coordenadas: geodésicas UTM y grados, minutos y Segundos)</li><li>f. Ubicación del proyecto. (Dirección debiendo indicar Claramente, los lugares, Municipios y Departamentos, donde se situá el proyecto, incluyendo la ubicación de líneas de transmisión de energía eléctrica que pertenecen al proyecto)</li><li>g. Contactos, debe ser una persona de la entidad interesada NO DE LA ENTIDAD QUE HACE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS.</li><li>h. Entidad que realizó los estudios eléctricos.</li><li>i. Fecha en la que prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones. (Suficiente con escribir mes y año)</li><li>j. Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro años.</li><li>k. Indicar la modalidad de ampliación a la capacidad de transporte, cuando aplique, -véase artículo 50 del RLGE-</li></ol>
<p>40 41 <b>5.3</b> Información del proyecto (solo en formato digital)</p> <ol style="list-style-type: none"><li>i. Descripción del proyecto nuevo o de la modificación propuesta.</li><li>ii. Informe ejecutivo que reseñe los motivos de la solicitud, los resultados más importantes de los estudios y el impacto resultante de la obra propuesta, sobre toda la infraestructura eléctrica asociada al sistema de transporte existente.</li></ol>
<p>3 4 <b>5.4</b> Informe digital</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Los estudios eléctricos realizados: casos. Los estudios deben ser totalmente reproducibles por la Comisión.</li><li>2. La memoria técnica, detallando la interpretación de los resultados obtenidos, con los datos correspondientes a la nueva instalación o ampliación, cuya aprobación se solicita. Separando apropiadamente los correspondientes a cada análisis, según el tipo de instalación, tipo de estudio y escenarios considerados, incluyendo conclusión y recomendación individual para cada tipo de análisis así como una general.</li><li>3. Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo de los estudios, ser específica para cada tipo de análisis.</li><li>4. Criterios adoptados para realizar las simulaciones, según el tipo de análisis.</li><li>5. Memoria de cálculo.</li><li>6. Requerimientos del Sistema de Transporte.</li><li>7. Los estudios a elaborar deberán utilizar la base de datos disponible en la Comisión, incluir copia de la que se utilizó.</li><li>8. Incluir en los estudios un Anexo, donde se describa la clave o código con el cual se designan los archivos y carpetas relacionados a los Estudios Eléctricos.</li><li>9. Acompañar copia del documento de descarga de Internet de la base de datos del SNI y de la lista de los proyectos de generación y transporte previstos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.</li><li>10. Los elementos registrados en la base de datos oficial, deberán ser simulados en su totalidad, independientemente del área de influencia del proyecto.</li><li>11. Indicar el software utilizado y la versión correspondiente.</li><li>12. Incluir los Diagramas Unifilares -Detallado y Simplificado- que se consideren necesarios del proyecto y de su conexión al SNI, considerando el escenario de puesta en operación. El diagrama deberá contener información de los principales elementos a considerar en la conexión del proyecto, tanto de maniobra, control y protección; tales como interruptores, esquemas de protecciones, medición, capacidad de generadores, capacidad de transformadores, longitud de líneas en km, y toda la información que se considere necesaria para su modelado adecuado.</li><li>13. Cuando el estudio eléctrico se realice con PSS/E se deberán presentar todos los archivos relacionados a la sección 3 de este formulario exportados a de PSS/E Versión 30 o cuando los estudios eléctricos se desarrollen en otros programas adjuntar siempre los archivos del programa nativo y la exportación a PSS/E 30 de los archivos en formato plano.</li><li>14. Archivos en formato Excel o de texto plano de cada una de las estacionalidades, escenarios de demanda y casos analizados incluyendo los casos de contingencias. En el caso de PSS/E incluir además, los casos exportados al formato plano extensión *.raw versión 30 y el archivo *.SLD.</li><li>15. Cuando el estudio eléctrico se realice con NEPLAN se deberá presentar una copia completa de todos los archivos relacionados a la sección 3 de este formulario exportados a la Versión NEPLAN 555 o 554 y la exportación a PSS/E 30 de los archivos en formato plano *.raw, *.seq, *.dyr</li></ol>

Continuación del apéndice 1.

6	<p><b>COMENTARIOS:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los requerimientos presentados en este formulario se derivan de requerimientos establecidos en las NEAST Y NTAUCT.</li> <li>2. Las contingencias y elementos de la red que se solicita monitorear son un requerimiento mínimo para evaluar el efecto que tendrán las nuevas instalaciones sobre el SNI, la CNEE deja a criterio del interesado, la adición de más elementos y/o análisis a los estudios.</li> <li>3. De acuerdo con lo establecido en los artículos 17 de la NEAST y 23 de NTAUCT, de ser necesario la CNEE podrá solicitar una ampliación de los estudios presentados por el interesado.</li> <li>4. Los elementos incluidos en la Base de Datos son los que se encuentran oficialmente reportados por los Agentes o Participantes del MM y su horizonte máximo corresponde al Año Estacional en curso.</li> <li>5. Según la Resolución CNEE-87-2008 la entidad que realiza los estudios deberá: "... para Aprobación de Estudios, Solicitudes de Acceso a la Capacidad de Transporte o Ampliaciones a la Capacidad de Transporte deben presentarlos de acuerdo a la normativa y agregar para cada estudio lo siguiente:             <ol style="list-style-type: none"> <li>I) Carta de responsabilidad técnica sobre el estudio presentado.</li> <li>II) Constancia original que acredite la calidad profesional del ingeniero responsable del estudio presentado.</li> </ol>             (Estos dos últimos requerimientos deben presentarse en formato impreso, en el informe original)           </li> <li>6. Para la entrega final a la CNEE deberá agregar lo indicado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad que no haya sido requerido en este formato.</li> </ol>
7	<p><b>Aspectos Importantes:</b></p> <p><b>La solicitud debe describir de forma clara y detallada las instalaciones que conforman el proyecto, debiendo cumplir como mínimo con las siguientes características en la descripción del proyecto:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Una subestación configuración [ configuración de la barra], propiedad de [nombre del propietario] donde estará ubicado lo siguiente:             <ol style="list-style-type: none"> <li>i. [número de campos] campos en [nivel de tensión] kV, que se utilizarán para las [número de unidades] unidades generadoras de [capacidad] KW, cada una para un total de [suma de las capacidades] KW, con voltaje de generación [nivel de tensión] kV.</li> <li>ii. [número de campos] campo en [nivel de tensión] kV, que se utilizará para la línea proveniente de la subestación [nombre de la subestación].</li> <li>iii. Servicios Auxiliares: [Se debe indicar de forma clara los elementos que conforman los servicios auxiliares del proyecto (transformador con sus características, tramos de línea que serán utilizados para la conexión de dichos servicios, etc.), identificando su ubicación y la demanda máxima prevista para dichos servicios]. [En el caso que fueran a ser utilizados los servicios auxiliares de otros proyectos de generación cercanos, o los de la subestación del transportista involucrado, se deberá indicar en la descripción. Caso contrario, se entenderá que el proyecto no prevé conectar servicios auxiliares]</li> </ol> </li> <li>b. Una línea en [nivel de tensión] kV con longitud aproximada de [km], entre las subestaciones [nombre de las subestaciones].</li> <li>c. [número de campos] campos en [nivel de tensión] kV en la subestación [nombre de la subestación], propiedad de [nombre del propietario], que se utilizará para recibir la línea proveniente de la subestación [nombre de la subestación], relacionada al proyecto.</li> </ol> <p><b>En caso que la solicitud no cumpla con la descripción de las instalaciones, conforme lo indicando anteriormente, será devuelta para que sea realizada la adecuación de la descripción.</b></p> <p><b>En caso que la solicitud esté relacionada con cambios de instalaciones existentes se deberá detallar el estado actual de las instalaciones y los cambios que se proponen efectuar, ambos deberán incluir la</b></p> <p style="text-align: center;"><b>El punto de interconexión deberá cumplir lo Relacionado a la Norma Técnica de Conexión Resolución CNEE-256-2014</b></p>

Continuación del apéndice 1.

Para poner en marcha una central fotovoltaica que supere los 5 megawatts, según el CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) hay que tomar en cuenta los siguientes factores:

Los requisitos, técnicos mínimos que a continuación se establecen son aplicables a las solicitudes de la conexión que contengan generadores o centrales de generación eólica o fotovoltaica, que requieran conectarse directamente a la red y posean una capacidad instalada mayor a los 5 megawatts.

- Telemetría y pronóstico:

Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán contar con una estación meteorológica para medición y registro de las variables que puedan estar involucradas a la producción de energía y potencia en la generación.

Las centrales de generación eólica y fotovoltaica con capacidad mayor a 5 megawatts suministrarán en tiempo real a través de telemetría, como mínimo los siguientes dato:

Potencia de salida de la central en megawatts

Capacidad de generación disponible en megawatts

Información del estado operativo de las unidades de generación instaladas en la central; disponibilidad, estado, potencia de salida.

## Continuación del apéndice 1.

Adicionalmente, hay que tomar en cuenta lo siguiente, en las centrales fotovoltaicas:

- Irradiación
- Temperatura del aire

Los sistemas de potencia, podrán requerir el suministro de datos por telemetría a las centrales de generación eólica y fotovoltaica con capacidad igual o menor de 5 MW.

Los sistemas de potencia, deberán disponer de un pronóstico centralizado a la generación eólica y fotovoltaica, cuando la capacidad instalada total de generación eólica y fotovoltaica represente menos del 10 % de la demanda máxima de su área de control. El pronóstico centralizado proveerá como mínimo la siguiente información.

- Inyección de energía en MWh, totalizado para el área de control, y en forma desagregada para la generación eólica y fotovoltaica.
- Inyección de potencia en MW total para el área de control.
- Inyección de potencia en MW en forma desagregada para generación eólica y fotovoltaica.
- Inyección de potencia en MW de la generación eólica y fotovoltaica en las barras de conexión de estas centrales, al sistema de transmisión.

El pronóstico deberá cumplir con la periodicidad y la frecuencia mínima:

Pronóstico para el día siguiente, con resolución 1 hr.

Pronóstico de las próximas 4 hrs, como mínimo, con resolución de 15 minutos, y actualización cada 15 minutos.

Continuación del apéndice 1.

- Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia:

Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán operar en forma continua sin desconectarse del sistema, en el rango de frecuencia de 58 Hz a 61 Hz.

Los tiempos de permanencia en conexión, para valores de frecuencia fuera del rango de operación continúa indicado en lo establecido en la regulación nacional.

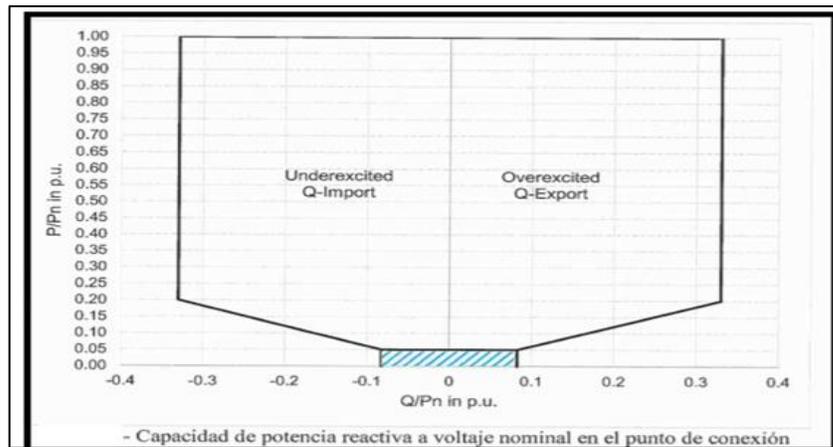
El rango de frecuencia de operación continua, podrá ser modificado con base a la preservación de la seguridad operativa.

Hay que mencionar que las centrales fotovoltaicas y eólicas deben cumplir con el soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva:

Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben tener la capacidad de mantener una inyección de potencia reactiva en el punto de interconexión al sistema de transmisión de 33 % de la potencia activa nominal ( $Q/P_n = 0,33$ ), para salida de potencia activa 1,0 p.u. a 0,2 p.u, así como deben tener capacidad de mantener inyección de potencia reactiva como se indica en la siguiente figura un requerimiento más exigente podrá ser definido por el sistema de potencia, de acuerdo a las necesidades de soporte de potencia reactiva del área de control.

Continuación del apéndice 1.

Figura 27. Límite de potencia reactiva para centrales fv

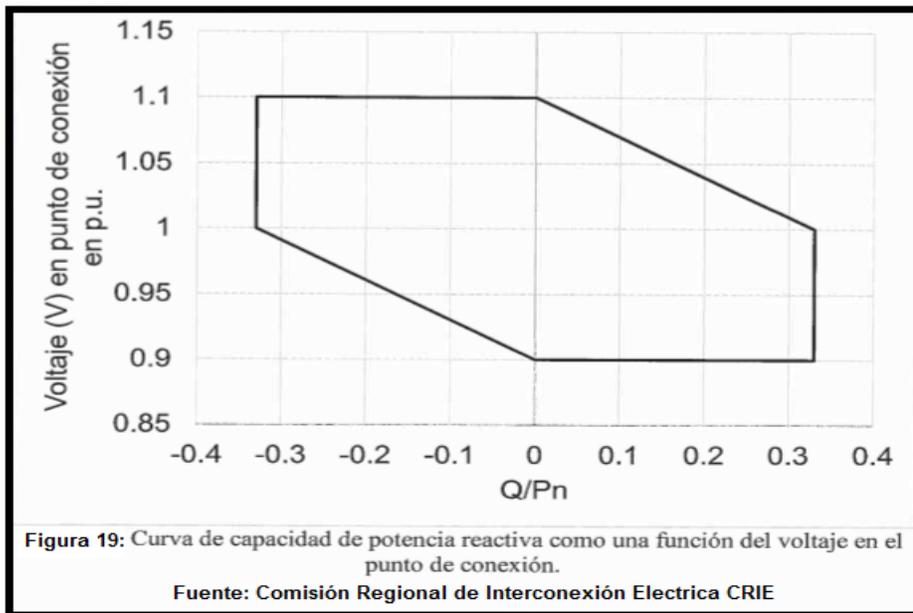


- La característica PQ se aplica a voltaje nominal.
- La central de operar en cualquier punto del área específica (cobertura completa y continua).
- Entre la potencia nominal y un nivel de potencia activa del 20 % de la capacidad nominal, el requisito de potencia reactiva debe estar entre - 0,33 y 0,33 veces Pn que es equivalente a un factor de potencia de 0,95 a la producción de potencia nominal.
- Entre el 20 % y el 5 % de la potencia nominal, los requisitos de potencia reactiva se reducen en proporción a los niveles de potencia activa (la línea alcanza 0 MVAR).
- En el caso de que la potencia activa este por debajo del 5 % el suministro/absorción, de potencia reactiva de la planta debe mantenerse dentro una banda de tolerancia del 5 %.

Continuación del apéndice 1.

Adicionalmente, las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán estar en capacidad de suministrar o absorber potencia reactiva como una función de voltaje en el punto de conexión, conforme a la curva de potencia reactiva como se indica en la siguiente figura 28.

Figura 28. **Curva de capacidad de potencia reactiva como una función del voltaje en el punto de conexión**



Al menos el 50 % del rango de potencia activa de las centrales eólicas y fotovoltaicas debe de proveer soporte dinámico para el control de voltaje.

Continuación del apéndice 1.

Cada sistema eléctrico de potencia definirá la característica de desempeño dinámico de control de tensión de las centrales de generación eólica o fotovoltaica de su área de control conforme a la figura 29, estableciendo los siguientes valores constantes:

Donde

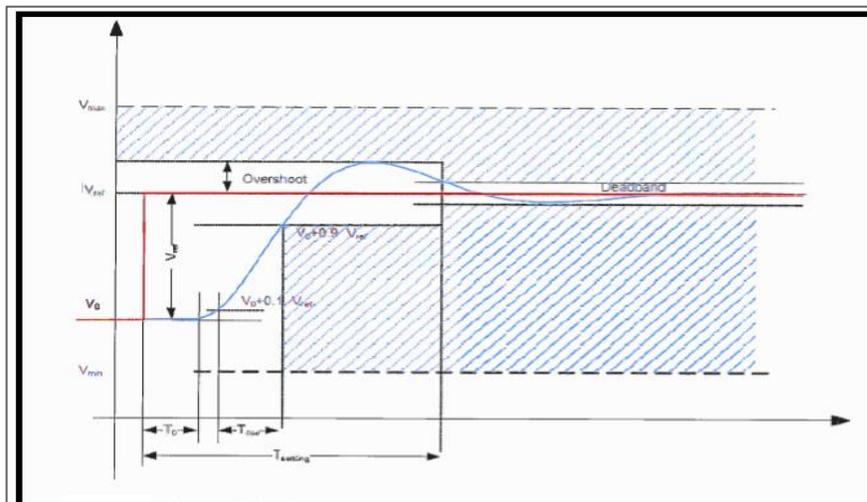
$T_0$  = tiempo máximo para iniciar la respuesta de regulación de tensión

*Tsttling*: tiempo máximo para alcanzar el nivel de tensión deseado

*Deadband*: rango de tolerancia del valor deseado de tensión.

*Overshoot*: valor máximo que puede alcanzar la onda durante la respuesta del control de tensión.

Figura 29. **Características del desempeño dinámico del control de tensión de las centrales de generación eólica y fotovoltaica**



Continuación del apéndice 1.

Hay que referir y hacer mención especial de que en el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas, deben de contar con equipos necesarios para operar en cualquiera de los siguientes modos de control:

- Control de voltaje mediante inyección de potencia reactiva
- Salida de potencia reactiva fija
- Regulación del voltaje según el control de voltaje local
- Relación de salida de potencia reactiva fija a salida de potencia activa
- Factor de potencia fijo

El sistema de potencia definirá el modo de control en el cual operará cada central de generación eólica o fotovoltaica de su área de control, en dependencia de los requerimientos de soporte de reactivo y voltaje en la zona de conexión de cada central de generación.

Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, podrán complementar la provisión de soporte de potencia reactiva con equipos adicionales.

Hay que mencionar que las centrales de generación eólica y fotovoltaica debe de cumplir las siguientes pruebas de sitio sobre el equipamiento instalado de la central, deberán certificar las siguientes características:

- Capacidad de control de voltaje y de inyección de potencia reactiva
- Capacidad para modular la potencia activa a fin de contribuir la respuesta de frecuencia primaria para las situaciones de sobre-frecuencia y sub-frecuencia.
- Determinación del modelo equivalente dinámico para toda la central de generación.

Continuación del apéndice 1.

- Validación del modelo equivalente dinámico para toda la central, teniendo en cuenta los equipos adicionales de compensación de potencia reactiva.
- Prueba de comunicación en tiempo real según se requiere.
- Prueba de control de potencia activa y reactiva
- Prueba de modos de control de voltaje
- Prueba de parametrización de protecciones

#### **4. PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN Y DISEÑO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

4.1. Proceso de instalación de los componentes del sistema fotovoltaico

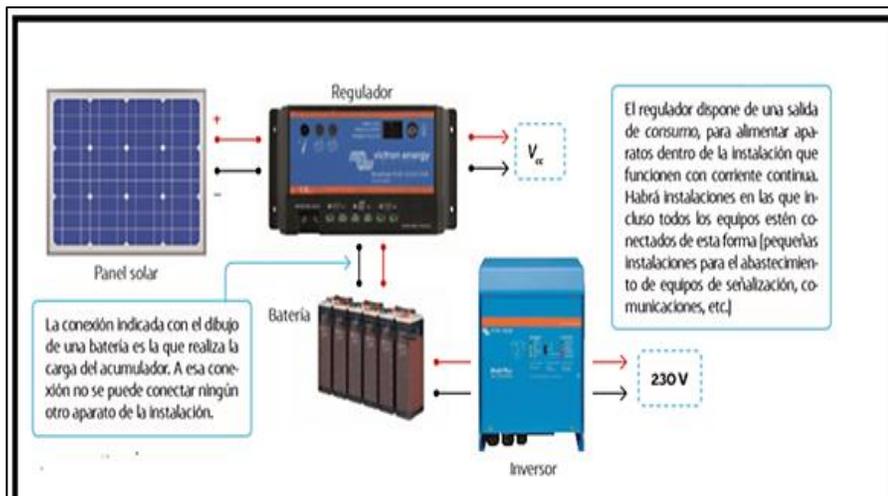
Para instalar y verificar el correcto funcionamiento de cada uno de los componentes que conforman la instalación fotovoltaica es necesario referirnos a los siguientes diagramas básicos de instalación con la finalidad de que en el campo de operación se tenga una guía fácil y práctica de como conectar los equipos de acuerdo a las características a continuación se mostrarán los siguientes esquemas prácticos para tal fin.

Continuación del apéndice 1.

Figura 30. **Esquema práctico 1**



Figura 31. **Esquema práctico 2**



Continuación del apéndice 1.

Figura 32. Esquema práctico 3

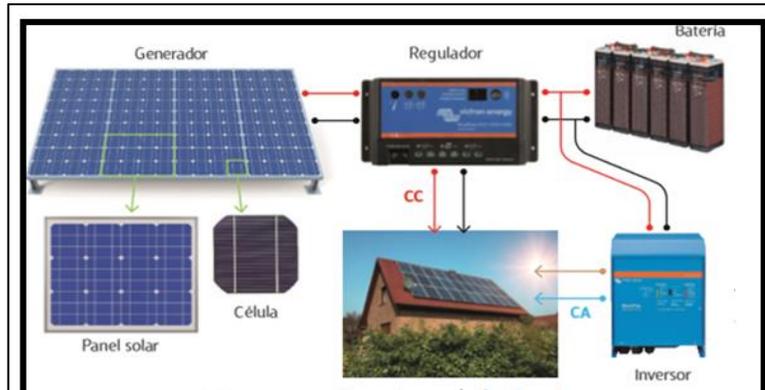
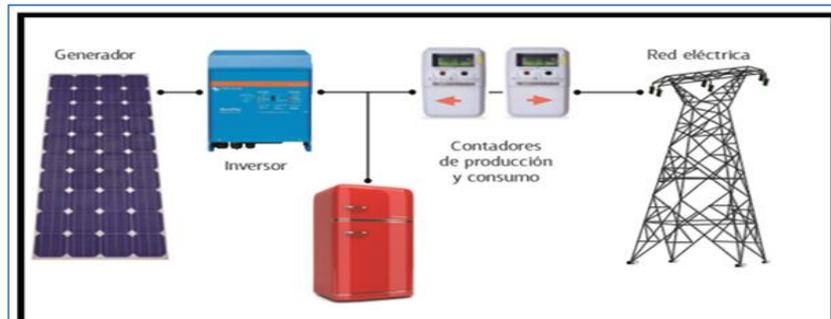
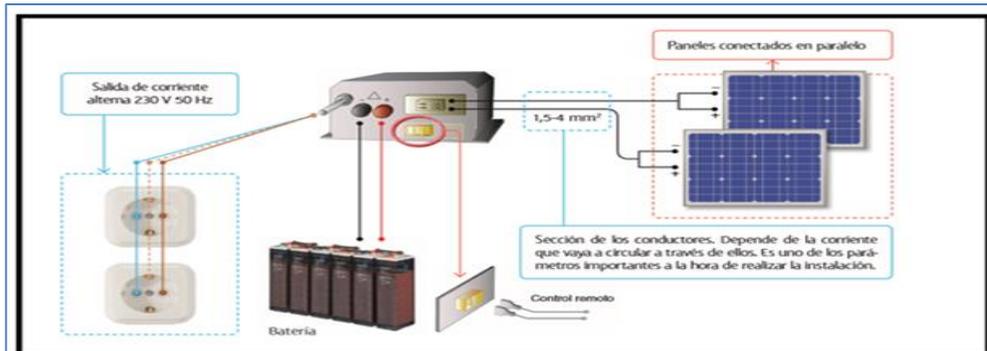


Figura 33. Esquema práctico 4



Continuación del apéndice 1.

Figura 34. Esquema práctico 4



#### 4.1. Procedimientos de mantenimiento de los componentes de los sistemas fotovoltaicos

A continuación se realizan los procedimientos de mantenimiento de los componentes de los sistemas fotovoltaicos.

#### 4.2. Mantenimiento de los paneles fotovoltaicos

Para tener sistemas fotovoltaicos eficientes y en óptimas condiciones es necesario brindar mantenimientos preventivos o correctivos según sea la situación, para el caso de los paneles fotovoltaicos el mantenimiento preventivo es realizar mediciones periódicas en las celdas y verificar estos parámetros de voltaje y de corriente, así también como limpieza con líquidos desmineralizados, para que dichos dispositivos puedan brindar su servicio y alargar su vida útil.

Continuación del apéndice 1.

#### **4.2.2. Mantenimiento a los inversores**

De igual forma que los paneles fotovoltaicos es necesario que los inversores se les brinde mantenimientos preventivos y correctivos, según sea el caso se puede decir que para los inversores los mantenimientos preventivos consiste en medición de parámetros eléctricos, apriete de bornes y la verificación general del estado del componente electrónico, hay que mencionar que cuando se realiza un mantenimiento correctivo se tiene que verificar que elemento del componente está deteriorado para reemplazarlo de lo contrario se reemplazaría todo el equipo inversor.

#### **4.3.2. Mantenimiento de los controladores o reguladores**

Para el mantenimiento de los reguladores o controladores de carga estos al igual que los inversores consiste en apriete de bornes, medición de parámetros eléctricos en general y la verificación general del aparato, pero con la salvedad de que se tendrá que verificar si el dispositivo está regulando de la manera más adecuada posible, se verifica que también dicho dispositivo entregue los datos correctos que el sistema registra tanto para la carga a la que se encuentra conectada debido a los paneles y baterías, así como el estado de la demanda.

#### **4.3.3. Mantenimiento de los sistemas de baterías o acumulación**

Para el caso de las baterías el mantenimiento que se realiza es verificación del voltaje, de dichos componentes, así también como los electrolitos de los que están compuestos, limpieza, medición de parámetros y el apriete de bornes de contactos, todo esto como parte del mantenimiento preventivo, para el caso en el que los mantenimientos preventivos ya la batería o el grupo de baterías no funcione, simplemente se reemplaza o se aplica directamente el mantenimiento correctivo.

Continuación del apéndice 1.

#### **4.3.1. Mantenimiento del cableado de los sistemas FV**

En el cableado de todo el sistema fotovoltaico en general lo que se busca siempre es que se tenga paso de corriente o continuidad entre dichos conductores lo que hace su principal medida la resistencia sea cero o aproximadamente cero, con ello se garantiza que el cableado se encuentra en óptimas condiciones, hay que decir que si se encuentra un cable roto o averiado en el sistema fotovoltaico este no funcionaría correctamente.

#### **4.4. Resumen del diseño de la aplicación del sistema fotovoltaico**

Ejemplo de aplicación cálculo de una pequeña central fotovoltaica domiciliar.

Para comprender el uso de los paneles solares y como se aplican en las instalaciones se tiene el siguiente estudio para que se entienda el cómo se calcula e instalan dichos dispositivos para el uso cotidiano.

Se tiene una vivienda la cual contiene los siguientes aparatos a conectar y se requiere calcular e instalar los paneles necesarios para su uso y ahorro energético.

Continuación del apéndice 1.

Tabla III. Cálculo de panel para uso y ahorro energético				
Cantidad	Aparatos	Potencia watts	Tiempo uso (hrs.)	Factor de utilización
1	Televisión	300	6	0,6
1	Refrigerador	300	12	0,8
1	Lavadora	700	3	0,4
1	Máquina de cóser	75	1	0,4
1	Plancha	1 000	¾	0,4
1	Ventilador	125	6	0,5
1	Bomba de ¾ hp	560	8	0,4
1	Pulidora	200	1	0,2
15	15 bombillas 10 w	150	5	0,9
20	Tomacorrientes 150w	3 000	3	0,6
1	Calentador de agua	5 500	1	0,4
		$P_T=11\ 910\ w$	$T_T =45,75$ hr.	

Continuación del apéndice 1.

Se procede a calcular la potencia estimada en kilowatt/hora de cada uno de los aparatos para luego realizar una suma individual de cada uno, para tener la potencia estimada.

$$E_{\text{individual}} = P_{\text{por aparato}} * \text{Tiempo de uso} * \text{Factor utilización}$$

$$E_{\text{total}} = \sum E_{\text{individuales}}$$

Tabla IV. Cálculo de potencia

Potencia watts	tiempo uso (hrs.)	factor de utilización	energías individuales. (watts/h.)
300	6	0,6	1 080
300	12	0,8	2 880
700	3	0,4	840
75	1	0,4	30
1 000	¾	0,4	300
125	6	0,5	375
560	8	0,4	1 792
200	1	0,2	40
150	5	0,9	675
3 000	3	0,6	5 400
5 500	1	0,4	2 200
			watts/h

Continuación del apéndice 1.

Se aplica la ecuación de  $E_{total} = \xi E_{individuales} = 15,612 \text{ watts/h}$  o  $15.612 \text{ Kw/h}$ .

Con los resultados anteriores se procede a elegir el tipo de panel y la potencia de dicho dispositivo que vamos a instalar en nuestra carga a conectar. "Hay que mencionar que las potencias disponibles en el mercado de paneles son las siguientes: 305, 315, 360, 365, 370, 320, 250 w.

Con objetivos prácticos se va a elegir un panel de  $250 \text{ watts}$  de  $24 \text{ volts}$ . tipo monocristalino.

Se aplica la siguiente ecuación para el cálculo del factor de panel :

$$F_{\text{paneles}} = \frac{\text{Energía consumida total}}{\text{Potencia del Panel}} + \frac{\text{Energía consumida total}}{\text{Potencia del Panel}} * 0.25$$
$$F_{\text{paneles}} = \frac{15\,612 \text{ watts/h}}{250 \text{ watts}} + \frac{15\,612 \text{ watts/h}}{250 \text{ watts}} * 0,25.$$

$$F_{\text{paneles}} = 78,06$$

Se aplica la ecuación del cálculo del número de paneles:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{\text{Factor Paneles}}{\frac{\text{HSP}}{\text{Coeficiente de la Zona}}}$$

$$N_{\text{paneles}} = \frac{78.06}{\frac{5 \text{ horas}}{1.15}} = 17.9538 = 18 \text{ paneles.}$$

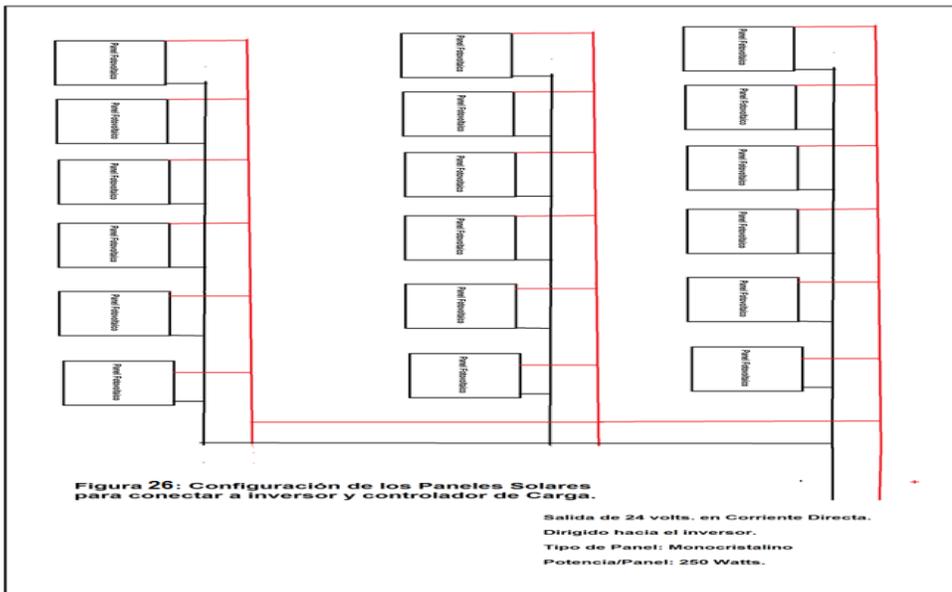
Para el caso las HSP y el coeficiente de la zona son variables que dependen de la latitud del lugar, se tiene que verificar en el satélite el dato, se toman para este cálculo que la radiación solar es en 5 horas al día y el coeficiente de zona solar son de 1,1.

Continuación del apéndice 1.

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco, proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema.

Para el diseño que se está realizando en el presente manual se tomarán en cuenta paneles de 24 volts y la configuración quedaría de la siguiente manera.

**Figura 35. Configuración de los paneles solares para conectar a inversor y controlador de carga**



## Continuación del apéndice 1.

Se procederá a calcular la capacidad del sistema de acumulación para esto se tienen que saber los parámetros que son la potencia ponderada, para objetos de cálculo y dimensionamiento la dicha potencia se aproxima a 16 000 *watts*/hora ya que su valor exacto es de 15 612 *watts*/hora y los días de autonomía para este ejemplo se darán a 6 días de autonomía y la profundidad de descarga = 60 % y el voltaje de trabajo de 24 volts que conocemos en apartados anteriores.

### Datos

Potencia ponderada = 15 612 *watts*/hora.

Días de autonomía = 6 días.

Voltaje de trabajo = 24 volts.

$$\text{Capacidad de batería} = \frac{\text{Potencia ponderada} * \text{días de autonomía}}{\text{Profundidad de descarga} * \text{voltaje de trabajo}}$$

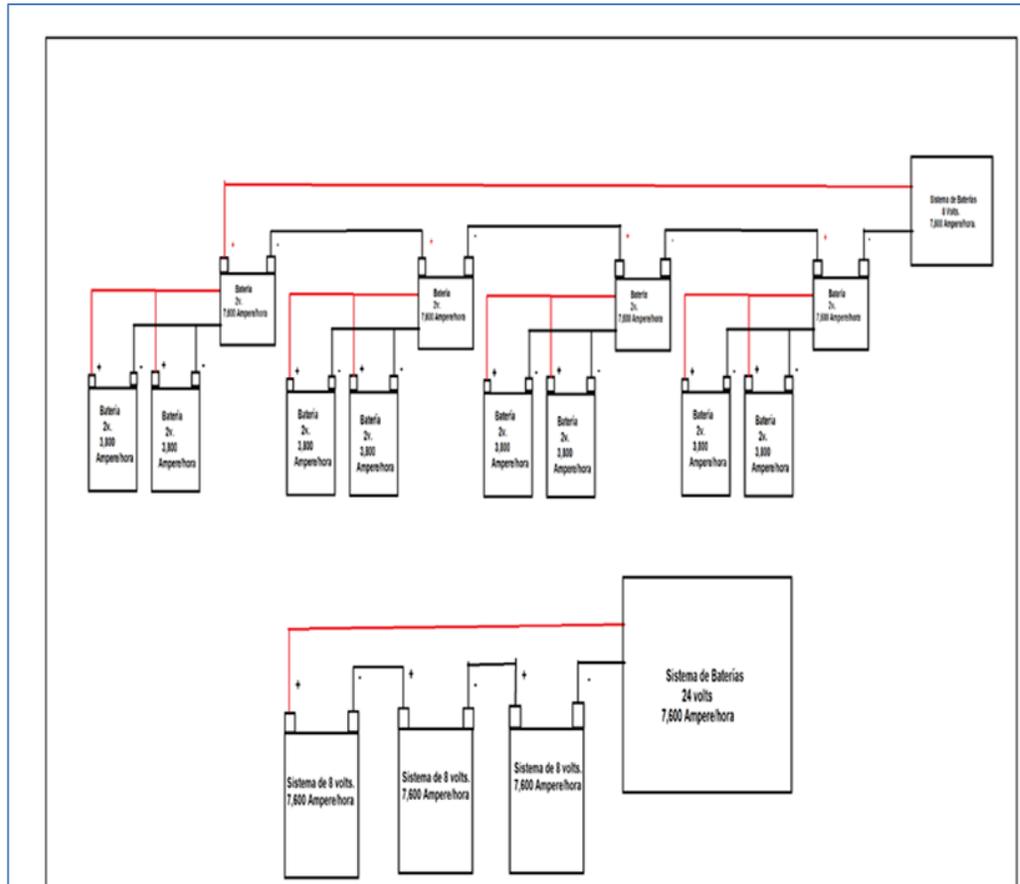
$$\text{Capacidad de batería} = \frac{16\,000 \frac{\text{watts}}{\text{hora}} * 6 \text{ días de autonomía}}{0,6 * 24 \text{ volts.}}$$

$$\text{Capacidad de batería} = 6\,666,67 \text{ ampere/hora.}$$

Con el cálculo anterior se verifica que tipo de batería y la configuración de acuerdo al catálogo de la figura 10, se pueden elegir dos baterías de 3 800 ampere/hora que para efectos de cálculo se tiene una capacidad instalada 7 600 ampere/hora para lograr esta corriente de trabajo se colocaran dos baterías en paralelo para se sume, hay que tomar en cuenta que cada batería de este tipo de batería es de 2 volts, para lograr el voltaje de 24 volts se necesitarían 12 arreglos en serie de 7 600 ampere/hora, esto queda demostrado en la siguiente manera en la figura 36.

Continuación del apéndice 1.

Figura 36. Sistema de acumulación para sistemas fotovoltaicos



Continuación del apéndice 1.

Figura 37. Tipos de baterías para dimensiones del sistema de acumulación

Baterías solares OPzS
www.victroenergy.com



**OPzS Solar batteries 910**

**Baterías de placa tubular inundada de larga duración**  
 Vida útil: >20 años a 20°C, > 10 años a 30°C, >5 años a 40°C.  
 Cantidad de ciclos posibles: más de 1.500 ciclos al 80% de descarga.  
 Fabricada según las normas DIN 40736, EN 60950 y IEC 61427.

**Mantenimiento reducido**  
 En condiciones normales de funcionamiento, se deberá añadir agua destilada cada 2 – 3 años a 20°C.

**Baterías de carga en seco o de electrolitos Batas para usar**  
 Las baterías están disponibles rellenas de electrolito o cargadas en seco (para almacenamiento prolongado, transporte en contenedor o transporte aéreo). Las baterías cargadas en seco deben rellenarse con ácido sulfúrico diluido (densidad 1,24kg/l @ 20°C).  
 Las de electrolito pueden ser más resistentes en climas fríos y más frágiles en climas calientes.

**Aprenda más sobre baterías y cargas**  
 Para saber más sobre baterías y carga de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Energy Unlimited" (disponible gratuitamente en Victrol Energy y descargable desde [www.victroenergy.com](http://www.victroenergy.com))

Tipo OPzS	OPzS Solar 910	OPzS Solar 1210	OPzS Solar 1520	OPzS Solar 1830	OPzS Solar 2280	OPzS Solar 3045	OPzS Solar 3800	OPzS Solar 4560
Capacidad nominal (120 hr / 20°C)	910 Ah	1210 Ah	1520 Ah	1830 Ah	2280 Ah	3040 Ah	3800 Ah	4560 Ah
Capacidad (10 hr / 20°C)	640 Ah	853 Ah	1065 Ah	1278 Ah	1613 Ah	2143 Ah	2675 Ah	3208 Ah
Capacidad 2 / 5 / 10 horas (% de capacidad de 10hr.)	60 / 85 / 100 / 120 / 150 (a 60Ah/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 20 / 24 / 48 / 72 horas (% de capacidad de 120hr.)	77 / 80 / 89 / 95 (a 60Ah/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 100 / 120 / 240 horas (% de capacidad de 120 hr.)	99 / 100 / 104 (a 60Ah/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Autocarga @ 20°C/20°C	3% mensual							
Tensión de absorción (V) @ 20°C/20°C	2,35 a 2,50 V/celda (26,2 a 30,0 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de flotación (V) @ 20°C/20°C	2,23 a 2,30 V/celda (26,8 a 27,6 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de almacenamiento (V) @ 20°C/20°C	2,18 a 2,22 V/celda (26,2 a 26,6 V para una batería de 24 voltios)							
Vida útil en flotación (años) @ 20°C/20°C	20 años							
Cantidad de ciclos @ 80% de descarga	1500							
Cantidad de ciclos @ 50% de descarga	2800							
Cantidad de ciclos @ 30% de descarga	5200							
Dimensiones (a x b x p en mm.)	145 x 206 x 211	210 x 191 x 211	210 x 233 x 211	210 x 275 x 211	230 x 275 x 260	212 x 397 x 260	212 x 487 x 260	212 x 576 x 260
Dimensiones (a x b x p en pulgadas.)	5,7 x 8,1 x 8,3	8,3 x 7,5 x 8,3	8,3 x 9,2 x 8,3	8,3 x 10,8 x 8,3	9,1 x 10,8 x 10,2	8,4 x 15,6 x 10,2	8,4 x 19,2 x 10,2	8,4 x 22,7 x 10,2
Peso sin ácido (kg. / libras)	35,7 / 77	46,7 / 101	57,7 / 126	68,7 / 150	88,7 / 194	115,7 / 254	145,7 / 320	176,7 / 387
Peso con ácido (kg. / libras)	50 / 110	65 / 143	80 / 177	93 / 205	119 / 262	160 / 353	200 / 441	240 / 530

**Figura 28: Tipos de Baterías para Dimensionamiento del Sistema de Acumulación.**

Para el cálculo del cableado este tiene que estar diseñado teniendo en cuenta las condiciones de cada tramo de la instalación, para calcular las secciones de cable necesario se tiene que tener en cuenta en primer lugar las condiciones eléctricas en cada punto, es decir, la tensión y la intensidad, el otro parámetro importante a tener en cuenta es la longitud del cable que se utilizará. Interesa tener longitudes de cable pequeñas. Cuando la longitud es muy grande, para contrarrestar la caída de tensión se tiene que recurrir a secciones muy grandes.

Continuación del apéndice 1.

Para este caso los cálculos de los diferentes cableados se realizarían en los siguientes tramos.

- Tramo 1: baterías hacia regulador
- Tramo 2: paneles fotovoltaicos hacia regulador
- Tramo 3: paneles fotovoltaicos hacia inversor
- Tramo 4: paneles fotovoltaicos hacia baterías
- Tramo 5: inversor hacia demanda o carga eléctrica

Cabe mencionar que los criterios que se utilizarán para dimensionar los conductores serán; ampacidad y caída de tensión, para dar a entender de mejor manera se procederá a calcular el tramo de inversor hacia demanda eléctrica, los demás cálculos para los tramos se realizan de similar forma al ejemplo.

- Cálculo de conductor crítico por caída de tensión

Para el ejemplo del cálculo de los conductores del inversor hacia la demanda se tiene que tomar en cuenta que la distancia tiene que ser mayor o igual a 30 metros de distancia del alimentador hacia la carga, en este ejemplo hipotéticamente el alimentador es el inversor por lo tanto tiene una caída de 2 % y el ramal será la demanda en donde se conecta por lo tanto, le corresponde un 3 % ,hay que referir estos valores aparecen en el Código Nacional Eléctrico con motivo de Consulta.

Continuación del apéndice 1.

$$S \text{ (área de conductor)} = \frac{2 * P * L}{\gamma * e * U} * \cos \emptyset$$

S(área) = diámetro del conductor en milímetros cuadrados.

$P$  = potencia del circuito que se alimenta.

$L$  = longitud del conductor.

$U$  = tensión entre los extremos del conductor.

$\gamma$  = conductividad del material o tipo de materia.

$e$  = caída admisible de tensión 2 % para alimentador y 3 % para ramal.

$\cos \emptyset$  = factor de potencia por lo general el valor oscila entre 0,85 y 0,95.

Conociendo todos los parámetros anteriores se procederá a calcular la sección del conductor para poder alimentar el inversor hacia la demanda.

$$S \text{ (área de conductor)} = \frac{2 * P * L}{\gamma * e * U} * \cos \emptyset$$

Se asumen los siguientes datos para la resolución del problema:

Material del conductor es de cobre

F.p. = 0,85.

Distancia = 40 metros de la salida del inversor hacia la demanda.

Potencia = 11 910 *watts*.

$e$  = ramal por lo tanto su caída está en el orden de 3 %.

$U$  = 240 volts.

$\gamma$  = conductividad del material o tipo de material en este caso cobre.

Continuación del apéndice 1.

$$S (\text{área de conductor}) = \frac{2*(11\,910\, \text{watts})*(40\, \text{metros})}{56*0,03*240\, \text{v.}}*(0,85)$$

$$S (\text{área de conductor}) = 2\,008,63\, \text{mm}^2 \text{ sección de línea viva.}$$

A continuación, se calcula la línea de neutro y según el normativo NEC, es un calibre inferior o el 70 % de la sección del conductor de línea viva.

$$S (\text{área de conductor neutro}) = 0,7* S (\text{área de conductor})$$

$$S (\text{área de conductor neutro}) = 0,7 * (2\,008,63\, \text{mm}^2) = 1\,406,041\, \text{mm}^2$$

esto es para sección de línea neutral.

Según la tabla de conductores los calibres que le corresponden son los siguientes:

Para el tramo salida: inversor- demanda:

Línea viva, sección: 2 008,63 mm<sup>2</sup>, le corresponde cable calibre # 12 THW. AWG.

Línea neutral, Sección: 1 406 041 mm<sup>2</sup>, le corresponde cable calibre # 14 THW AWG. o en su defecto del mismo calibre línea viva calibre #12 THW AWG

- Cálculo de conductor crítico por ampacidad o corriente.

Ahora que ya se conoce qué tipo cable y la dimensión le corresponde, según el criterio de caída de tensión, se procede a calcular por medio del criterio de capacidad o crítico por corriente con el objetivo de comparar los datos, este se tomará válido el cálculo a distancias muy pequeñas inferiores a los 30 metros.

Continuación del apéndice 1.

Datos :

$$P_{\text{consumida}} = 11\,910 \text{ watts.}$$

$$\text{Voltaje de Operación} = 240 \text{ volts A.C.}$$

$$\cos\phi = 0,85.$$

$$I_{\text{nominal}} = \frac{\text{Potencia consumida por instalación}}{\text{Voltaje de operación de inversor} \cdot \cos\phi}$$

$$I_{\text{nominal}} = \frac{11\,910 \text{ watts.}}{240 \text{ Volts.} \cdot 0,85}$$

$I_{\text{nominal}} = 58,4$  amperios, le corresponde según crítico por corriente el cable calibre No 6. THW AWG.

A continuación, se calcula la línea de neutro y según el normativo NEC, es un calibre inferior o el 70 % de la corriente del conductor de línea viva.

$I_{\text{neutral}} = 0,7 ( I_{\text{nominal}} ) = 0,7 ( 58,4 \text{ amperios} ) = 40,88$  amperios, le corresponde según crítico por corriente cable calibre No. 8 THW AWG.

Para el tramo salida: inversor- demanda :

Línea viva, corriente: 58,4 amperios, le corresponde cable calibre # 6 THW. AWG.

Línea neutral, corriente: 40,88 amperios le corresponde cable calibre # 8 THW AWG. o en su defecto del mismo calibre línea viva calibre #8 THW AWG.

## Continuación del apéndice 1.

- Cálculo del inversor

Para calcular el inversor solar se tienen que tomar en cuenta varios factores, el primero, la tensión de entrada para este caso son 24 volts, la entrada del inversor debe admitir esta tensión, normalmente estos aparatos admiten un intervalo de tensiones, el segundo es la potencia simultanea de todos los elementos de consumo, se debe de escoger un aparato que soporte toda esta potencia, después de aplicarle un factor de seguridad del 20 %.

Los inversores proporcionan un pico de potencia que es el doble de su capacidad para hacer frente a los arranques de algunas cargas que demandan mucha potencia en un instante, este dato es recogido como potencia pico en fichas técnicas.

Hay que tener en cuenta también el rendimiento de inversores por efecto de la temperatura, la hoja técnica recoge valores de potencia transmitida según la temperatura.

Por último, se verifica que tipo de salida a la red es el inversor el cual puede ser monofásico o trifásico, en el caso de monofásico acá para este ejemplo solo se conectará un inversor, pero si fuese trifásico se colocará un inversor de este tipo o en su defecto tres inversores monofásicos.

A continuación, se mostrará los precios aproximados de los equipos de que comprenden la central eléctrica aislada que se muestra en el ejemplo.

- Equipos precio

Continuación del apéndice 1.

○	Panel solar fotovoltaico (c/u).Q 5 130,00 (depende de cuantos paneles a instalar)	
○	Inversor.....	Q 3 567,00
○	Regulador.....	Q 4 231,00+
○	Sistema de Control .....	Q 7 514,00
○	Baterías o acumuladores.....	Q 1 254,00
○	Cableado.....	<u>Q 2 344,00</u>
	Precio Total.....	Q 24 040,00

- Procedimiento de cuantificación

El precio de los equipos o aparatos va de acuerdo a la capacidad instalada o lo que se desee conectar, entre más se conecte más baterías tiene que utilizar para almacenar la energía solar.

Se tiene que tomar en cuenta o la mano los *watts* (W) y los amperios (ah) o voltios (V). que consumen sus aparatos energéticos, cada uno en lo individual para realizar un cálculo aproximado de paneles solares y batería.

Cuantificar las horas de uso diario de cada aparato energético, por ejemplo 1 hora, 3 horas, 6 horas.

Si es posible que se le tome fotos de referencia a las especificaciones técnicas de sus aparatos energéticos o bien fichas técnicas.

No se puede realizar cálculos o datos técnicos que no existen. Tiene que ser lo más específico posible por el almacenamiento de energía de las baterías.

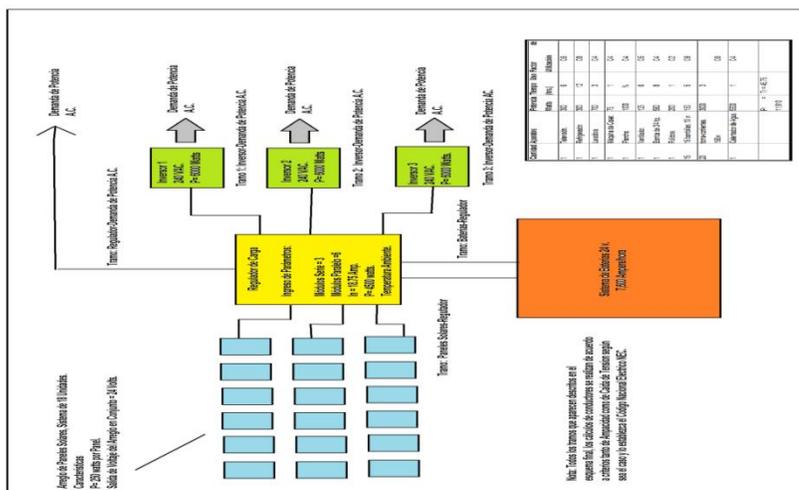
Continuación del apéndice 1.

- Datos a tomar en cuenta o malas prácticas

Comprar o conectar baterías de vehículos, ya que no son recomendadas ni diseñadas para equipos de energía solar. Superar la capacidad de aparatos energéticos para un sistema armado de medida. Conectar aparatos eléctricos sin saber la capacidad de *watts* o uso el sistema aislado puede averiarse. Realizar algún tipo de conexión inadecuada y peligrosa por no comprar material recomendado, producto usado importado o marcas que no sirven ya que muchas de ellas carecen de certificaciones internacionales o estándares de seguridad.

Para el caso de centrales fotovoltaicas de grandes potencias en megawatts, seria bajo el mismo concepto seria hacer un estudio de cuanta capacidad a instalar y de acuerdo a los resultados del estudio se calcula el número de paneles necesarios para que pueda alimentar un sistema de potencia a usuarios finales.

Figura 38. Plano de diseño pequeña central eléctrica fotovoltaica



Continuación del apéndice 1.

#### **4.5. Almacenamiento de energía fotovoltaica en América Latina**

Los costos del capital se estiman para un sistema de baterías de iones a cielo abierto con capacidad instalada 10-50 MW y cuatro horas de duración, la tecnología *Wood Mackenzie*, utiliza una metodología tipo *bottom-up* para monitorear y elaborar informes sobre precios del sistema de almacenamiento. Se han entrevistado a actores de la industria dedicados a diversas actividades, incluso proveedores de tecnología de almacenamiento, proveedores de inversores, integradores de sistemas, empresas de contratación llave en mano, promotores de proyectos y representantes de empresas eléctricas, y se han recopilado datos sobre los precios de todos los componentes principales del sistema de almacenamiento. Para cada categoría de costos, se reúne información mediante múltiples entrevistas a dichos actores con el fin de formular un promedio.

Los precios en este informe corresponden a sistemas de almacenamiento de iones de litio conectados a la red en el rango de 5 MW-10 MW con una duración de descarga de 4 horas, salvo que se especifique lo contrario. A los sistemas con capacidad inferior a los 5 MW o mayor de 10 MW y con duración de descarga superior a una hora se les aplicaron primas de descuento.

*Wood Mackenzie* solo determina el CAPEX o costos de contingencia para activos de almacenamiento completamente instalados y no computa los gastos operativos incurridos de forma constante para el mantenimiento del sistema y/o la administración de los activos de almacenamiento (incluso licencia de software, garantías de cumplimiento y otras garantías).

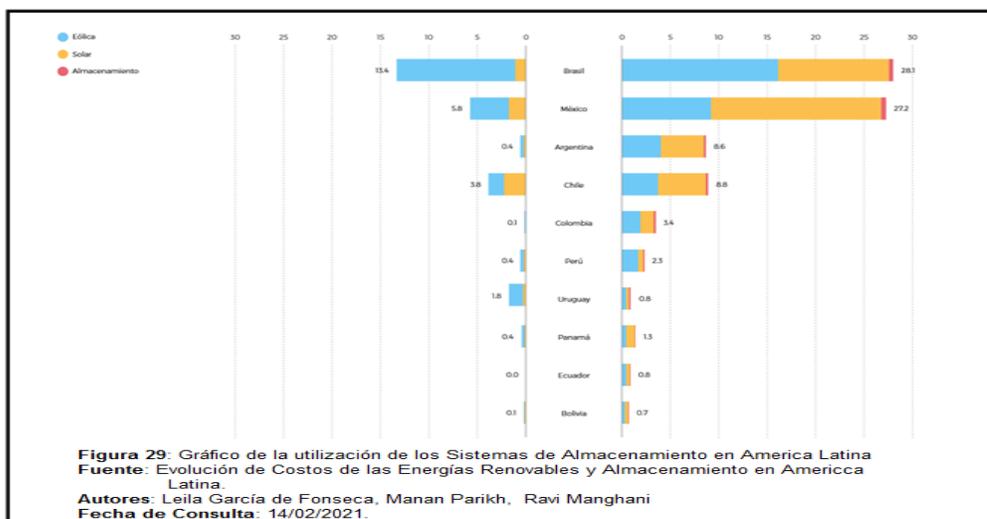
Continuación del apéndice 1.

Para evitar confusiones se define precio y costo desde la perspectiva de un promotor de proyectos. Debido a que el promotor de proyectos vende el sistema, se considera el precio final que el promotor de proyectos atribuye al propietario del sistema

Los costos adicionales no estandar varían según el tipo de proyecto y se excluyeron de este informe: microrredes, otros costos adicionales como los costos de originación del proyecto, margen del promotor del proyecto y otros gastos administrativos.

En la figura 38 se muestra la proyección de los sistemas de almacenamiento en América Latina y la aplicación, así como la utilización de los mismos con la tecnología solar y eólica.

Figura 39. **Utilización de los sistemas de almacenamiento en América Latina**



Continuación del apéndice 1.

#### **4.6. Rentabilidad y evaluación de proyectos de centrales fotovoltaicas**

El modelo solar desarrollado se permiten analizar tres categorías diferentes, las cuales se clasifican en: residencial, comercial, y a gran escala, las categorías se distinguen por la escala de los proyectos y los costos, en tanto que los proyectos de energía solar fotovoltaica, a gran escala incluyen el costo de interconexión considerando líneas de alto voltaje.

Para efectos de un análisis, hay que mencionar que este tipo de generación eléctrica bruta se determina por la irradiación solar promedio y las capacidades instaladas en diferentes potencias en las tres escalas consideradas y correcciones por pérdidas y otros con un factor de rendimiento de 0,84.

Actualmente, la tecnología solar fotovoltaica está en auges de crecimiento, hay que mencionar que los costos de dichas instalaciones son muy altos comparados con la mayoría de países que tienen una industria solar desarrollada, como es el caso de los países europeos. Los costos de instalación de energía solar son muy similares a los precios en Estados Unidos, en América Latina con las escalas consideradas, los costos utilizados en los análisis para este caso corresponden a los promedios presentados, los cuales fueron obtenidos a partir de cotizaciones nacionales.

A continuación, se ilustran los costos en los siguientes gráficos las distintas aplicaciones fotovoltaicas hay que hacer referencia que se va a tomar como ejemplo Colombia, por ser el país sudamericano más cercano a Centroamérica acá se pueden apreciar los diferentes costos de instalación para las diferentes escalas; la domiciliar, la comercial y la de gran escala, como se muestran en las figuras 39 y 40.

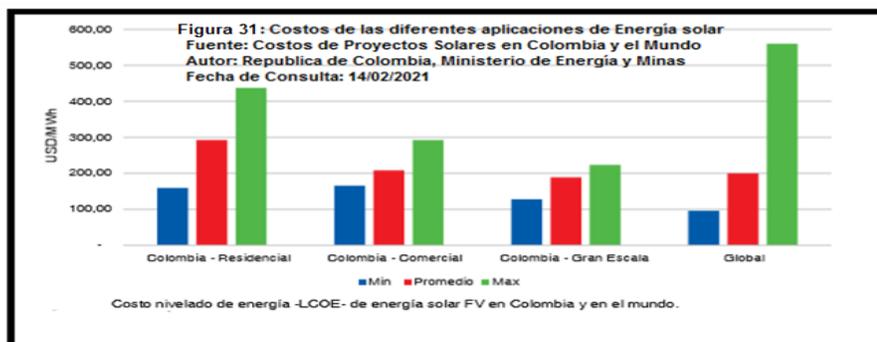
Continuación del apéndice 1.

Figura 40. **Costos de proyectos solares en Colombia**

Tabla 5.16. Costos de instalación de energía solar FV en Colombia (con IVA y aranceles).				
Tamaño	Mínimo (USD/W instalado)	Promedio(USD/W instalado)	Máximo(USD/W instalado)	EE.UU. (USD/W instalado, Berkeley, 2014)
Residencial	2,6	4,8	7,2	4,7
Comercial	2,7	3,4	4,8	3,9
Gran escala	2,7	3,2	3,8	3,0

Se muestra el gráfico de barras en la figura 31 sobre los costos de los proyectos de energía solar fotovoltaica que se utilizan en este país sudamericano para que se pueda comparar la rentabilidad que existe en la aplicación de los mismos.

Figura 41. **Costos de las diferentes aplicaciones de energía solar**



## Continuación del apéndice 1

### BIBLIOGRAFÍA

1. RAMÓN SOLIZ, Adrián José. *Análisis del Rendimiento de los Acumuladores de Energía del Sistema Fotovoltaico*. [docplayer.es/14490425-Universidad-politecnica-salesiana.html](http://docplayer.es/14490425-Universidad-politecnica-salesiana.html). Consulta: 20 de febrero de 2021.
2. LEMMA ILGUAN, Alex F. *Implementación de un sistema automatizado de bombeo de agua para la generación de oxígeno artificial utilizando energía solar para piscicultura de la finca "El Porvenir"*. Ecuador. 2017. 150 p.
3. CEFICAM. *Manual de electricidad, cálculos, esquemas y tablas*. <http://apiem.org/manual-del-instalador/item/manual-tecnico-electricidad-calculos-esquemas-y-tablas>. Consulta: 10 de enero de 2021.
4. GUEVARA AGUDELO, Cindy Yoceli. *Análisis de Viabilidad del Suministro de Energía Eléctrica a la Granja de la Fortaleza Ubicada en Melgar-Tolima mediante la Implementación de un Sistema Solar Fotovoltaico*. Bogotá. 2015. 150 p.
5. SÁNCHEZ ALEJO, Francisco Javier. *Diseño y Cálculo de una Instalación Fotovoltaica Aislada*. [www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5](http://www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5). Consulta: 25 de enero de 2021.
6. GALARZA VALAREZO, Gyovanny. *Implementación de Energía Solar y Estudio de la Energía Eólica en el Puerto de Roma*. [www.edoc.pub/proyecto-de-tesis-energia-solar-pdf-free.html](http://www.edoc.pub/proyecto-de-tesis-energia-solar-pdf-free.html). Consulta: 25 de enero de 2021.

Continuación del apéndice 1.

7. SOTO OLEA, Guillermo. *Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos*. [www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/11/Guia-operacion-mantenimiento-fotovoltaico.pdf](http://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/11/Guia-operacion-mantenimiento-fotovoltaico.pdf). Consulta: 25 de enero de 2021.
8. ALVARADO LADRON DE GUEVARA, Jorge. *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica aislada*. [www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5](http://www.calameo.com/books/006322892a5483d1d27c5). Consulta 10 de febrero de 2021.
9. Montero, N. H. *Evaluación del potencial de energía solar para generación de energía eléctrica, como una alternativa para disminuir el uso de combustible fósiles en la región de piura*. [core.ac.uk/download/pdf/250078086.pdf](http://core.ac.uk/download/pdf/250078086.pdf). Consulta: 10 de febrero de 2021.
10. Prevo., C. P. *Regulador de panel solar batería-carga con microcontrolador PLC*. [www.slideshare.net/file/paneles-solares-34193636](http://www.slideshare.net/file/paneles-solares-34193636). Consulta: 10 de febrero de 2021.
11. Saavedra., M. d. *Manual técnico de instalaciones en baja tensión*. Mexico D.F.: Grupo Condumex.
12. SOLENERSA. *Las energías renovables*. [solenersa.com/servicios/formacion/energias-renovables/](http://solenersa.com/servicios/formacion/energias-renovables/). Consulta: 10 de febrero de 2021.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word.

Apéndice 2. **Notas**

1-	_____
	_____
	_____
2-	_____
	_____
	_____
3-	_____
	_____

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word.

