

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO ACOPLADO A RED Y TIPO ISLA,  
TENIENDO EN CUENTA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LAS NORMAS  
RETIE PARA INCORPORARLO EN LA EMPRESA CERTICOL S.A.S  
MUNICIPIO DE CALI - VALLE**

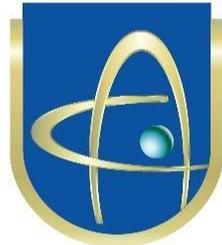


CORPORACION UNIVERSITARIA  
**AUTONOMA**  
DEL CAUCA

**ALEJANDRA SANCLEMENTE COLLAZOS**

**CORPORACION UNIVERSITARIA AUTONOMA DEL CAUCA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
INGENIERIA ELECTRONICA  
POPAYAN  
2019**

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO ACOPLADO A RED Y TIPO ISLA,  
TENIENDO EN CUENTA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LAS NORMAS  
RETIE PARA INCORPORARLO EN LA EMPRESA CERTICOL S.A.S  
MUNICIPIO DE CALI - VALLE**



**CORPORACION UNIVERSITARIA  
AUTONOMA  
DEL CAUCA**

**ALEJANDRA SANCLEMENTE COLLAZOS**

**TRABAJO DE GRADO  
PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERA ELECTRONICA**

**Director:**

**ING. JUAN PABLO DIAGO RODRIGUEZ**

**CORPORACION UNIVERSITARIA AUTONOMA DEL CAUCA  
FACULTAD DE INGENIERIAS  
INGENIERIA ELECTRONICA  
POPAYAN  
2019**

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO ACOPLADO A RED Y TIPO ISLA,  
TENIENDO EN CUENTA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LAS NORMAS  
RETIE PARA INCORPORARLO EN LA EMPRESA CERTICOL S.A.S  
MUNICIPIO DE CALI - VALLE**

**ALEJANDRA SANCLEMENTE COLLAZOS**

**JUAN PABLO DIAGO**

Ingeniero Automático

**DIRECTOR**

**JOSE LUIS RODRIGUEZ**

Ingeniero Inspector

**ASESOR**

**JAIRO IVAN IBARRA RUALES**

Director técnico CERTICOL S.A.S

**CORPORACION UNIVERSITARIA AUTONOMA DEL CAUCA**

**FACULTAD DE INGENIERIAS**

**CARRERA DE INGENIERIA ELECTRONICA**

**POPAYAN**

**2019**

## **NOTA DE ACEPTACIÓN**

En cumplimiento de los requisitos legales y reglamentarios, se declara aprobado el trabajo de grado denominado, “ DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO ACOPLADO A RED Y TIPO ISLA, TENIENDO EN CUENTA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LAS NORMAS RETIE PARA INCORPORARLO EN LA EMPRESA CERTICOL S.A.S MUNICIPIO DE CALI – VALLE”, realizado por ALEJANDRA SANCLEMENTE COLLAZOS.

Una vez revisado el escrito final y aprobado la sustentación del mismo, lo autorizan para que realice la gestión administrativa correspondiente para optar al título de: Ingeniera Electrónica.

---

**JURADO**

---

**JURADO**

---

**DIRECTOR**

Popayán, Octubre de 2019.

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a la memoria de mi abuela Lucia Sánchez de Sanclemente que siempre deseo que sus nietos fueran profesionales, a Dios todo honor y toda gloria. A mi madre Gloria Enid Collazos Pino por darme la vida, es con ella con quien deseo compartir mis logros, porque no lo hubiera logrado sin su apoyo y amor incondicional, sin su mano guiando la mía, mamá, tú me enseñaste que “No Puedo” es una frase que no existe.

Para mi es una gran bendición contar con dos padres, uno de ellos es Jaime Sanclemente Sánchez quien me ha inspirado cada día con su gran inteligencia, apoyo e innumerables consejos, a mi segundo padre Kerwin Córdoba Rocha le agradezco infinitamente el tiempo y amor que dedico en mi crianza. Igualmente le doy las gracias a toda mi familia y en especial a mis dos hermanos Diego y Duban por protegerme y consentirme.

Me siento afortunada de haber contado con la guía de mi Director Juan Pablo Diago Rodríguez por su excelente labor de maestro, su exigencia y sus grandes enseñanzas académicas y personales. De igual manera, para mi es de gran importancia destacar mis agradecimientos hacia CERTICOL S.A.S y a sus funcionarios por abrirme las puertas de su empresa para lograr la culminación de mi carrera universitaria.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	17
1. CAPITULO – PROBLEMA.....	18
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	18
1.2 JUSTIFICACION .....	21
1.3 OBJETIVOS .....	22
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	22
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	22
1.4 METODOLOGIA .....	22
2. CAPITULO - FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	24
2.1 ENERGÍA SOLAR.....	25
2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	26
2.3 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS (SSF) 27	
2.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	32
2.5 INSPECCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	34
2.6 PROBLEMAS AMBIENTALES.....	35
2.7 NORMATIVIDAD EN COLOMBIA .....	36
2.7.1 Ley 697 del 2001 .....	36
2.7.2 Decreto 3686 del 2003. ....	36
2.7.3 Ley 1715: de Mayo de 2014. ....	37
2.7.4 NTC 2050 Primera Actualización (Código Eléctrico Colombiano). ....	37
2.7.5 Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE). ....	38
2.7.6 Convenio de cooperación técnica no reembolsable ATN/FM – 12825 – CO 39	
2.7.7 Resolución No. 030 de 2018. ....	39
2.7.8 Ministerio del Medio Ambiente.....	40
3. CAPITULO – DISEÑO DE SOLUCION .....	42
3.1 ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	42
3.2 DISEÑO DE LA LÍNEA DE INSPECCIÓN, DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EN LA EMPRESA CERTICOL S.A.S .....	43
3.2.1 Estudio detallado de cargas .....	44

3.2.2	Modificaciones al diseño planteado .....	59
3.3	APLICABILIDAD DE LA NORMA RETIE PARA SSF .....	60
3.4	PROCEDIMIENTOS DE FUNCIONAMIENTO EN CERTICOL S.A.S .....	61
3.5	DISEÑO DE ÓRDENES Y FORMATOS SEGÚN EL REGLAMENTO TÉCNICO.....	64
3.6	DISEÑO DEL PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN AJUSTADO A LA NORMA.....	67
3.6.1	Solicitud de documentos del cliente.....	69
3.6.2	Documentación previa a la visita en campo .....	70
3.6.3	Ejecución de la inspección eléctrica SSF en campo.....	70
3.7	DISEÑO DEL DICTAMEN DE INSPECCION AJUSTADO A LA NORMA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	72
3.7.1	Emisión.....	72
3.7.2	Administración y autorización .....	72
3.7.3	Protección.....	73
3.7.4	Reemplazo de Dictámenes.....	73
3.7.5	Renovación de Dictámenes.....	73
3.7.6	Seguridad .....	74
3.7.7	Publicación .....	74
3.7.8	Reporte.....	75
4.	CAPITULO - PRUEBAS EN INSTALACIONES DE CAMPO.....	75
4.1	PRUEBAS .....	76
4.2	RESULTADOS.....	95
4.3	CONCLUSIONES.....	99
	BIBLIOGRAFÍA .....	100

## LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Sistema inyectado a red.....	34
Diagrama 2. Sistema aislado.....	35
Diagrama 3. Diagrama de funcionamiento CERTICOL S.A.S. ....	64
Diagrama 4. Diagrama de Procesos del Inspector. ....	69
Diagrama 5. Diagrama de conexiones Solomia. ....	78
Diagrama 6. Diagrama de Conexiones La Reforma.....	90

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Órbita Terrestre. ....	25
Figura 2. Partes de un panel solar. ....	27
Figura 3. Funcionamiento de una celda solar. ....	27
Figura 4. Tipos de paneles. ....	29
Figura 5. Celda solar Flexible. ....	30
Figura 6. Batería de 100Ah a 12V. ....	31

## LISTA DE IMÁGENES

Imagen 1. Coordenadas de CERTICOL S.A.S (3.381115, -76.535050) .....	48
Imagen 2. Tomada de la  página de la NASA .....	49
Imagen 3. Valores de Irradiación, tomada de la página de la NASA.....	50
Imagen 4. Tomada del Datasheet del panel solar.....	55

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 1. Inversor de 3000W. ....	32
Fotografía 2. Controlador MPPT. ....	33
Fotografía 3. Controlador PWM. ....	33
Fotografía 4. Antejardín CERTICOL (11:30am) .....	55
Fotografía 5. Antejardín CERTICOL (1:00PM).....	55
Fotografía 6. Techo balcón de gerencia (11:00am) .....	56
Fotografía 7. Techo balcón de gerencia (2:30pm) .....	56
Fotografía 8. Pasa manos, entrada CERTICOL (1:20pm) .....	56
Fotografía 9. Pasa manos, entrada CERTICOL (3:00pm) .....	57
Fotografía 10. Techo balcón principal (9:30am).....	57
Fotografía 11. Techo balcón principal (2:30pm).....	57
Fotografía 12. Acceso al techo. ....	80
Fotografía 13. Paneles solares en el techo.....	80
Fotografía 14. Paneles solares en Solomia. ....	81
Fotografía 15. Banco de baterías.....	81
Fotografía 16. Controlados MPPT.....	82
Fotografía 17. Inversor y sistema de transferencia manual. ....	83
Fotografía 18. Contador bidireccional EMCALI. ....	86
Fotografía 19. Sistema de transferencia manual. ....	88
Fotografía 20. Inversor.....	89
Fotografía 21. Estructura y paneles solares.....	91
Fotografía 22. Transferencia manual y caja de brekers. ....	92
Fotografía 23. Banco de baterías, inversor y controlador. ....	93
Fotografía 24. Inversor 3000w y Controlador MPPT.....	95
Fotografía 25. Banco de baterías.....	95

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos de implementación para SSF. ....	44
Tabla 2. Consumo según facturación de EMCALI. Fuente propia. ....	45
Tabla 3. Consumo de Energía eléctrica diario. Fuente propia. ....	47
Tabla 4. Criterios de inspección RETIE .....	62
Tabla 5. Diagnostico General Salomia. Fuente Propia .....	86
Tabla 6. Diagnostico General Santa Teresita. Fuente Propia .....	90
Tabla 7. Diagnostico General La Reforma. Fuente Propia.....	96
Tabla 8. Porcentajes de cumplimiento en obras .....	97
Tabla 9. Resultados en la Pasantía .....	100

## LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Cociente Mensual (Y) .....	51
Ecuación 2. Energía diaria producida por un panel .....	54
Ecuación 3. Calculo para el número de paneles .....	56

## LISTA DE FORMATOS

Formato 1. Orden de trabajo .....	65
Formato 2. Chequeo de documentos .....	66
Formato 3. Formato de NO conformidades .....	68

## **LISTA DE ANEXOS**

- Anexo 1 Diagrama de transferencia manual
- Anexo 2. Visita de interventoría por ONAC
- Anexo 3. Lista de chequeos para criterios de inspección
- Anexo 4. Formato acta de visitas de inspección
- Anexo 5. Lista de chequeo de productos
- Anexo 6. Lista de chequeo de instalaciones
- Anexo 7. Lista de chequeo de uso final

## **RESUMEN**

La empresa CERTICOL S.A.S, cuyo objeto laboral es evaluar la conformidad de las instalaciones eléctricas según el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE para otorgar las respectivas certificaciones, de tal manera, este trabajo presenta la implementación de las bases iniciales para una nueva línea de servicios de inspección en el área de sistemas solares fotovoltaicos, para lo cual fue necesario definir diversos formatos de inspección, los cuales deben cumplirse. Se lidero el diseño de los diagramas de operaciones de funcionamiento de CERTICOL S.A.S para la nueva área implementada. Finalmente, para el proceso de validación fue necesaria la realización de pruebas como inspecciones en obra, verificando la confiabilidad de los parámetros creados, en las cuales no se otorgaron certificaciones de energía solar, puesto que el trabajo realizado era implementar las bases iniciales de la nueva línea de servicios, para poder conceder certificaciones es necesario que la empresa obtenga permiso por parte del Organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC.

## **ABSTRAC**

The company CERTICOL S.A.S, whose labor purpose is to evaluate the conformity of electrical installations according to the “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE” to grant the respective certifications, in such way, this paper presents the implementation of the initial bases for a new line of inspection services in the area of photovoltaic solar systems, for which it was necessary to define various inspection formats, which must be fulfilled. We led the design of the operating operations diagrams of CERTICOL S.A.S for the new area implemented. Finally, for the validation process it was necessary to carry out tests such as on-site inspections, verifying the reliability of the parameters created, in which no solar energy certifications were granted, since the work done was to implement the initial bases of the new line of services, to be able to grant certifications it is necessary that the company obtain permission from the “Organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC”

## **INTRODUCCION**

El proyecto busca colaborar en el diseño de un sistema fotovoltaico acoplado a red y tipo isla, teniendo en cuenta el análisis y seguimiento de las normas RETIE del 31 de Diciembre del 2017, para incorporarlo en la empresa CERTICOL S.A.S municipio de Cali – Valle del Cauca, en el sector de interventoría, encargada de verificar el cumplimiento para otorgar las debidas certificaciones de calidad.

De esta manera, se plantea un modelo de gestión global de energía, la cual es generada a través de sistemas solares fotovoltaicos, técnica utilizada desde hace pocos años en el país, esta tecnología puede enfocarse en edificaciones, empresas y algunos hogares, ahorrando costos en servicios que contribuyen a la protección y la preservación del medio ambiente. [1]

Es importante resaltar la relevancia de las energías renovables, puesto que estas son obtenidas de fuentes naturales inagotables, en este caso, la energía es conseguida mediante la radiación que genera el astro celeste, sin producir ningún tipo de residuos, ni emisiones de gases que contribuyan en el daño del medio ambiente. [1]

Es por ello, que la empresa CERTICOL S.A.S, busca la innovación del portafolio de servicios hacia la inspección y certificación de los mismos, contribuyendo en la migración de la energía eléctrica convencional a las energías limpias, renovables y más amigables con el medio ambiente.

## **1. CAPITULO – PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Certificaciones de Colombia CERTICOL S.A.S. es una empresa del sector de interventoría, encargada de verificar el cumplimiento de la normatividad RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) y la NTC (Norma Técnica Colombiana), en instalaciones eléctricas, para la otorgación de certificaciones técnicas de calidad. A partir de la experiencia en inspección, transformación, distribución y uso final de electricidad, la empresa pretende incorporar un sistema fotovoltaico acoplado a red y tipo isla.

Las instalaciones de los sistemas solares fotovoltaicos se realizan sin ningún tipo de seguimiento, inspección o evaluación, trayendo como consecuencia la mala ubicación, diseño y planificación del sistema, fallas mecánicas, eléctricas, explosiones internas, como también la producción de circuitos rotos en las cajas de conexiones y generación de arcos eléctricos. De ahí la necesidad de contar con mano de obra y personal calificado con formación adecuada para la certificación de estos sistemas.

Mediante el desarrollo de este proyecto, no solo se busca beneficiar la empresa CERTICOL S.A.S, sino que también se pretende disminuir los riesgos físicos y ambientales causados por el uso inadecuado de otros sistemas, debido a que uno de los problemas más grandes que existe en la actualidad, es el uso excesivo y desmesurado de energía [2]. A pesar de las diferentes campañas que se han realizado en la población colombiana, para la fomentación y la disminución del consumo energético con resultados poco favorables [3], se evidencia la falta de conciencia frente a esta problemática, logrando así, que cada día sea necesario implementar nuevas alternativas de ahorro energético.

En este mismo orden de ideas, se han realizado diversas investigaciones, con el fin de encontrar soluciones como las del Ministerio de Minas y Energías (MinMinas) y otras dependencias, las cuales promueven el uso de energías renovables respaldadas en la ley 1715 de 2014 [4].

Es así como, el gobierno colombiano ha difundido la Ley 697 del 2001, la cual brinda grandes incentivos para quienes promuevan el uso de energías alternativas, basándose en estudios realizados por (MinMinas), donde se habla de los buenos niveles de radiación solar que posee el país [5].

De ahí la necesidad de realizar nuevas investigaciones que contribuyan a demostrar los beneficios que tienen los sistemas fotovoltaicos para un desarrollo ambiental sostenible, desde todos los sectores sociales incluyendo la empresa CERTICOL S.A.S, en la que se incluye el análisis y la verificación de los diseños del sistema para aspectos, tales como: materiales, recursos, seguridad, entre otros; logrando que se valide el cumplimiento de la norma RETIE.

En cuanto a la población colombiana, no se tiene un verdadero conocimiento sobre el uso de los sistemas fotovoltaicos, tanto así, que en la actualidad no se han realizado comparaciones entre los avances nacionales con los internacionales, puesto que no tienen lugar para la competitividad en actualizaciones o eficiencia energética, esto se debe a causas como, el desconocimiento de energías renovables, la falta de políticas públicas y el poco interés para el desarrollo por su bajo impacto en la población. [6]

Debido a lo mencionado anteriormente, se puede evidenciar la falta de investigación en Colombia sobre sistemas solares fotovoltaicos, como también la poca implementación de diseños que se ajusten a las necesidades de la población y a la normatividad vigente establecida, impidiendo el desarrollo y apoderamiento de esta tecnología en el país, a pesar de la urgente necesidad que existe, dado que los recursos energéticos se agotan y las facturas de los servicios públicos incrementan,

se hace más evidente el calentamiento global [6], lo que conlleva al interrogante que se presenta, el cual hace alusión a:

¿Cómo diseñar un sistema fotovoltaico acoplados a red y tipo isla, que se ajuste al análisis y seguimiento de las normas RETIE para incorporarlo en la empresa CERTICOL S.A.S municipio de Cali – Valle?

## **1.2 JUSTIFICACION**

La escasez de energía convencional está generando que las energías alternativas sean más llamativas para la sociedad, es por esto que al contar con sistemas fotovoltaicos como energía alternativa en nuestro país, se genera la necesidad de realizar este tipo de investigaciones, abarcando cuatro aspectos a tener en cuenta al momento de ser ejecutado:

El primer aspecto es el tecnológico, el cual consiste en implementar un sistema para la generación de energía limpia, donde cada panel o módulo solar garantiza una duración de aproximadamente 20 años. Siendo este, un sistema de energía estable, seguro, confiable, beneficioso para los usuarios y el medio ambiente, al ser capaz de soportar grandes lluvias o granizo, requiriendo así poco mantenimiento pero si una correcta instalación [6].

El segundo aspecto consiste en la adquisición de eficiencia de la energía solar, así lo demuestran el (MinMinas), junto con sus dependencias de Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), que han determinado que el país posee los niveles de radiación solar ideales para el desarrollo de dicha tecnología [6].

El tercer aspecto es el social, dado que el proyecto tiene como principal motivador la empresa CERTICOL S.A.S, para la incentivación del uso de energías limpias, entre ellas la fotovoltaica, bajo el principio de tener sistemas instalados certificados, que garanticen el máximo rendimiento de estas herramientas, no solo para las

empresas sino también a personas naturales que gozaran de beneficios tanto económicos como ambientales [6].

El cuarto y último aspecto es el ambiental, en cuanto al deterioro del medio ambiente que es un problema irreversible, de ahí la relevancia de no causar más daños al promover la implementación de energía solar tanto en el hogar como en las empresas, ya que con esta tecnología, se puede evidenciar la reducción de las emisiones de dióxido de carbono y gases de efecto invernadero [6].

De esta manera, se busca evaluar los sistemas solares fotovoltaicos de acuerdo a la normativa RETIE, para así poder validar su funcionamiento y la correcta instalación, a fin de que se racionalice el uso de energías convencionales, debido a que estas representan un impacto negativo para el medio ambiente [7].

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Apoyar en el diseño de un sistema fotovoltaico acoplado a red y tipo isla, teniendo en cuenta el análisis y seguimiento de la norma RETIE para incorporarla en la empresa CERTICOL S.A.S municipio de Cali – Valle.

#### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Analizar los diferentes métodos de implementación de sistemas fotovoltaicos acoplados a red, a fin de establecer el que más se ajuste a las características y condiciones de la empresa CERTICOL SAS.
- Revisar la aplicabilidad de la norma RETIE a sistemas fotovoltaicos acoplados a red tipo isla.
- Diseñar un procedimiento de evaluación, ajustado a la norma para sistemas fotovoltaicos.
- Consolidar los resultados mediante informes de cumplimiento.

## 1.4 METODOLOGIA

El trabajo desarrollado es de tipo experimental, pues pretende implementar basado en el análisis y el seguimiento de la norma RETIE, un proceso de certificación de sistemas fotovoltaicos acoplados a red y tipo isla en la empresa CERTICOL S.A.S municipio de Cali – Valle del Cauca. Para ello es necesario realizar actividades para verificar su funcionamiento, seguridad y eficiencia. De esta manera consolidar una nueva línea de servicios.

Para la inspección de instalaciones eléctricas fotovoltaicas es necesario establecer unas fases a seguir para la ejecución del mismo. A continuación se nombran cada una de las fases que se realizaron durante el trabajo.

- **Fase 1. Análisis de los métodos de implementación de los sistemas fotovoltaicos:** En esta etapa se realizó una documentación sobre los diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos que se han realizado, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: diseño, implementación, procedimientos de instalación y certificación.
- **Fase 2. Revisión de la aplicabilidad de la norma RETIE:** En ésta etapa se realizó un estudio detallado de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos acoplados a red y tipo isla teniendo en cuenta las normas correspondientes y los estándares planteados con el fin de abstraer las principales características y metodologías requeridas para realizar tanto la instalación de los sistemas, como definir los procedimientos de inspección.
- **Fase 3. Diseño de un procedimiento de evaluación ajustado a las normas RETIE:** En esta etapa se realizó la selección de los ítems y las pruebas de inspección de obra teniendo en cuenta el análisis de requerimientos y la eficiencia de los dispositivos, para determinar el más favorable al evaluar el funcionamiento del sistema solar fotovoltaico.

- **Fase 4. Resultados mediante informes de cumplimiento:** En esta etapa continuo con el análisis de todos los datos obtenidos en un banco de pruebas, luego se procedió a documentar los resultados obtenidos en el proceso de investigación, diseño y procedimientos de instalación y certificación, para así elaborar el documento final de inspección, evaluación y formatos

Actualmente la inspección de los sistemas fotovoltaicos para ser certificados con norma RETIE no es obligatoria en Colombia, pero es un problema que está siendo evaluado para darle la misma importancia que a las plantas de generación tradicionales.

## 2. CAPITULO - FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En el presente capítulo se describen los aspectos fundamentales para la implementación y certificación de un sistema fotovoltaico, en él se abordan temas como la conceptualización teórica de la radiación solar, problemáticas ambientales, materiales básicos en la implementación de un sistema fotovoltaico, normatividad vigente en Colombia, entre otros.

### 2.1 ENERGÍA SOLAR

Al hablar de la energía solar, se hace referencia principalmente a la radiación producida por el Sol, cuya distancia es a unos 150 millones de kilómetros aproximadamente de la Tierra, siendo este la fuente primaria de toda la energía; La luz generada por el sol, está compuesta por partículas que se denominan fotones que irradian aproximadamente a  $3,86 \times 10^{26}$  Watts en todas las direcciones del espacio, alcanzando la atmosfera terrestre a  $1370 W m^{-2}$  (Watts por metro cuadrado) equivalente a la constante solar, un valor que depende de la posición y el mes en el que se encuentre la tierra mediante un efecto denominado Afelio, que corresponde al momento más lejano de la tierra y Perihelio al más cercano como se puede observar en la Figura 1 [8].

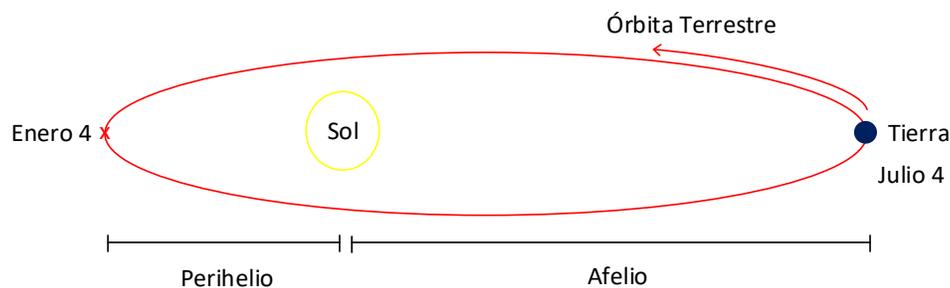


Figura 1. Órbita Terrestre. Tomado de [8]

El consumo de energía aumenta constantemente día a día, debido al crecimiento desmesurado de la tecnología, involucrando dentro de ellas un consumo energético más controlado al ser ahorradoras, no obstante a ello, el consumo sigue siendo muy elevado [9], trasladando así, a la humanidad en la obtención de diversas fuentes de

energía para su consumo, generando un poco más de interés en la radiación producida por el sol, puesto que este es una de las fuentes de energía ilimitadas, capaz de abastecer algunas de las necesidades más básicas del ser humano en su entorno [10].

## 2.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Los sistemas solares, como su nombre lo dice se benefician de la energía emitida por el sol. Los paneles, son celdas fotovoltaicas que absorben la radiación solar y la transforman en energía eléctrica para el uso doméstico o industrial [2]. La conversión y generación de energía eléctrica mediante estos sistemas, depende del tiempo de radiación solar en un día; Colombia posee un promedio de luz solar que oscila entre 6 y 9 horas diarias [11].

La estructura de estos elementos se basa en materiales semiconductores tales como: el oro, el carbono y el silicio, generalmente el más utilizado es el silicio, por su costo beneficio, este es su principal componente y su función es la absorción de fotones, luego ellos entran en contacto con los átomos de silicio y liberan electrones los cuales circulan por los semiconductores y así se produce la energía eléctrica [12].

Los paneles están compuestos por diversas capas como se puede observar en la Figura 2. [13]

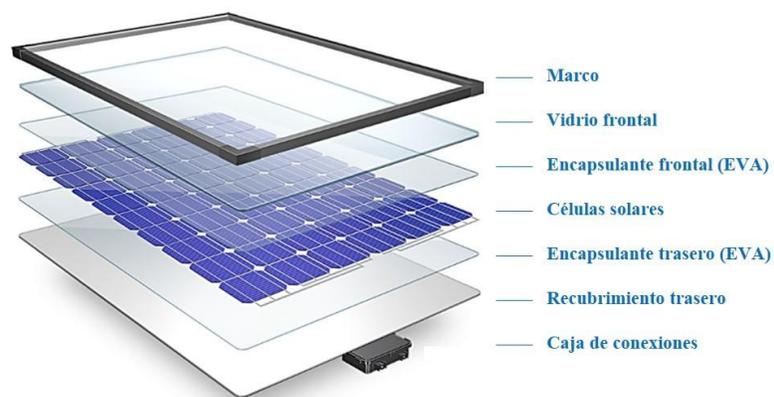


Figura 2. Partes de un panel solar. Tomado de [13]

Cuando la luz solar impacta una celda fotovoltaica, esta absorbe los fotones que se encuentran dentro los rayos generados por el sol; las células fotovoltaicas también tienen uno o más campos eléctricos cuya función es obligar a los electrones liberados por la absorción del semiconductor a fluir en una dirección determinada, como se muestra en la Figura 3 [14].

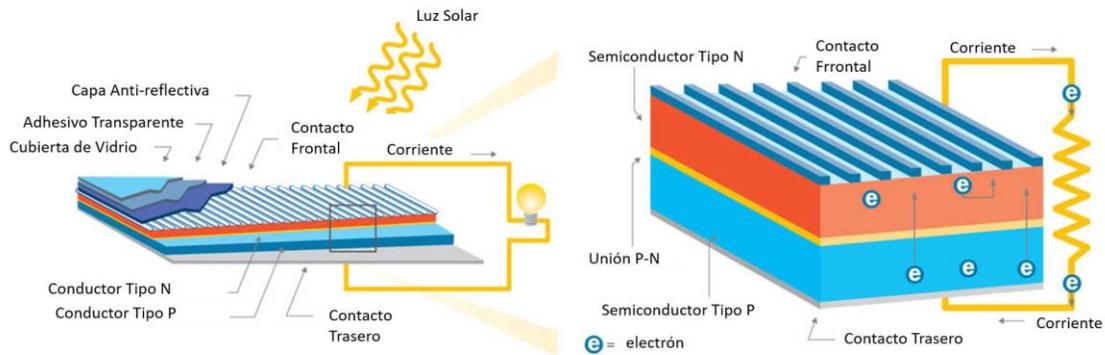


Figura 3. Funcionamiento de una celda solar. Tomado de [14]

El flujo de electrones es una corriente que circula mediante hilos conductores, interconectados mediante contactores de metal en la parte superior e inferior de la celda fotovoltaica, para así, extraer la corriente de uso externo junto con el voltaje de la celda, el cual define la potencia del panel [14].

Para producir estos campos eléctricos, los fabricantes mezclan el silicio con otros materiales, obteniendo así las cargas positivas y negativas, ejemplo: si se agrega fósforo sobre la capa de silicio superior, esta se encarga de añadir electrones extra que resultan siendo una carga negativa para esta capa, por ende, si a la capa de silicio inferior se le añade boro, esta ganará menos electrones, es decir se obtendrá una carga positiva [14].

### 2.3 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS (SSF)

A continuación se hace una breve reseña de los componentes generales de un sistema solar fotovoltaico (SSF).

- **Paneles fotovoltaicos:** Existen dos tipos de paneles solares denominados monocristalinos y policristalinos como se evidencia en la Figura 4, los cuales difieren visualmente por su forma y eficiencia, ya que la eficiencia de estos paneles son de un 17% para el mono y de 15% para el poli. Generalmente la vida útil de estos paneles es de aproximadamente 30 años sin ningún mantenimiento, debido a esto, no es de sorprenderse que sus fabricantes garanticen un rendimiento del 80% a lo largo de 25 años de uso [12].

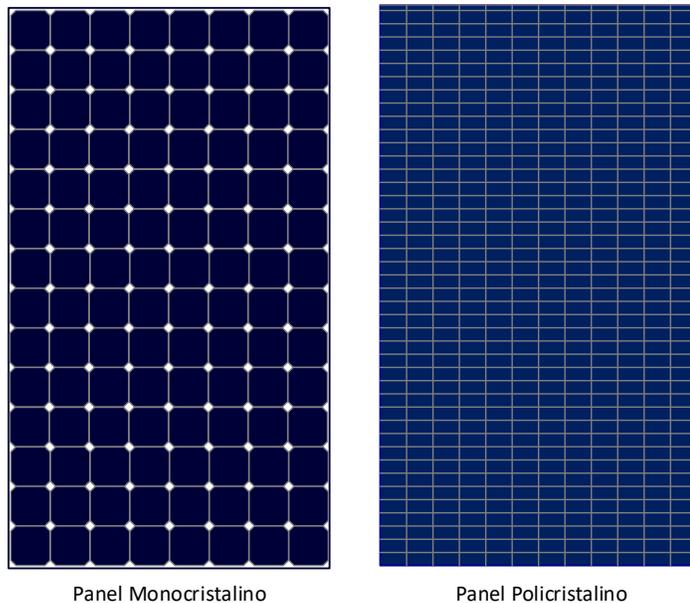
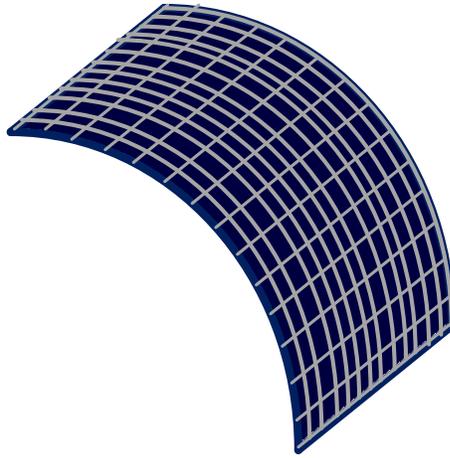


Figura 4. Tipos de paneles. Fuente propia

Gracias a los nuevos métodos de producción, los fabricantes han logrado crear celdas solares fotovoltaicas flexibles, como se muestra en la Figura 5, estas permiten mayor versatilidad y son usadas generalmente en prendas de vestir, maletines y sombrillas. [15] Como también para cargar dispositivos de poco consumo, resolviendo problemas pequeños o cotidianos.



Celda solar flexible

Figura 5. Celda solar Flexible. Fuente propia

- **Baterías de ciclo profundo:** Las baterías son almacenadoras de energía, se le llaman de ciclo profundo por ser más resistentes en su tiempo de carga y descarga. Las baterías de 100Ah a 12V como se puede observar en la Figura 6, son las más implementadas en las instalaciones por su economía y por su facilidad de cambio, en caso de daños puesto que son más comunes en el mercado [16], [17].



Figura 6. Batería de 100Ah a 12V. Tomado de [16]

- **Inversor de onda pura:** Estos dispositivos monitorean las condiciones de los módulos fotovoltaicos, para mantener una alta eficiencia tomando la energía generada en los paneles para así convertir la corriente DC a corriente AC. Los inversores de onda pura, son mayormente recomendados en los sistemas hogareños, puesto que ellos mantienen el flujo eléctrico igual al suministrado de una red convencional [18]. En la Fotografía 1, se observa un inversor de onda pura a 3000W de una instalación visitada.



Fotografía 1. Inversor de 3000W. Fuente propia

- **Controlador o regulador (MPPT):** Maximum Power Point Tracking (MPPT), protegen la batería evitando que se sobre carguen o sobre descarguen de forma excesiva. Estos controladores generalmente dan más rendimiento a los módulos fotovoltaicos utilizando el 100% de la energía suministrada por los paneles, controlando la tensión de las baterías de forma permanente, y de esta manera el regulador suministra la potencia máxima que entrega el panel, así como también la máxima tensión producida. En el mercado se encuentran reguladores hasta de 100A, si el voltaje del campo fotovoltaico es superior al voltaje del banco de baterías, el controlador debe ser MPPT. Para sistemas pequeños, por economía es mejor usar controladores PWM (pulse-width modulation), pero si la instalación es de mayor potencial, lo ideal es usar un MPPT, puesto que estos poseen algoritmos más eficientes para proteger las

baterías al momento de su carga y descarga [19]. En la Fotografía 2 y Fotografía 3, se pueden observar los controladores de tipo MPPT y PWM respectivamente de una instalación visitada.



Fotografía 2. Controlador MPPT. Fuente propia.



Fotografía 3. Controlador PWM. Fuente propia.

## 2.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Teniendo en cuenta los componentes que posee normalmente un Sistema Solar Fotovoltaico (SSF), a continuación se exponen los tipos de sistemas que existen:

### ▪ **Sistemas Inyectado a red**

Comúnmente, estos sistemas se caracterizan por no poseer un banco de baterías, pero en la actualidad, así el sistema este inyectado a red, este obtendrá un banco de baterías pequeño por emergencia [12]. Cuando el sistema se usa sin el juego de baterías, la energía generada por los paneles es usada de forma directa y la energía restante se conecta directo al transformador para ser enviada a la red. En el Diagrama 1, se expone un sistema inyectado a red y en el Anexo 1, se encuentra el diagrama de transferencia manual.

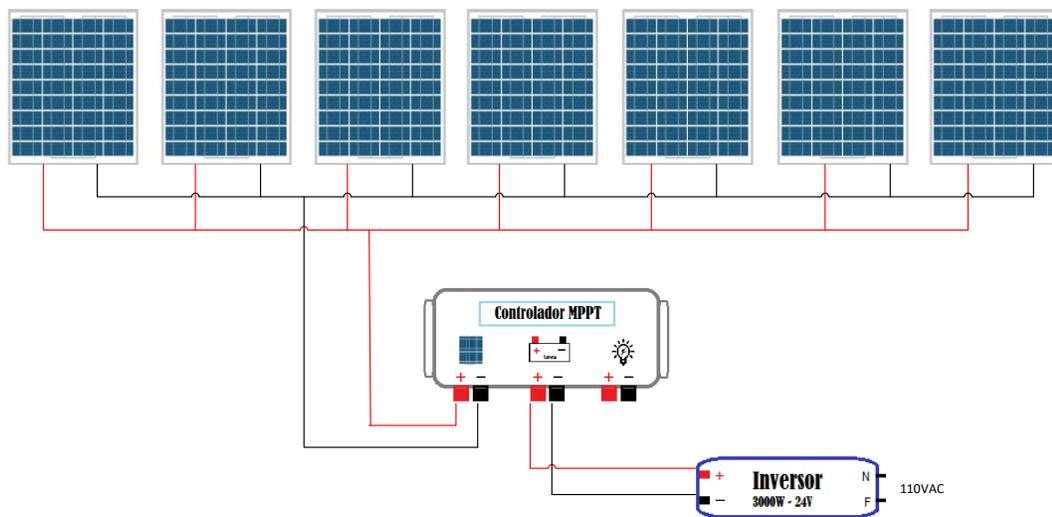


Diagrama 1. Sistema inyectado a red. Fuente propia.

### ▪ **Sistemas tipo Isla**

Su principal objetivo es abastecer energía a las zonas de difícil acceso por la red eléctrica. Estos sistemas cuentan con un banco de baterías capaz de almacenar y proveer energía durante largas horas de consumo [12]. En el Diagrama 2, se puede observar la configuración de conexiones del modelo isla, en diversos casos estos sistemas se realizan sin baterías, pero eso depende del diseño y las necesidades de quien los implemente.

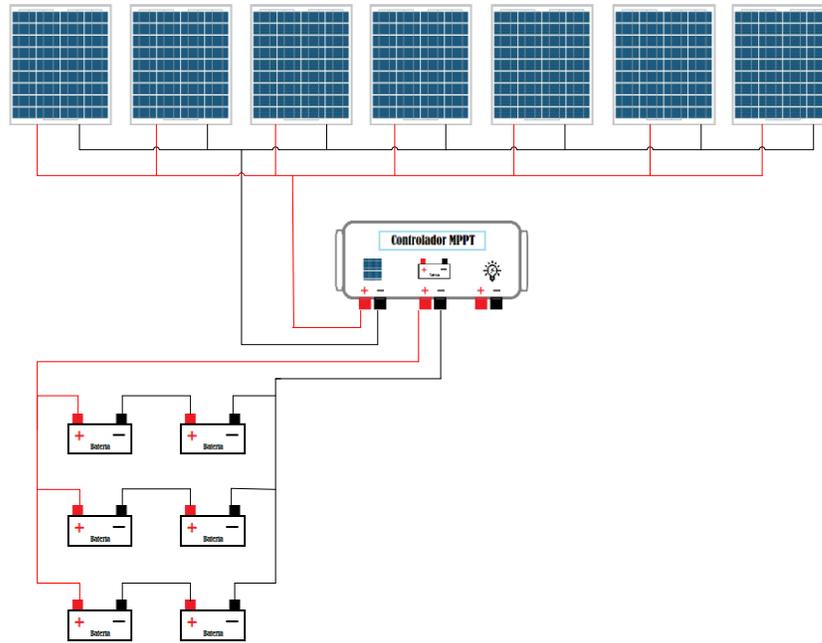


Diagrama 2. Sistema aislado. Fuente propia.

- **Hibrido**

El sistema híbrido es conocido por ser un avance de los sistemas fotovoltaicos aislados, este consta de una mezcla de diferentes sistemas renovables, como por ejemplo, un sistema de energía eólico sumado a un sistema fotovoltaico que generan energía es denominado híbrido. [12]

## 2.5 INSPECCIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

En la intervención de sistemas fotovoltaicos, se tienen diversas inspecciones que se realizan a todo tipo de instalaciones ya construidas, con el fin de desarrollar actividades tales como medir, examinar y comprobar, para garantizar la seguridad de las personas, la vida animal, vegetal y la preservación del medio ambiente, mediante la prevención, minimización o eliminación de los riesgos de origen eléctrico; Estas inspecciones deben hacerse en todos los proyectos de generación, líneas de transmisión, subestaciones de media, y alta tensión, como también en redes de distribución y proyectos de uso final de la energía eléctrica, tales como industria, comercio y vivienda.

## 2.6 PROBLEMAS AMBIENTALES

Al hablar de problemas ambientales, se relacionan directamente con el cambio climático, y este es un tema que se ha abordado en la sociedad desde hace muchos años, pero son pocos los países que lo han tomado como prioritario.

Para empezar a hacer cambios en la sociedad, todas las actividades que se han realizado como la deforestación, la quema de combustibles fósiles, el uso excesivo de energía convencional entre otras, son las responsables causas del cambio que ha sufrido el planeta de forma exponencial las últimas décadas, teniendo en cuenta que si no se toman las medidas necesarias para contrarrestar este tipo de factores, se espera que para el año 2040 el área polar sea totalmente navegable. [20]

Las consecuencias de esta problemática ambiental se viven actualmente a través de daños ocasionados en los ecosistemas. Al conocer y tomar como prioritaria la responsabilidad de contribuir con la mejora del planeta para cambiar y recuperar la tierra, de esta manera se busca evitar factores que generen la contaminación, puesto que es inevitable la ola de calor, pero una vez se controle el daño ocasionado, el planeta poco a poco se ira recuperando [21].

El Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), es un grupo internacional de científicos organizado por las Naciones Unidas para estudiar este problema. [11] junto a ellos, la Organización Mundial de la Salud (OMS), los cuales, mediante una investigación, afirman que la contaminación ambiental ha traído consecuencias negativas en cuanto a enfermedades que conllevan a la reducción de la tasa de natalidad de los seres humanos [22], [23].

Actualmente en muchos países se genera energía mediante el uso de combustibles fósiles, entre ellos Colombia está causando daños ambientales irreversibles, logrando así que solo se puedan tomar grandes soluciones para abastecer nuestras necesidades sin ocasionar daños en el planeta [21]. Colombia es un país grandemente afectado, así lo demuestran estudios del Global Climate Risk del cambio climático [24], [25].

## **2.7 NORMATIVIDAD EN COLOMBIA**

El Congreso Nacional de Colombia y el Ministerio de Minas y Energías (MinMinas), son las instituciones encargadas de formular políticas para el aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos, al crear leyes, decretos y reglamentos de las cuales se destacan las mencionadas a continuación: [26]

### **2.7.1 Ley 697 del 2001**

Conocida como la ley del Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), con el propósito de promover la implementación de las energías alternativas, como asunto de interés social, público y de conveniencia nacional; el artículo 2 de la ley 697, afirma que el Estado debe crear la estructura legal, técnica, económica y financiera necesaria para lograr el desarrollo de este tipo de proyectos a corto, mediano y largo plazo, de tal modo que sean económicos y ambientalmente viables, asegurando el desarrollo sostenible, al tiempo que generen la conciencia URE [26].

Esta ley, promueve el uso de energías no convencionales, para así lograr obtener una eficiencia energética, competitividad en la economía, protección al consumidor y promoción de las mismas, de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales. En otras palabras, el Gobierno Colombiano está incentivando a las empresas y los particulares a contribuir con el ahorro energético de manera inmediata [27].

### **2.7.2 Decreto 3686 del 2003.**

El Decreto 3686, reglamenta la Ley 697 de 2001 y crea una Comisión Intersectorial estableciendo que el Estado se encargara de planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, garantizando el desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. [28]

### **2.7.3 Ley 1715: de Mayo de 2014.**

Esta ley tiene como objetivo el desarrollo y uso de fuentes no convencionales dentro del sistema energético. Brindando así, incentivos tributarios para las empresas que ejecuten proyectos en este campo, mostrándose atractivos para las industrias, puesto que permiten recuperar la inversión realizada de las energías renovables dentro de la misma en poco tiempo.

Algunos beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 son:

- Las personas que realicen inversiones en estos proyectos, tienen derecho a reducir hasta el 50 % de la inversión realizada del impuesto de renta que anualmente tienen que solventar, manteniendo así, un descuento por los 5 años siguientes, al año gravable respectivo [29].
- Estarán excluidos de IVA, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados, que se destinen a la producción y utilización de energía a partir de los titulares de inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), los cuales gozarán de excepción de derechos arancelarios, importación de maquinaria, materiales e insumos destinados a labores de pre- inversión e inversión de proyectos con dichas fuentes [29].
- Por último, se beneficiaran del régimen de depreciación acelerada. La tasa anual de depreciación no será mayor al 20% como tasa global anual [29].

### **2.7.4 NTC 2050 Primera Actualización (Código Eléctrico Colombiano).**

La NTC, está basada en la norma técnica National Fire Protection Association (NFPA) de la 70ava versión de 1996, la cual establece el

enfoque de un reglamento técnico de forma global, al tener una plena aplicación en las instalaciones para la utilización de la energía eléctrica, incluyendo las de edificaciones utilizadas por empresas prestadoras del servicio, al declarar el obligatorio cumplimiento de los primeros siete capítulos según el Artículo 27.1. (Publicados en el Diario Oficial No 45.592 del 27 de junio de 2004) incluyendo las tablas del capítulo 9 de NTC 2050 y la introducción en los aspectos que no contradicen el presente reglamento [30]. Se debe tener en cuenta, estos apartes de la norma citada anteriormente, que hacen parte integral del reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

#### **2.7.5 Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE).**

El primero de mayo de 2005, entró a regir en Colombia el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, cuyo objetivo es establecer las medidas que garanticen la seguridad de las personas, la vida animal, vegetal, y la preservación del medio ambiente al prevenir, minimizar o eliminar los riesgos de origen eléctrico [30]. Este reglamento se aplica en todos los sistemas que realicen una generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica, Por lo tanto, todas las instalaciones deben ser monitoreadas por personas capacitadas en esta área, al ser analizadas por medio de evaluaciones para dar un veredicto sobre sus condiciones [30]. Las instituciones encargadas de formular políticas para el aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos deben verificar el cumplimiento de la RETIE en su totalidad, para así, otorgar una certificación que garantice el cumplimiento de todos los estándares de calidad [31].

Para el desarrollo de este trabajo, se utilizó RETIE presentada en su última versión, como: borrador del proyecto de Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y borrador del proyecto de Reglamento Técnico para productos usados en instalaciones eléctricas.[24]

### **2.7.6 Convenio de cooperación técnica no reembolsable ATN/FM – 12825 – CO**

El convenio fue estructurado con el objeto de desarrollar actividades, análisis y propuestas para promover la incorporación de las Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en Colombia, tales como: energía eólica, energía solar fotovoltaica, energía de la biomasa, energía geotérmica y FNCER en Zonas no Interconectadas (ZNI). Se plantea como objetivos complementarios, exaltar el conocimiento de las FNCER entre el público general y la comunidad interesada en el tema, realizando eventos de difusión para el conocimiento de la temática [32].

Finalmente, el convenio es basado en la Ley 1715 de 2014, pero la entidad ejecutora del mismo, es La Unidad de planeación minero energética (UPME) financiado con recursos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) mediante el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) [32].

### **2.7.7 Resolución No. 030 de 2018.**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el pasado 26 de febrero de 2018 aprobó la nueva resolución 030, por la cual se regulan actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). [33]

En sus artículos se autoriza la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, donde se produzca energía principalmente para atender sus propias necesidades y puedan vender los excedentes al sistema interconectado. Mediante esta resolución se regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la distribución al SIN. [34]

Esta resolución cuenta con diversas condiciones para la integración:

- Integración de los generadores distribuidos y auto generadores de pequeña escala al SIN, donde se resuelve que cuando se supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisara y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración. [34]
- Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, el usuario debe verificar la compatibilidad de la red a conectarse y cumpla con los requisitos estipulados en RETIE. [34]
- La instalación que suministrara tensión a SIN debe cumplir con todos los parámetros del reglamento NTC 2550 y los descritos detallados en la resolución. [34]
- El comercializador estará en la obligación de reportar en cada factura, los valores de nivel de tensión, hora, mes y periodo de facturación. [34]

### **2.7.8 Ministerio del Medio Ambiente**

El pasado 28 de enero del 2019, El ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible en Colombia, Ricardo José Lozano Picón; y el embajador de Dinamarca, Mogens Petersen, firmaron un acuerdo por tres años para impulsar las Fuentes no Convencionales de Energías Renovables. [35]

Se deben explorar alternativas para lograr el equilibrio entre la protección ambiental y el aumento en la capacidad instalada de las energías renovables no convencionales para el 2022, a partir de principios como:

- Seguridad energética
- Capacidad de recuperación de las fuentes de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático
- Diversificación del riesgo
- Atenuación de los efectos de la variabilidad y cambio climático

- Complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles (Sistemas Híbridos)

La alianza entre los dos países consta de transferencia de información, relacionada con desarrollos tecnológicos y de formulación e implementación de marcos normativos, transferencia de tecnología, capacitación técnica y desarrollo de proyectos piloto. [35]

### 3. CAPITULO – DISEÑO DE SOLUCION

En el presente capítulo, se realiza un análisis de métodos de dimensionamiento (SSF), se detallan los aspectos fundamentales para la implementación e inspección de un sistema fotovoltaico, en el que se abordan temas como el estudio de cargas, funcionamiento de los proyectos en la empresa, entre otros.

#### 3.1 ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, es el proceso de cálculo y selección de los distintos componentes que constituyen una instalación fotovoltaica. Existen varios métodos para la implementación de un (SSF) que van desde modelos simples hasta muy complejos. A continuación se muestra en la Tabla 1 donde se encuentran diferentes métodos de dimensionamiento.

Métodos de implementación		
Nombre del método	Detalles	Requerimientos Generales
Loss of Load Probability (LLP)	Probabilidad de pérdida de carga es un método basado en cálculos con ordenador, se especifica el consumo de diseño. [41]	1. Determinación del consumo. 2. Calculo de la radiación solar disponible en diferentes orientaciones.
Amperios – Hora (Ah)	Se basa en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas, las baterías se calculan teniendo en cuenta los días de autonomía del sistema[36]	3. Calculo de la capacidad de batería. 4. Calculo de la potencia del generador FV.
El peor mes o Simplificado	Es un método de fácil manejo, donde se pueden hacer cálculos a mano, se utilizan valores medios mensuales diarios de radiación global y de la carga, en este caso se consideran solo los valores del mes más desfavorable en	5. Selección del regulador de carga. 6. Selección del inversor (Si se utiliza). 7. Dimensionado del Cableado.

	relación con Carga/Radiación [36]	
Programa FVDIM	El programa FVDIM únicamente permite dimensionar para la comunidad de Andalucía en Málaga España [40]	Restricciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>• No se permite guardar ni imprimir datos del dimensionamiento.</li> <li>• Sólo están accesibles los datos de radiación en España.</li> <li>• No hay disponibilidad de varias funciones del menú.</li> <li>• No está sujeta a futuras ampliaciones, revisiones, ni actualizaciones.</li> </ul>
Programa PVSYST 3.0	Este programa permite un análisis detallado desde la radiación solar hasta cada uno de los componentes del sistema. [39]	

Tabla 1. Métodos de implementación para SSF.

Según el estudio previo y análisis de los métodos para el dimensionamiento de SSF, se expusieron los detalles al Director Técnico y el equipo de área, para decidir bajo consenso, realizar el estudio con el Método del peor mes o Simplificado, pues es de fácil entendimiento y desarrollo, adicional a esto, el método da la facilidad de realizar estudio de sombras.

### **3.2 DISEÑO DE LA LÍNEA DE INSPECCIÓN, DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EN LA EMPRESA CERTICOL S.A.S**

CERTICOL S.A.S es una empresa enfocada en el sector de inspecciones eléctricas convencionales, con el objetivo de ampliar la rama de servicios hacia el área de inspección y certificación de los (SSF).

### 3.2.1 Estudio detallado de cargas

A continuación, se evidencian los datos recopilados de las facturas proporcionadas mensualmente, por la empresa EMCALI durante el año 2017 - 2018 para el análisis del consumo mensual y diario en CERTICOL S.A.S, determinando el número de días laborales para cada mes, y posterior a ello dividir el valor de consumo que registra la factura mensual por este número de días, luego estos datos se convierten a *Wh/día* para trabajar por método. Cabe mencionar que los días no laborales como festivos y fines de semana son despreciados para dicho cálculo, como se muestra en la Tabla 2

Consumo Energético según factura de energía				
Mes	Consumo KWh/mes	Días laborales del mes	Consumo diario KWh/día	Energía eléctrica = Wh/día
Marzo de 2017	443	23	18.82608696	18826.0869
Abril de 2017	401	18	22.27777778	22277.77778
Mayo de 2017	514	21	24.47619048	24476.19048
Junio de 2017	449	20	22.45	22450
Julio de 2017	543	19	28.57894737	28578.94737
Agosto de 2017	502	21	23.9047617	23904.7617
Septiembre de 2017	568	21	27.04761905	27047.61905
Octubre de 2017	558	21	26.57142857	26571.42857
Noviembre de 2017	539	20	25.66666667	25666.66667
Diciembre de 2017	343	16	21.4375	21437.5
Enero de 2018	495	17	29.11764706	29117.64706
Febrero de 2018	583	20	29.15	29150

Tabla 2. Consumo según facturación de EMCALI. Fuente propia.

Para el estudio de cargas de la empresa CERTICOL S.A.S, se desarrolló el método del peor mes, este método consiste en dimensionar el sistema para satisfacer las demandas de energía eléctrica durante la temporada

más desfavorable en radiación solar, sobre entendiendo, que en los demás meses se obtiene un valor de radiación más favorable para el sistema fotovoltaico; de esta manera para complementar el dimensionamiento se deben tener en cuenta los siguientes pasos:

**A.** Como primer paso, es necesario realizar un estudio detallado de las cargas que existen en las instalaciones de CERTICOL S.A.S, obteniendo como resultado la Tabla 3, en la cual se detallan los consumos energéticos y las horas de funcionamiento de cada dispositivo.

<b>Tipo</b>	<b>N° de unidades (N)</b>	<b>Potencia (W)</b>	<b>Horas de Funcionamiento diario (h)</b>	<b>Energía (Wh) E=N*W*h</b>
Computadores de mesa	19	100	9	17100
Computador Laptop	8	65	8	4160
Luz Led	3	8	1	24
Lámpara Fluorescente Tubular	12	64	8	6144
Bombillo Fluorescente Espiral	3	26	1	78
Nevera Challenger CR259	1	460	24	11040
Bombillo Incandescente	1	60	1	60
Bombillo Fluorescente Espiral	3	15	1	45
Ventilador Tradicional	4	70	8	2240
Ventilador de Torre	3	40	6	720
Video Beam	1	260	1	260
Luz Led	6	6	8	288
Lámpara Fluorescente Tubular	1	32	1	32
Fotocopiadora piso 2	1	1550	2	3100

Aire acondicionado piso 2	2	1140	3	6840
Impresora	1	300	1	300
Televisor	1	66	1	66
Aire acondicionado piso 3	2	1040	5	10400
Servidor	1	120	24	2880
Fotocopiadora piso 1	1	1440	4	5760
<b>Potencia Unitaria Total</b>		<b>6862</b>		
<b>Consumo Total diario (Wh) <math>E_{ca} = \sum E</math></b>				<b>71537</b>

Tabla 3. Consumo de Energía eléctrica diario. Fuente propia.

Posterior a ello, se sobredimensiona el consumo total, mediante un factor de seguridad ( $F_S$ ), para tener en cuenta las pérdidas de energía en factores tales como: las conexiones, los conductores, los aumentos imprevistos en el consumo de los dispositivos, etc.

Es importante saber que en la mayoría de las instalaciones suele adoptarse un  $F_S$  del 15%, pero eso varía dependiendo de los requerimientos del cliente.

**B.** El valor del promedio de la radiación solar diaria ( $H_S$ ) de una localidad específica, es extraído de la página de la NASA [37] mediante los valores de latitud y longitud del sitio en el que se requiere instalar el SSF, en este caso la zona escogida es la ciudad de Cali, en la cual se encuentra situada la empresa CERTICOL S.A.S como se observa en la Imagen 1.

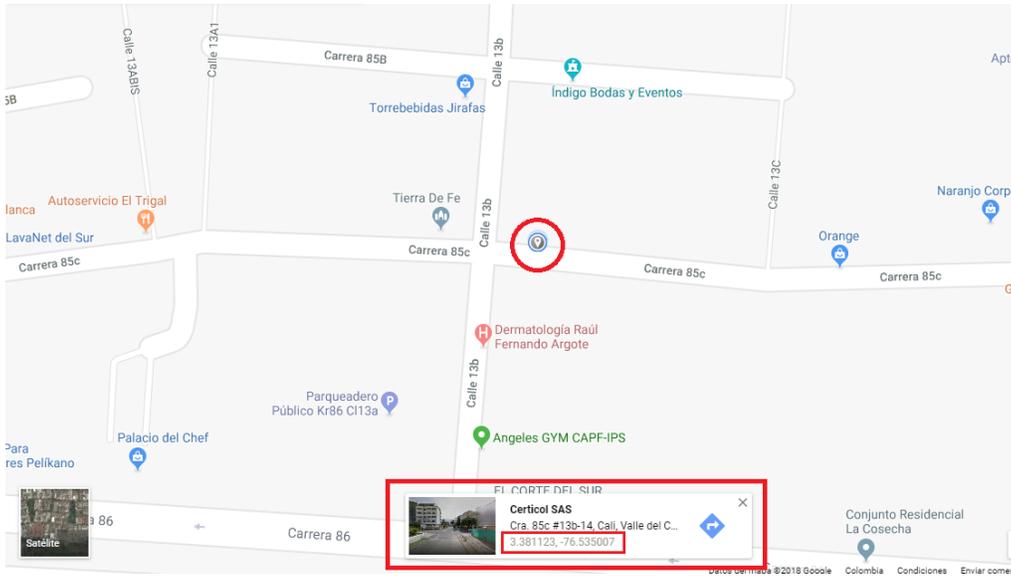


Imagen 1. Coordenadas de CERTICOL S.A.S (3.381115, -76.535050). Tomada de Google Maps.

En este mismo orden de ideas, se obtienen los datos de la energía media diaria de radiación disponible para cada mes ( $H_S$ ), expresada en  $Kwh/m^2/dia$ , también denominada como Horas Sol Pico (HSP), los datos proporcionados por la página se evidencian en la Imagen 2 y la Imagen 3.

Latitude 3.381 / Longitude -76.535 was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	3.381
Longitude	°E	-76.535
Elevation	m	1313
Heating design temperature	°C	15.48
Cooling design temperature	°C	24.87
Earth temperature amplitude	°C	8.21
Frost days at site	day	0

Imagen 2. Tomada de página de la NASA

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal
	°C	%	kWh/m <sup>2</sup> /d
January	19.5	81.8%	4.06
February	20.0	79.8%	4.28
March	20.1	81.1%	4.37
April	20.1	81.4%	4.21
May	20.1	78.7%	4.10
June	19.9	74.3%	4.05
July	20.4	64.8%	4.34
August	21.1	60.3%	4.31
September	20.9	66.5%	4.26
October	20.0	76.9%	3.99
November	19.3	83.8%	3.89
December	19.4	83.7%	3.82
<b>Annual</b>	20.1	76.1%	4.14
Measured at (m)			

Imagen 3. Valores de radiación, tomada de la página de la NASA

La radiación diaria ( $H_s$ ), que se observa en la Imagen 3 es la expuesta en el lugar donde se encontraran ubicados los (SSF), será expresada en  $KWh/m^2 / dia$ , o (HSP) como se observa en la Tabla

Mes	$H_s$ ( $KWh/m^2 / dia$ )
Marzo del 2017	4.37
Abril del 2017	4.21
Mayo del 2017	4.10
Junio del 2017	4.05
Julio del 2017	4.34
Agosto del 2017	4.31
Septiembre del 2017	4.26
Octubre del 2017	3.99
Noviembre del 2017	3.89
Diciembre del 2017	3.82
Enero del 2018	4.06
Febrero del 2018	4.28
<b>Promedio Anual</b>	<b>4.14</b>

Tabla 3. Irradiación solar diaria  $H_s$ , tomada de la página de la NASA

**C.** Al obtener los valores de radiación, procedemos a calcular el cociente ( $Y$ ) para cada uno de los meses del año, tomando el consumo medio total diario de energía eléctrica ( $E_{elec}$ ), y el promedio de radiación diaria ( $H_s$ ), mediante la siguiente Ecuación 1.

$$Y = E_{elec}/H_s$$

Ecuación 1. Cociente Mensual ( $Y$ )

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Marzo del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{18826.08696 \text{ Wh/dia}}{4.37 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 4308.029053 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Abril del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{22277.77778 \text{ Wh/dia}}{4.21 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 5291.633677 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Mayo del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{24476.19048 \text{ Wh/dia}}{4.10 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 5969.802556 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Junio del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{22450 \text{ Wh/dia}}{4.05 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 5543.209877 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Julio del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{28578.94737 \text{ Wh/dia}}{4.34 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 6585.010915 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Agosto del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{23904.7617 \text{ Wh/dia}}{4.31 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 5546.348422 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Septiembre del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{27047.61905 \text{ Wh/dia}}{4.26 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 6349.20635 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Octubre del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{26571.42857 \text{ Wh/dia}}{3.99 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 6659.595907 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Noviembre del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{25666.66667 \text{ Wh/dia}}{3.89 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 6598.114825 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Diciembre del 2017 para obtener:

$$Y = \frac{21437.5 \text{ Wh/dia}}{3.82 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 5611.910995 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Enero del 2018 para obtener:

$$Y = \frac{29117.64706 \text{ Wh/dia}}{4.06 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 7171.834251 \text{ W/KW/m}^2$$

- Se reemplaza en la Ecuación 1 con los valores del mes de Febrero del 2018 para obtener:

$$Y = \frac{29150 \text{ Wh/dia}}{4.28 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}}$$

$$Y = 6810.747664 \text{ W/KW/m}^2$$

Luego de obtener los valores del consiente (Y) por cada mes, se escoge el valor máximo denominado  $Y_{max}$ , el cual representa el valor más desfavorable en cuanto a la radiación solar que se necesita para abastecer la demanda de los dispositivos que se van a usar.

Por lo tanto el cociente  $Y_{max}$ , más desfavorable corresponde al mes de Enero, con un valor de:

$$Y_{max} = 7171.834251 \text{ W/KW/m}^2$$

Determinando así, el valor de  $H_s = 4.06 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}$  y  $E_{elec} = 29117.64706 \text{ Wh/dia}$ . Por ser correspondientes al mes desfavorable escogido anteriormente.

**D.** Para la elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos, Se debe tener en cuenta la unidad de la potencia pico ( $P_{mod}$ ), expresada en watts - pico ( $W_p$ ); de esta manera, al calcular la energía producida por un único panel de potencia pico, se escoge un día cualquiera perteneciente al peor mes, en este caso el mes de Enero.

Al suponer que sobre el panel incide una radiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$  durante una hora, la energía producida por el panel es igual a  $P_{mod}(\text{Wh})$ , si en lugar de una hora, la radiación solar de  $1.000 \text{ W/m}^2$  incide sobre el panel  $H_s$  horas, la energía producida por el panel sería equivalente a  $H_s \times P_{mod}$  como se expresa en Ecuación 2:

$$H_s(\text{KWh/m}^2/\text{dia}) \times P_{mod}(W_p) =$$

Ecuación 2. Energía diaria producida por un panel

Donde:

$$H_s = 4.06 \text{ KWh/m}^2/\text{dia}$$

$$P_{mod} = 320 \text{ W}$$

Teniendo esos datos, se procede a remplazarlos en la Ecuación 2 para obtener:

$$H_s \times P_{mod} = 4.06 (KWh/m^2/dia) \times 320W$$

$$H_s \times P_{mod} = 1299.2 Wh/dia$$

Así pues, la energía media diaria producida por un panel fotovoltaico el cual es seleccionado dependiendo de los costos y la facilidad de adquisición en el mercado, sería el panel SunPower E-series Residential Solar Panels SPR-E20-320 con datasheet, como se observa en la Imagen 4, sería:

Electrical Data		
	SPR-E20-327	SPR-E19-320
Nominal Power (Pnom) <sup>11</sup>	327 W	320 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency <sup>12</sup>	20.4%	19.9%
Rated Voltage (Vmpp)	54.7 V	54.7 V
Rated Current (Impp)	5.98 A	5.86 A
Open-Circuit Voltage (Voc)	64.9 V	64.8 V
Short-Circuit Current (Isc)	6.46 A	6.24 A
Max. System Voltage	600 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.38% / °C	
Voltage Temp Coef.	-176.6 mV / °C	
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C	

Imagen 4. Datasheet del panel solar. Tomada de [38].

- Potencia del módulo,  $P_{mod} = 320 W$
- Corriente en punto de máxima potencia,  $I_{mpp} = 5.86 A$
- Voltaje en punto de máxima potencia,  $V_{mpp} = 54.7 V$
- Corriente en corto circuito,  $I_{sc} = 6.24 A$
- Voltaje de circuito abierto,  $V_{oc} = 64.8 V$
- Voltaje nominal,  $V_{mod} = 54.7 V$

Conociendo la demanda eléctrica diaria,  $E_{elec} = 29117.64706 \text{ Wh/dia}$  y la energía media diaria producida por un panel  $H_s \times P_{mod} = 1299.2 \text{ Wh/dia}$ , se concluye que el número de paneles  $N_{mod}$  es:

$$N_{mod} = 1,1E_{elec}/(H_s \times P_{mod})$$

Ecuación 3. Calculo para el número de paneles

Teniendo en cuenta la Ecuación 3, la constante (1,1), corresponde a un factor de seguridad en caso de fallas en el desgaste del sistema, temperaturas nominales de funcionamiento.

Se procede a remplazar los valores en la Ecuación 3 para obtener:

$$N_{mod} = \frac{(1.1) \times 29117.64706 \text{ Wh/dia}}{1327.62 \text{ Wh/dia}}$$

$$N_{mod} = 2.470298 \dots$$

Donde:

$$N_{mod} = 2.47$$

Por lo tanto se asume que:

$$N_{mod} \cong 3$$

Por ende, el número de módulos que se necesitan para abastecer el consumo total de energía en la empresa, es equivalente a 3 paneles solares a 320W.

**E.** No obstante, se realizó un estudio fotográfico para la visualización de las proyecciones de sombras, en las instalaciones de la empresa CERTICOL S.A.S, y así lograr determinar la mejor ubicación del prototipo, en el cual se pretendía realizar las pruebas de inspección para estipular los criterios RETIE necesarios a aplicar en cualquier instalación

visitada a futuro. Para ello se debe tener en cuenta que el punto de instalación se escoge según el factor de impacto de sombras en el área, ya que la empresa al no tener instalaciones propias, no logro ubicar el SSF en el techo y al ser un montaje de pruebas fue necesario tenerlo a la vista. En las siguientes fotografías, se puede evidenciar el impacto de sombras en el área:



Fotografía 4. Antejardín CERTICOL (11:30am)



Fotografía 5. Antejardín CERTICOL (1:00PM)



Fotografía 6. Techo balcón de gerencia (11:00am)



Fotografía 7. Techo balcón de gerencia (2:30pm)



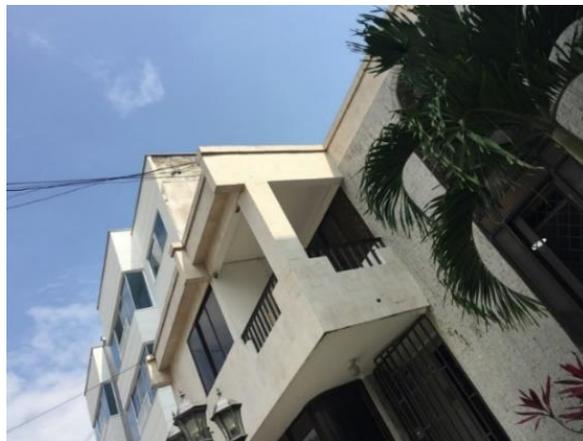
Fotografía 8. Pasa manos, entrada CERTICOL (1:20pm)



Fotografía 9. Pasa manos, entrada CERTICOL (3:00pm)



Fotografía 10. Techo balcón principal (9:30am)



Fotografía 11. Techo balcón principal (2:30pm)

En el registro fotográfico se evidenciaron los cambios que ocurrían en el comportamiento de las sombras durante un día cualquiera en la empresa CERTICOL S.A.S, inicialmente se esperaba realizar el montaje en el balcón de gerencia por ser el lugar más acorde, pero el comité de evaluación decidió cancelar el montaje tras la visita del Organismo Nacional de Acreditación en Colombia (ONAC). Ver Anexo 2.

### **3.2.2 Modificaciones al diseño planteado**

Es necesario tener en cuenta que, los cálculos de dimensionamiento con el método del peor mes, fueron cancelados junto con la posible instalación de un solo sistema fotovoltaico, para la realización de pruebas en la empresa, puesto que una auditoria recibida por parte del (ONAC), donde se obtuvieron recomendaciones para la nueva línea de inspección a crear, de tal modo que esta fuese más específica al eliminar costos de implementación. Gracias a ello, se decidió hacer pruebas en instalaciones ajenas a la empresa, para ser más objetivos con los criterios de inspección.

### **3.3 APLICABILIDAD DE LA NORMA RETIE PARA SSF**

Después de una lectura de los borradores RETIE de productos y RETIE de instalaciones del 31 de Diciembre de 2017, se obtuvieron unos criterios de inspección vitales para los sistemas fotovoltaicos. En la siguiente Tabla 4. Se presentan los términos generales del Anexo 3. Lista de chequeo para criterios de inspección SSF.

<b>Criterios de Inspección</b>	
<b>RETIE productos</b>	<b>Porcentaje de Cumplimiento</b>
Reglamentación técnica de paneles solares fotovoltaicos.	40%

Reguladores o controladores de tensión para carga de baterías.	75%
Reglamentación técnica para inversores eléctricos.	75%
Reglamentación técnica para baterías o sistemas de acumulación eléctrica.	60%
Requisitos para interruptores automáticos de baja tensión.	45%
<b>RETIE Instalaciones</b>	<b>Porcentaje de Cumplimiento</b>
Reglamentación técnica para generación con fuentes no convencionales de energía, generación distribuida y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala en la red de distribución.	50%
Información de seguridad para el usuario y público en general.	45%
Clasificación de las instalaciones de uso final y requisitos específicos, sistemas integrados y fotovoltaicos.	75%
Mecanismos de evaluación de conformidad.	85%
Operación, mantenimiento y revisión de las instalaciones.	35%
Certificados de conformidad de productos.	50%
CREG – Resolución 030 de 2018	75%

Tabla 4. Criterios de inspección RETIE

Se debe tener en cuenta que si se incumple cualquier ítem o artículo de RETIE en una inspección, esta no será aprobada y pasara a segunda estancia con No Conformidades hasta que dicha instalación cumpla con el 100%

### 3.4 PROCEDIMIENTOS DE FUNCIONAMIENTO EN CERTICOL S.A.S

Certificaciones de Colombia CERTICOL S.A.S, es una empresa dedicada a las inspecciones y certificaciones técnicas en instalaciones de servicio público

suministrados por empresas oficiales, mixtas o privadas. Enfocada en su expansión, se creó un diagrama de flujo el cual describe con detalle el proceso para la inspección de un proyecto con sistemas solares fotovoltaicos, desde la solicitud de una cotización, hasta la otorgación del dictamen final (ver Diagrama 3).

El diagrama de flujo planifica y expone la comunicación de varios procesos que suelen no ser claros y fáciles de comprender. Para la ejecución de este, fue necesario realizar constantes entrevistas con empleados de diversas áreas en la empresa, los cuales detallaron sus funciones para así lograr establecer un diagrama robusto, que vincule las funciones del director técnico, inspector, auxiliar de archivo, ejecutivo comercial, entre otros.

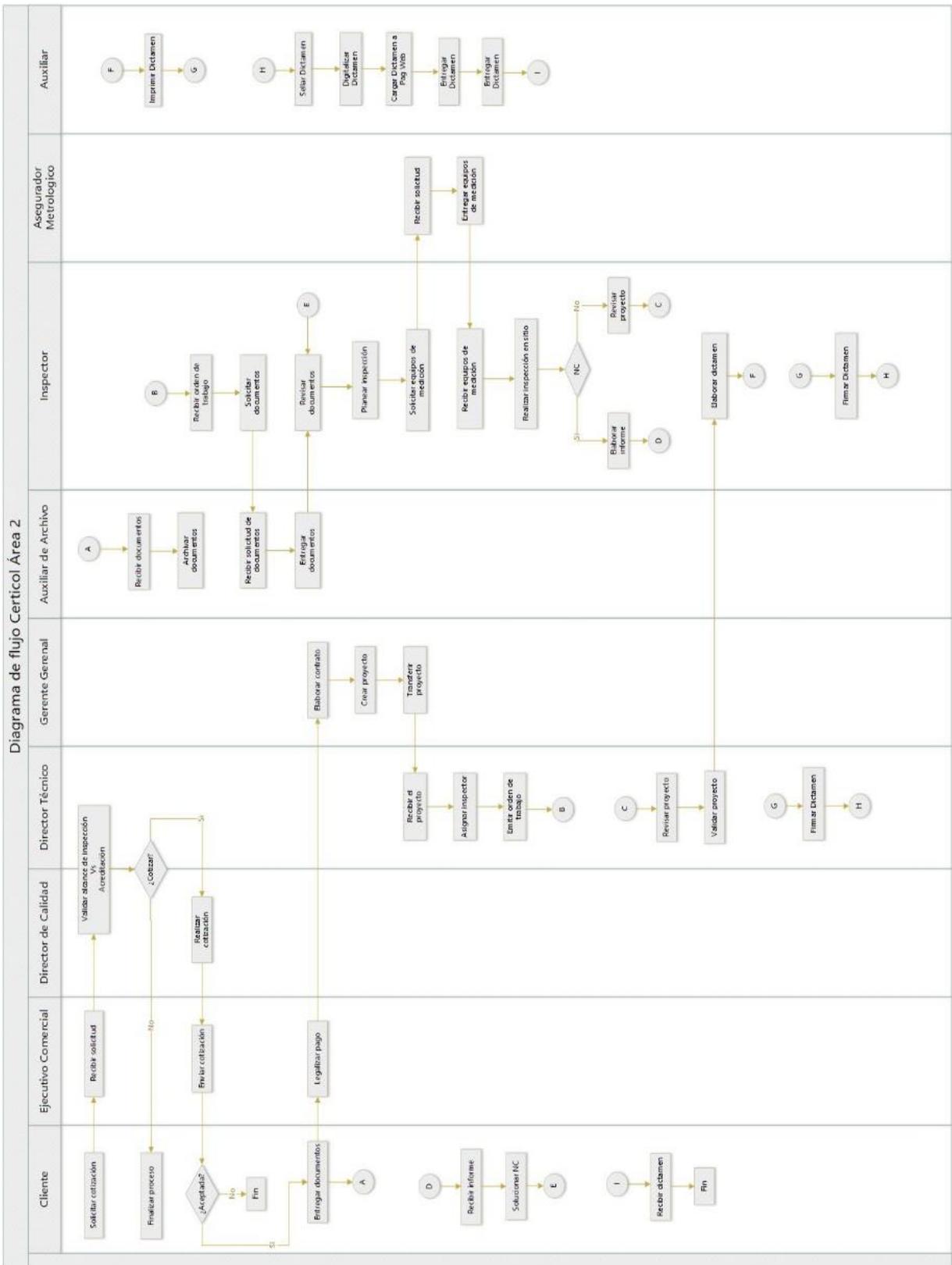


Diagrama 3. Diagrama de funcionamiento CERTICOL S.A.S. Fuente propia.

### 3.5 DISEÑO DE ÓRDENES Y FORMATOS SEGÚN EL REGLAMENTO TÉCNICO.

CERTICOL S.A.S es una empresa que cumple con los estándares establecidos por la (ONAC), para la realización e inspección de sistemas eléctricos convencionales. Para lograr dicha acreditación, ONAC valida diversos formatos, los cuales recopilan información de los sistemas inspeccionados, datos del proyecto, documentos técnicos aportados por el cliente, cálculos matemáticos, evidencia fotográfica, entre otros.

Como se explicó en el Diagrama 3, después de dar por iniciado el contrato se debe emitir una orden de trabajo como se visualiza en el Formato 1, describiéndose la información inicial como lo son, los datos del proyecto, información de los trabajadores en el área de instalación, datos del inspector y del contacto en obra.

 CERTICOL <small>CERTIFICACIÓN DE CALIDAD S.A.S</small>		ORDEN DE TRABAJO	
ORDEN DE TRABAJO No.	OT - 001		
CODIGO DEL PROYECTO:	CPSSF-2018-001		
FECHA DE INSPECCION:	DD - MM - AA		
DATOS DEL PROYECTO			
Nombre del proyecto:			
Propietario de la Instalacion:			
Direccion del proyecto:			
Estado actual de la obra:			
Fecha de terminación del proyecto:			
Departamento:			
Municipio:			
PERSONAS CALIFICADAS RESPONSABLES DE LA INSTALACIÓN			
Nombre del Diseñador:		Mat. Prof.	
Nombre del Constructor:		Mat. Prof.	
Nombre del Autorizado (Si aplica):		Mat. Prof.	
Nombre del Interventor (Si aplica):		Mat. Prof.	
DATOS DEL INSPECTOR:			
Nombre del Inspector:			
Matricula Profesional:			
Procesos Aprobados por la empresa:			
Verificación alcance con certificado de competencias inspector asignado:			
Firma Director Técnico:			
DATOS DE CONTACTO EN SITIO			
Nombre:			
Cargo:			
Teléfono:			

Formato 1. Orden de trabajo. Fuente propia

Posterior a ello, el inspector encargado debe realizar un chequeo de documentos como se evidencia en el Formato 2, para determinar si es posible o no realizar la inspección; entre los documentos requeridos se habla de formatos e ítems, los cuales son pertenecientes a RETIE y son de dominio público, el reglamento se puede descargar de la página del Ministerio de Minas y Energías.

CERTICOL		LISTA DE CHEQUEO DE DOCUMENTOS TECNICOS PARA LA INSPECCION				
Nombre del proyecto: _____		Codigo del proyecto: _____				
Fecha de revisión: _____						
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	APLICA		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	SI	NO	
1	Declaración de cumplimiento suscrita por el constructor (Formato 34.1).					
2	Planos electricos finales de lo construido.					
3	Certificados RETIE de materiales utilizados en la instalacion electrica.					
4	Fotocopia de la Matricula Profesional del personal que interviene en la interventoria, diseño y la construccion de la instalacion electrica.					
5	Documentos para el diseño de las instalaciones electricas - diseño detallado (RETIE ítem 10.2)					
Nombre del Inspector: _____		_____				
Matricula Profesional: _____		Firma				

### Formato 2. Chequeo de documentos. Fuente Propia

Se realizaron diversos formatos para la autorización de una obra que será inspeccionada, todo con forme a los requerimientos y charlas realizadas por ONAC en su visita a la empresa y al saber que se formaría una nueva área de inspección fotovoltaica, estos proporcionaron algunos consejos para el desarrollo de la línea, entre los formatos más relevantes se encuentra la lista de chequeo de productos con certificado RETIE, entre otros (ver Anexo 3).

En este orden de ideas, una vez el inspector haya realizado la visita en obra, se debe diligenciar el Formato 3, el cual expone las no conformidades (NC) si es que las hay, y de esta manera especificar si se deben realizar ajustes en el sistema y cuadrar una nueva inspección que valide la conformidad total.

		<b>INFORME DE NO CONFORMIDADES</b>			
<b>NOMBRE DEL PROYECTO:</b>		<b>DIRECCIÓN:</b>			
<b>NOMBRE DEL CONSTRUC</b>		<b>CÓDIGO DEL PROYECTO:</b>			
<b>ETAPA:</b>	Inspección	<b>IDENTIFICADO POR:</b>		<b>N° DE NO CONFORMID</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DE LA NO CONFORMIDAD</b>					
<b>REGLAMENTO RETIE O NORMA NTC 2050 - QUE INCUMPLE</b>					
<b>REGISTRO FOTOGRÁFICO</b>					
<b>FECHA DEL INFORME:</b>					
<b>REVISIÓN DIR. TÉCNICO</b>		<b>INSPECTOR</b>			
<b>CIERRE DE LA NO CONFORMIDAD</b>					
<b>FECHA:</b>		<b>CIERRE</b>	SI	NO	
<b>FIRMA INSPECTOR:</b>				<b>FIRMA RESPONSABLE:</b>	

Formato 3. Formato de NO conformidades. Fuente propia.

En el Anexo 4, se observan los formatos de las Actas de visita, en el Anexo 5, 6 y 7 se adjuntaron listas de chequeo de productos, instalaciones y uso final basados en RETIE respectivamente.

### 3.6 DISEÑO DEL PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN AJUSTADO A LA NORMA

Se realizó un levantamiento de procesos para detallar la evaluación e inspección de una obra, según la perspectiva del ingeniero inspector, los cuales se especifican en el Diagrama 4; Terminado el proceso, al cliente se le entrega un acta de certificación RETIE, donde se consta el cumplimiento pleno de la normatividad, esta acta no puede ser anexada, ya que es parte de la política de privacidad de la empresa CERTICOL S.A.S.

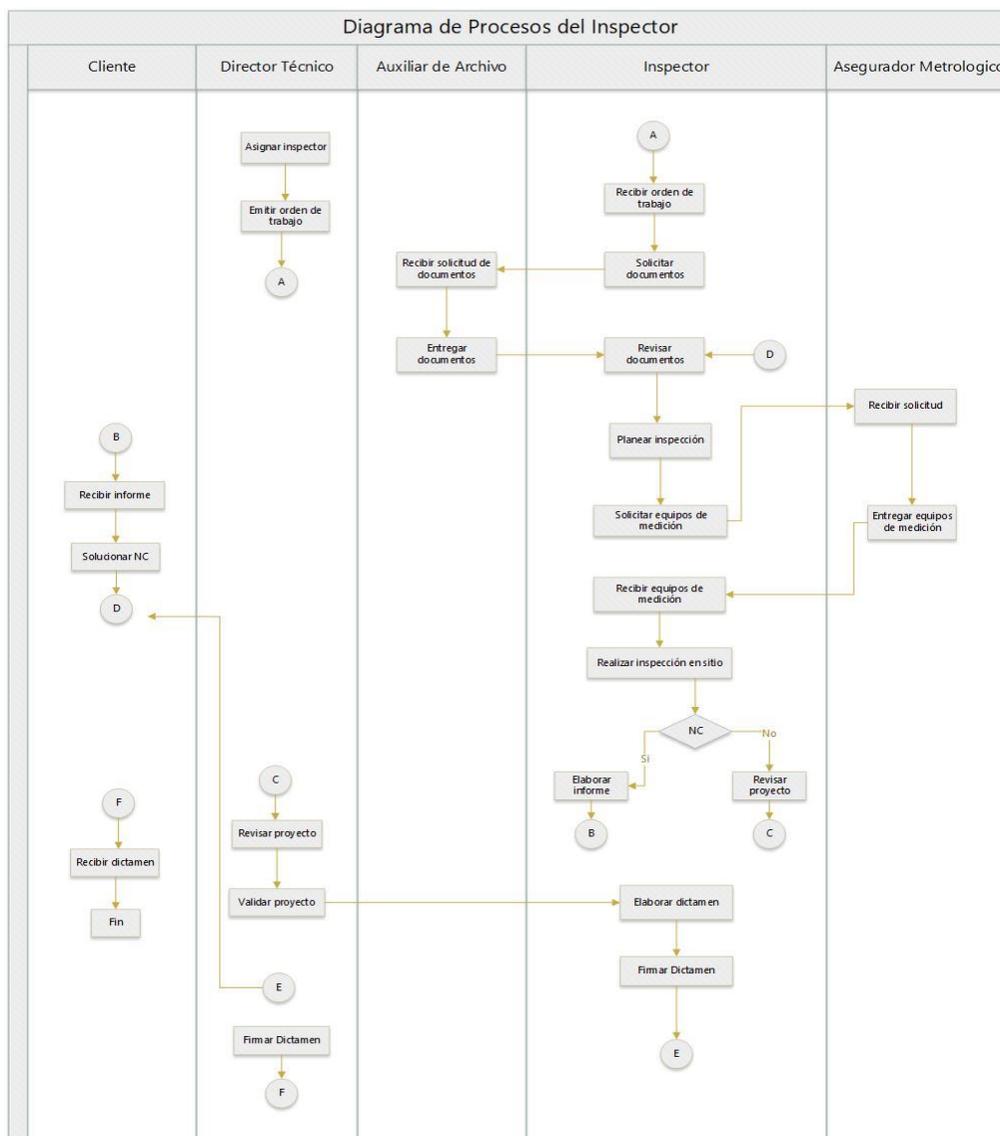


Diagrama 4. Diagrama de Procesos del Inspector. Fuente propia

Este procedimiento se desarrolló para dar a conocer a los inspectores de CERTICOL S.A.S, la forma de cómo se debe realizar el ejercicio de las inspecciones RETIE, en el uso final de sistemas solares fotovoltaicos con clasificación de “Instalaciones Básicas”. Cabe mencionar que los ingenieros inspectores que aprueben el programa de formación técnica y las disposiciones descritas por la empresa CERTICOL S.A.S, deberán conocer y aplicar el procedimiento de inspección descrito a continuación.

### **3.6.1 Solicitud de documentos del cliente**

Es necesario radicar la solicitud de documentos pertinentes para el proceso de inspección RETIE, los cuales deben ser entregados por el cliente que contrato la inspección. La lista de chequeo para documentos técnicos de inspección (Formato 2.), permite hacer una verificación de cada uno de los documentos técnicos que se requieren en la inspección, entre los documentos técnicos necesarios se encuentran:

- **Planos eléctricos de la obra:** Los planos eléctricos contienen la totalidad del alcance de la inspección contratada, las firmas del ingeniero diseñador y el ingeniero Constructor, como también el nombre y la dirección del proyecto a inspeccionar. Este documento debe contenerse obligatoriamente en las instalaciones de CERTICOL S.A.S.
  
- **Fotocopias de las Matriculas del Constructor y Diseñador de la instalación:** El cliente debe entregar fotocopia de las matriculas profesionales del constructor y diseñador de la obra eléctrica, para ello, la fotocopia debe ser legible y podrá ser entregada en medio físico o digital.
  
- **Personal certificado:** Según el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, el diseño debe ser realizado por un ingeniero con su respectiva matricula profesional.

- **Certificación de productos utilizados en las instalaciones eléctricas SSF:** El director de la instalación debe cerciorarse que los productos a instalar cuenten con la certificación de conformidad y que estos correspondan con su respectivo certificado; aquellos productos a los que se les evidencie incumplimiento con el RETIE, deberían ser rechazados, de lo contrario estos productos serán entregados por el cliente que contrato la inspección.

### 3.6.2 Documentación previa a la visita en campo

Una vez se tenga contratada la inspección RETIE, junto con el proceso administrativo y legal de cotizaciones, contratos y pagos, se procede a realizar la programación de la inspección pactada, mediante los siguientes pasos:

- **Orden de trabajo:** este se encuentra bajo la dirección del director técnico, quien es el que diligencia el formato con los datos necesarios para que los ingenieros inspectores identifiquen el servicio a prestar (ver Formato 1).
- **Entrega de los documentos técnicos de la inspección:** El inspector es el encargado de recibir la documentación que ha sido entregada por el cliente para el procedimiento de inspección, por ende su responsabilidad es cuidar la documentación, ya que esta es propiedad exclusiva del cliente. Esta documentación puede recibirse en medio físico o digital y una vez culminada la inspección RETIE, se entregara la documentación del cliente en su totalidad junto con los informes y registros establecidos.
- **Solicitud de Equipos para Mediciones Eléctricas:** El inspector debe solicitar al auxiliar de metrología los equipos necesarios para el proceso de inspección RETIE asignado, teniendo en cuenta el alcance de la inspección eléctrica a revisar, posterior a ello se debe verificar que el equipo entregado se encuentre en buenas condiciones para su uso.

### 3.6.3 Ejecución de la inspección eléctrica SSF en campo

El inspector ejecutara la inspección en campo de acuerdo al cronograma de la inspección establecida, teniendo en cuenta que:

- **Acta de visita:** El inspector debe presentarse ante el constructor o delegado para dar inicio a la inspección y las condiciones de inspección. Este verificara si el personal que atiende la visita es el ingeniero constructor o delegado del proyecto y se debe solicitar las matriculas profesionales para corroborar las competencias técnicas, en caso de no ser así, la inspección no puede continuar y se deberá informar al cliente el incumplimiento al reglamento técnico ver Anexo 4.
- **Reunión de cierre:** Se debe dar a conocer al constructor o delegado las no conformidades encontradas y se debe dejar constancia de las condiciones de inspección, la cual es realizada por el inspector y el director técnico de la empresa. El constructor o delegado, es quien aprueba la fecha para dar solución a las no conformidades y así programar una segunda visita de inspección.
- **Informe de No Conformidades:** El inspector debe realizar el informe de No Conformidades para presentarlo al director técnico, quien junto con el inspector, evaluara la inspección de la instalación eléctrica de acuerdo a lo consignado por el inspector en el acta de visita e informe de No Conformidades. El informe final de No Conformidades elaborado por el director técnico y el inspector de la obra, será entregado al contratante de la inspección (Ver Formato 3). En el acta de visita de la inspección se deja registro de la fecha de visita para la revisión de las No Conformidades que a criterio del constructor estarían listas para ser evaluadas.
- **Revisión de No conformidades (NC):** El acta de visita de la inspección, registra una fecha expresada por el constructor o delegado que atendió la inspección, en ella el inspector debe realizar la nueva visita para la revisión de las No Conformidades que se encuentran en la instalación. El inspector asignado para la segunda visita de inspección

deberá evaluar las No Conformidades presentadas durante la primera evaluación.

Es necesario adjuntar los registros fotográficos de la No Conformidad y el registro fotográfico de las evidencias de corrección de las no conformidades. Las No Conformidades presentadas deben de quedar CERRADAS para así aprobar la instalación.

- **Aprobación de la instalación:** Para aprobar la instalación inspeccionada, las No Conformidades deben encontrarse en estado CERRADAS. El director técnico y el inspector son quienes finalmente aprueban la instalación eléctrica, para expedir el respectivo certificado de conformidad.

### **3.7 DISEÑO DEL DICTAMEN DE INSPECCION AJUSTADO A LA NORMA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Los dictámenes de inspección, describen las evaluaciones y los resultados de una inspección eléctrica, bien sea Aprobado o No Aprobado.

El Reglamento técnico de las instalaciones eléctricas RETIE, establece los formatos para los dictámenes que los organismos de inspección deben entregar al cliente; así como una serie de disposiciones obligatorias.

#### **3.7.1 Emisión**

Los dictámenes de inspección RETIE son responsabilidades del director técnico y el Inspector de la obra eléctrica. Quienes analizan, estudia y emite el formato de dictamen a utilizar en la entrega de los resultados de la inspección RETIE.

#### **3.7.2 Administración y autorización**

Los dictámenes de inspección RETIE, son elaborados por el director técnico y deben ser firmados por el mismo y por el ingeniero inspector que realizo la inspección eléctrica. La codificación de los dictámenes de inspección, se encuentran a cargo del director de calidad quien es el que

lleva el control de la codificación en la base de datos. Por ende, el director técnico envía los dictámenes contruoidos con los resultados de las inspecciones y el director de calidad los codifica e imprime para seguir con el proceso de seguridad y firmas establecidas por la empresa.

Una vez se tengan los dictámenes listos para entregar al cliente, el director de calidad escanea cada dictamen y almacena el archivo en una base de datos.

El dictamen de inspección original es entregado al cliente ya que cada dictamen es único.

### **3.7.3 Protección**

La empresa CERTICOL S.A.S, establece la protección de los dictámenes mediante un sello seco, el cual es puesto por el director de calidad en la parte superior derecha, las firmas elaboradas por el director técnico y el inspector deben ser con lapicero negro y la firma del director técnico debe llevar un sello de color de la empresa para su validez, por último, el papel del dictamen debe ser un papel especial Bond Reciclable con el membrete de la empresa CERTICOL S.A.S.

### **3.7.4 Reemplazo de Dictámenes**

Los dictámenes que por algún motivo deban ser reemplazados, serán reportados al cliente junto con la anulación del anterior. En el nuevo dictamen emitido poseerá una anotación en la casilla de observaciones, donde se describa que dicho documento se reemplazara por el anterior. El dictamen a reemplazar debe tener una marca de “ANULADO” y formar parte de los documentos del proyecto.

### **3.7.5 Renovación de Dictámenes**

Los dictámenes de inspección emitidos podrán ser revocados si se cumplen algunas de las siguientes condiciones:

- Si se comprueba fraude en los documentos técnicos entregados por el cliente.
- Por petición de las autoridades competentes.
- Si en una auditoria interna o externa se considera la revisión de la inspección No conforme. Se debe realizar nuevamente los siguientes procesos:
  - Revisión documental del proyecto.
  - Inspección de la obra en sitio.
  - Informe de la Inspección (NC si las hay).
  - Revisión de las NC presentadas (Si las Hay).
  - Expedición del dictamen de conformidad.
- Si la empresa incumple con los límites de inspección acreditados para el ejercicio de las inspecciones.

**Nota:** La inspección extraordinaria deberá realizarse con un inspector diferente al que inspecciono el proyecto anteriormente. La revocatoria de los dictámenes debe darse a conocer al cliente mediante un comunicado escrito en donde se le indique la decisión de la revocatoria y las posibles acciones a tomar para la conclusión de la inspección eléctrica.

### **3.7.6 Seguridad**

Para garantizar la seguridad de duplicidad de códigos registrados en cada uno de los proyectos a dictaminar, el director de calidad almacena dichos códigos en una base de datos en Excel, la cual es protegida por él y requiere una clave de acceso al archivo para su apertura.

El director de calidad una vez tenga escaneados los dictámenes que se van a entregar al cliente, genera un hipervínculo en la base de datos para su mayor control.

Por ejemplo, existe un formato llamado “cronograma de backup Certicol\_for\_062”, en el cual se establece la copia de seguridad para

cada proceso, garantizando así la seguridad de los dictámenes, documentos, entre otros registros importantes de las inspecciones.

### **3.7.7 Publicación**

Según las nuevas disposiciones del reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, los dictámenes de inspección emitidos deben ser de carácter público, así lo demuestra el Artículo 34.4 “Inspección con fines de Acreditación” – Ítem o. [28]

Por tal motivo, la empresa posee un link en el cual se encuentra habilitado por medio de un código individual, para hacer consultas de dictámenes expedidos y así garantizar la veracidad de las aprobaciones.

Por ejemplo: Se tiene contratado el proyecto X, del cual se poseen varios archivos PDF asociados por fechas, el cliente o quien se interese en la consulta de dictámenes, debe digitar el código asociado al proyecto y podrá conocer todos los dictámenes emitidos de inspección. (El código de búsqueda en la web se encuentra descrito en el dictamen de inspección en físico).

### **3.7.8 Reporte**

Los dictámenes de inspección emitidos se encuentran almacenados en la carpeta de registro de inspección en forma escaneada. Esta carpeta también debe ser implementada en el procedimiento de seguridad de la información para aplicar el proceso de backup. Se tiene reporte de cada dictamen codificado y emitido en una base de datos en Excel custodiada por el director de Calidad.

## **4. CAPITULO - PRUEBAS EN INSTALACIONES DE CAMPO**

A lo largo del desarrollo de la pasantía se realizaron diversas inspecciones en campo, con las que se logró experiencia en el uso del reglamento RETIE y los formatos presentados en el capítulo anterior, determinando así, procesos más cortos al validar los planos de cargas con cálculos más cortos que den resultados exactos como se mostraran más a delante en el desarrollo de este capítulo, es preciso decir que este se realizara como tipo informe de una inspección, pues llenar todos los formatos haría de este capítulo muy extenso y se incumpliría con la norma de confidencialidad de la empresa CERTICOL S.A.S.

### **4.1 PRUEBAS**

Teniendo en cuenta la información vista previamente, el cliente contrata los servicios de la empresa para realizar una inspección en SSFV, dicho cliente debe proveer los documentos necesarios para hacer un estudio previo antes de ir a la obra a verificar, como se detalló en los formatos anteriores.

Se presentará un ejemplo de una inspección como caso de estudio:

#### **A. Salomia**

Dicha obra se encuentra ubicada en la carrera 5 con calle 64 en el barrio Salomia al norte de la ciudad de Cali en el Valle del Cauca, este es un sistema aislado de 3KW con conexión en paralelo y transferencia manual a la red EMCALI, consta de:

- 7 paneles solares monocristalinos 300W a 8A
- Controlador 60A a 24V
- 6 baterías 12V a 100Ah
- Inversor 3000W a 24V

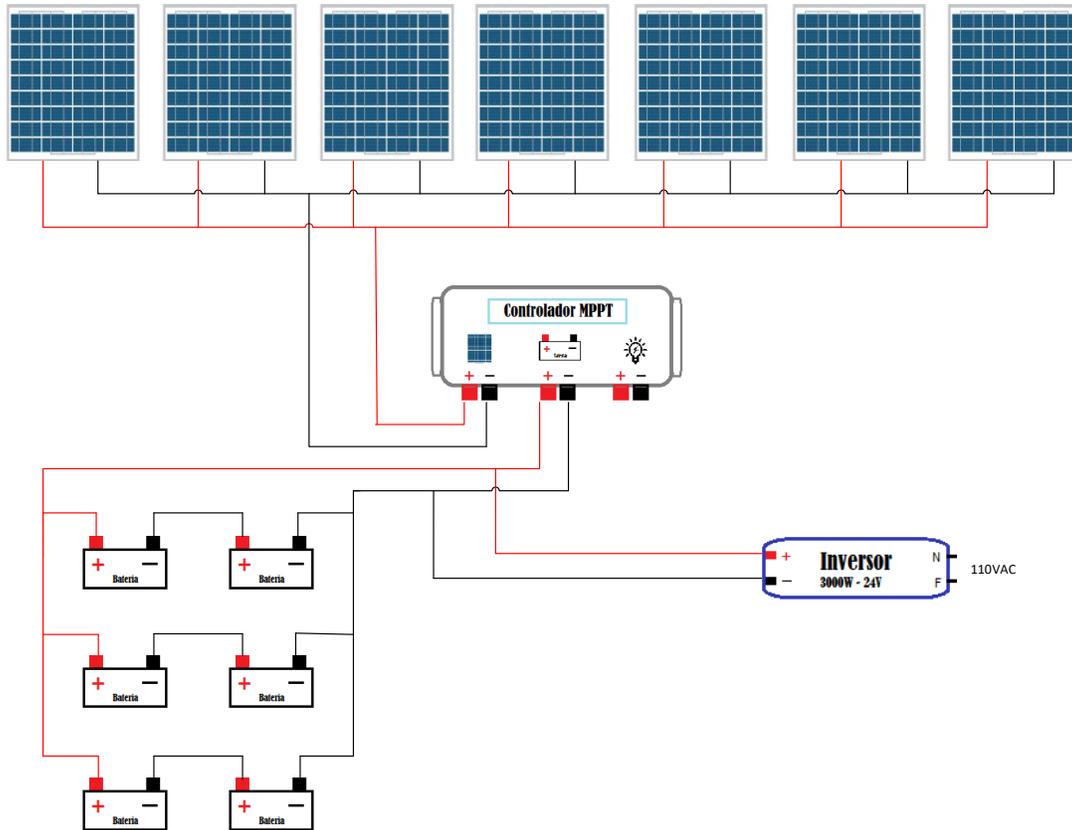


Diagrama 5. Diagrama de conexiones Solomia. Fuente propia

En el Diagrama 5 se evidencian las conexiones del sistema implementado en dicha obra, el cliente no poseía la documentación necesaria para conocer el sistema de forma documental, por lo tanto, fue necesario realizar la inspección en obra y con la evidencia fotográfica mostrada a continuación realizar el diagrama.

Ubicados en el último piso de la edificación, se observa la Fotografía 12, en la cual se encuentra el ingreso hacia la estructura del techo, donde se encuentran ubicados 7 paneles solares monocristalinos, normalmente esta área está asegurada y no hay fácil acceso a la terraza.



Fotografía 12. Acceso al techo. Fuente Propia

En la parte superior del techo, se localizan los paneles solares monocristalinos conectados en forma paralela como se observa en las Fotografía 13 y Fotografía 14



Fotografía 13. Paneles solares en el techo. Fuente propia



Fotografía 14. Paneles solares en Solomia. Fuente propia

En un cuarto ahislado y según la norma, se encuentra en conformidad el banco de baterías con conexión mixta de 100Ah a 12V como se observa en la Fotografía 15.



Fotografía 15. Banco de baterías. Fuente propia

En el mismo cuarto de baterías, se ubica el Controlador MPPT de 60A a 24V como se observa en la Fotografía 16, cumpliendo conformidad.



Fotografía 16. Controlados MPPT. Fuente propia

En la siguiente Fotografía 17, se observar el cuarto del inversor de 3000W, donde se localizan el sistema de transferencia manual para conexión solar o conexión de red EMCALI (Anexo 1) y el panel de brekers para los diferentes apartamentos de la edificación.



Fotografía 17. Inversor y sistema de transferencia manual. Fuente propia

Con el registro fotográfico y la visita en obra finalizada, se procede a verificar por medio de cálculos matemáticos toda la información que el cliente ha entregado sobre el sistema, hasta el momento se puede decir que visualmente se cumple con los requerimientos básicos de la normativa RETIE.

Se realizan los siguientes cálculos de verificación:

Datos de entrada administrados por el cliente:

- Potencia de consumo mensual =  $240 \frac{kWh}{mes} = 240.000 \frac{Wh}{mes}$
- Amperaje máximo en consumo pico 17 Amp
- Voltaje de trabajo 120 Vac
- Potencia requerida por día:  $\frac{Potencia\ Mensual}{30\ dias} = \frac{240.000 Wh/mes}{30 dias} =$

$8000 Wh/dia$

1. Calculo de potencial en el panel:

- Horas pico del sol: 5h

- Potencia requería por día  $8000 \text{ Wh}/\text{día}$
- Potencia requerida en los paneles:  $\frac{\text{Potencia requerida por día}}{\text{Horas pico}} = \frac{8000 \text{ Wh}/\text{día}}{5h} = 1600W$
- Cantidad de paneles:  $\frac{\text{Potencia requerida en paneles}}{\text{Potencia del panel a seleccion}} = \frac{1600W}{300W} = 5.3$  pero este sistema tiene 7 paneles de 300W ósea que continuamos calculando normalmente, pues esto quiere decir que el sistema está sobredimensionado.

## 2. Calculo de Inversor:

Se necesita saber la potencia requerida por día, la profundidad de descarga de la batería, el voltaje de conexión y esto depende de las características de la batería.

- Potencia requerida por día  $8000 \text{ Wh}/\text{día}$
- Profundidad de descarga en baterías de gel de alta calidad 60%
- Potencia de inversor: en este caso se realiza normalmente una medición en todos los electrodomésticos conectados, para tener seguridad de que en una hora pico el inversor pueda soportar toda la carga
- Para calcular la potencia del inversor se multiplica el amperaje máximo en consumo pico  $17 \text{ Amp}$  por  $120V$   $17A \times 120V = 2.040 W$  por lo general siempre se usa un inversor superior al del resultado obtenido, por lo tanto el inversor es de  $3000W$  con una conexión a  $48V$ . Por lo tanto el inversor debe ser de onda pura  $3000W$  a  $24V$

## 3. Calculo de baterías:

En este caso se utilizaron baterías de  $100Ah$  a  $12V$ , como el inversor funciona a  $24V$  se deben conectar en serie dos baterías para sumar el voltaje y tener  $100Ah$  según ley de OHM las baterías conectadas en serie suman los voltajes y el amperaje se conserva igual por lo tanto  $3 \times 100Ah = 300A$

## 4. Calculo del controlador de carga:

Se debe tener en cuenta el amperaje pico de cada panel, si los paneles están conectados en paralelo los amperios se suman y así se obtiene el amperaje que debe manipular el controlador.

En el sistema se tienen 7 paneles solares de 300W a 8Amp (según ficha técnica) conectados en paralelo, por lo tanto hay un total de 7 paneles  $\times$  8Amp = 56Amp, con este dato se puede evidenciar que el sistema debe usar un controlador por encima de los 60Amp a 24V si es MPPT O PWM va en decisión del cliente, pero ya que es de uso doméstico lo ideal es un MPPT.

Terminados los cálculos y comparando con el diagrama de conexión y el registro fotográfico, se determina en la Tabla 5 que:

<b>Diagnostico General Salomia</b>			
<b>Criterio</b>	<b>Conforme</b>	<b>No conforme</b>	<b>Observaciones</b>
Diagrama 5		X	El sistema no poseía diagrama de conexión, por lo tanto este fue realizado por el inspector.
Fotografía 12	X		
Fotografía 13	X		
Fotografía 15	X		Las baterías se encuentran aisladas del piso y se cumple código de colores.
Fotografía 16	X		
Fotografía 17		X	No cumple con código de colores, los tableros deben llevar los diagramas, identificación del circuito, no posee logo de riesgo eléctrico.

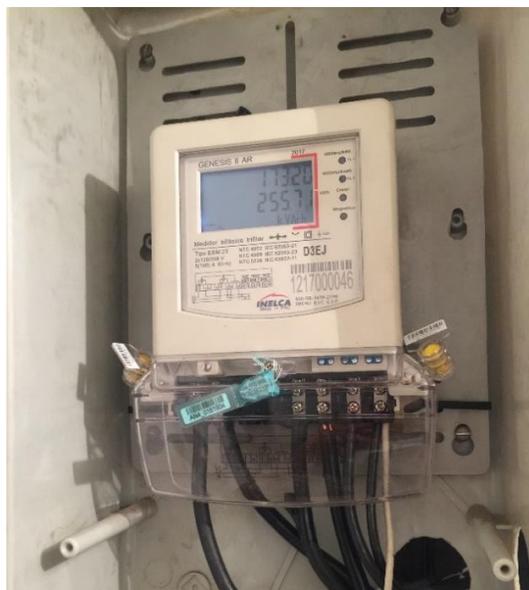
Documentación		X	La inspección se realizó para lograr pruebas, a pesar de que no cumplió con los documentos básicos requeridos desde el inicio.
<b>Veredicto Final</b>	El sistema consta de varias No conformidades, lo cual concluye que actualmente no se aprueba la inspección RETIE para certificación de SSFV.		

Tabla 5. Diagnostico General Salomia. Fuente Propia

Adicionalmente, se detallaran dos sistemas inspeccionados, los cuales han sido evaluados de igual forma al descrito anteriormente.

### B. Santa Teresita

Esta obra se encuentra ubicada en la carrera 1B # 6 – 38 en el barrio Santa Teresita al noreste de la ciudad de Cali en el Valle del Cauca, este es un sistema inyectado a red sin baterías. Este sistema no fue aprobado para realizar inspección ni certificación por estar incompleto, pero a fin de realizar una prueba, se llevó a cabo una visita técnica.



Fotografía 18. Contador bidireccional EMCALI. Fuente propia

En la Fotografía 18 se observa un contador bidireccional, instalado por la empresa EMCALI, con el fin de saber cuánta energía se usa del sistema solar y cuanta de energía eléctrica. En la Fotografía 19 se observa un sistema de transferencia manual, el cual se encuentra desconectado, haciendo que se trabaje solo con energía eléctrica de EMCALI.



Fotografía 19. Sistema de transferencia manual. Fuente propia

En la Fotografía 20 se aprecia la conexión entre el inversor y la transferencia manual, carece de planos y señalización.

Es necesario destacar que a este sistema se le realizó únicamente una visita en obra, puesto que el cliente está en proceso de ampliación y mejora con seguimiento de normativa RETIE del sistema, por lo tanto la inspección se encuentra en estado de aplazo.



Fotografía 20. Inversor. Fuente Propia

En la siguiente Tabla 6 se observa detalladamente un diagnóstico general de la inspección realizada.

<b>Diagnostico General Santa Teresita</b>			
<b>Criterio</b>	<b>Conforme</b>	<b>No conforme</b>	<b>Observaciones</b>
Fotografía 18		X	No cumple con código de colores, los tableros deben llevar diagramas, identificación del circuito, no posee logo de riesgo eléctrico.
Fotografía 19	X		Falta diagrama de conexiones.
Fotografía 20		X	Falta diagrama de conexión, identificación de circuitos, logo de riesgo eléctrico.
Documentación		X	La inspección se realizó para lograr pruebas, a pesar de que no cumplió con los documentos básicos requeridos desde el inicio.

**Veredicto Final**

El sistema consta de varias No conformidades, lo cual concluye que actualmente no se aprueba la inspección RETIE para certificación de SSFV.

Tabla 6. Diagnostico General Santa Teresita. Fuente Propia

**C. La Reforma**

Este sistema se encuentra ubicado a las afueras de la ciudad de Cali, en una parcelación, la casa es alimentada únicamente por un sistema solar fotovoltaico, cuenta con red eléctrica EMCALI pero hace más de dos meses no tienen el servicio eléctrico. El sistema consta de:

- 4 paneles solares policristalinos de 300W a 8A
- Controlador MPPT 60A a 24V
- 6 baterías 12V a 100Ah en conexión mixta
- Inversor 3000W a 24V

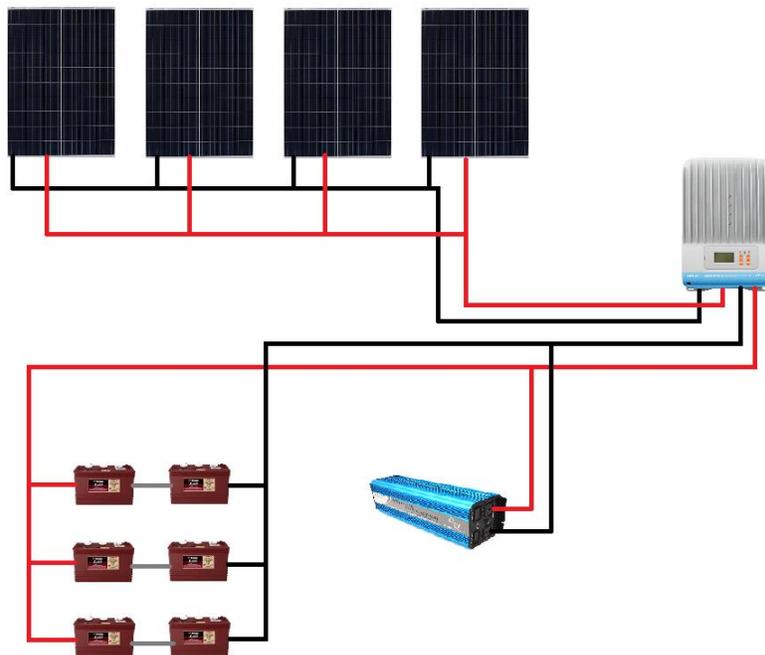


Diagrama 6. Diagrama de Conexiones La Reforma. Fuente cliente

En el Diagrama 6 se evidencian las conexiones del sistema implementado en dicha obra, este fue proporcionado por el cliente, junto a otros documentos del

sistema de forma documental, fue necesario realizar la inspección en obra y con recopilar evidencia fotográfica mostrada a continuación.

Ubicados en obra, se encuentran a 5 metros de distancia, la estructura base de los paneles solares fotovoltaicos, conformado por 4 paneles como se observa en la Fotografía 21.



Fotografía 21. Estructura y paneles solares. Fuente propia

Comprobados los datos documentales de los paneles, se procede a ubicar la caja de brekers y la transferencia manual del sistema como se observan en la Fotografía 22, se adjuntaron las fotografías más relevantes para verificar el cumplimiento o no cumplimiento del reglamento.



Fotografía 22. Transferencia manual y caja de brekers. Fuente propia

En la Fotografía 23 se observa el banco de baterías junto con el controlador y el inversor, ubicados en un cuarto aislado que se encuentra retirado de la vivienda, las baterías cumplen con reglamento pero no con el diseño entregado por el cliente.



Fotografía 23. Banco de baterías, inversor y controlador. Fuente propia.

Respectivamente, en la Fotografía 24 y Fotografía 25 se observan las conexiones del resto del sistema.



Fotografía 24. Inversor 3000w y Controlador MPPT. Fuente Propia.



Fotografía 25. Banco de baterías. Fuente propia.

Con el registro fotográfico y la visita en obra finalizada, se procede a verificar por medio de cálculos matemáticos toda la información que el cliente ha entregado sobre el sistema, de la misma forma en que se realizó la primera inspección analizada.

Terminados los procesos de inspección, se determina en la Tabla 7 que:

<b>Diagnostico General La Reforma</b>			
<b>Criterio</b>	<b>Conforme</b>	<b>No conforme</b>	<b>Observaciones</b>
Diagrama 5		X	El diagrama de conexión entregado por el cliente, no corresponde a la conexión que se ve en obra.
Fotografía 21	X		
Fotografía 22	X		
Fotografía 23	X		
Fotografía 24	X		
Fotografía 25	X		Las baterías se encuentran aisladas del piso y se cumple código de colores.
Documentación		X	La inspección se realizó para lograr pruebas, a pesar de que no cumplió con los documentos básicos requeridos desde el inicio.
<b>Veredicto Final</b>	El sistema consta de varias No conformidades, lo cual concluye que actualmente no se aprueba la inspección RETIE para certificación de SSFV.		

Tabla 7. Diagnostico General La Reforma. Fuente Propia

## 4.2 RESULTADOS

A lo largo del desarrollo de las pruebas en campo realizadas en la pasantía, se logró experiencia y la correspondiente validación de los formatos de inspección RETIE, determinando así, la conformidad o no conformidad de un sistema para ser certificado.

En el capítulo 3 se dio un análisis para la implementación de un sistema fotovoltaico acoplado a red, a fin de establecer el que mejor se ajustara a las características y condiciones de la empresa CERTICOL S.A.S, con esto se da cumplimiento al primer objetivo específico

Gracias al estudio de los dos borradores RETIE en instalaciones y productos, se logró la aplicabilidad de la norma RETIE a Sistemas Fotovoltaicos acoplados a red y tipo isla, obteniendo como resultado los formatos de criterios de inspección y esto permite el cumplimiento del segundo objetivo específico.

Se diseñó un procedimiento de evaluación, el cual está especificado a lo largo del capítulo 3, en donde se ajusta los parámetros de la norma RETIE, con los direccionamientos de la empresa CERTICOL S.A.S para sistemas fotovoltaicos. Logrando el cumplimiento del tercer objetivo específico.

Se consolidaron los resultados mediante informes de cumplimiento expuesto en la empresa y enviado al Director para así determinar el cumplimiento del cuarto y último objetivo específico.

Adicional a esto, la empresa paso por un periodo de auditoria por parte de ONAC, el cual favoreció ampliamente en el desarrollo de este trabajo y se obtuvo una mayor experiencia, en la cual se desarrolló el Diagrama 3, que corresponde al funcionamiento de la nueva área de servicios para la inspección de sistemas SSF de la empresa CERTICOL S.A.S.

Las pruebas en campo fueron claves para determinar la validación de todos los formatos, diagramas y análisis realizados para obtener una óptima metodología de inspección, dichas pruebas no cumplieron con la inspección como se observa en la Imagen 5, donde se evidencia una gráfica de resultados obtenida por los porcentajes de cumplimiento mostrados en la Tabla 8.

<b>Resultados en Obras Inspeccionadas</b>			
<b>Ítems evaluados</b>	<b>Porcentaje de cumplimiento</b>		
	<b>Solomia</b>	<b>Santa Teresita</b>	<b>La Reforma</b>
Validación de Documentos	40%	20%	35%
Inspección en obra	75%	35%	75%
NO conformidades	30%	80%	40%
Dictamen	70%	20%	60%

Tabla 8. Porcentajes de cumplimiento en obras



Imagen 5. Grafica de resultados en obras

A continuación, En la Tabla 9, se detallan los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo de la pasantía en la empresa CERTICOL S.A.S, los ítems mencionados hacen referencia a formatos o trabajos específicos realizados en la empresa.

Tabla de Resultados			
Ítem	Aprobado	Rechazado	Observaciones
Criterios de inspección según RETIE	X		Lista de chequeo para Sistemas Solares Fotovoltaicos
Estudio de un SSFV para la empresa CERTICOL S.A.S	X		

Instalación de un SSFV para la empresa CERTICOL S.A.S		X	El director técnico de CERTICOL, rechazó la propuesta de instalación, por costos y en lugar de ello se realizaron inspecciones de campo como pruebas, esto fue recomendación por parte de ONAC
Diagrama de flujo para el área SSFV	X		Diagrama de Funcionamiento de la nueva área implementada
Formato orden de trabajo	X		
Lista de chequeo de documentos técnicos	X		
Diagrama de procesos del inspector	X		
Formato de NO conformidades	X		
Procedimiento de inspección detallado	X		
Pruebas en instalaciones de campo	X		Ninguno de los sistemas evaluados aprobó con los criterios de inspección, pero es considerado falla por parte de los clientes, ya que la empresa acata todas las normas de RETIE
Diagnósticos generales	X		
Auditoria ONAC	X		La empresa CERTICOL S.A.S afronto una auditoria para rectificar el permiso y cumplimiento para inspeccionar obras eléctricas.
Formato acta de visita de inspección	X		
Lista de chequeo de productos con certificado RETIE	X		

Lista de chequeo de diseño de instalaciones eléctricas SSF	X		
Lista de chequeo uso final SSF	X		

Tabla 9. Resultados en la Pasantía

#### 4.3 CONCLUSIONES

- Se obtuvo la primera etapa necesaria para lograr una posible acreditación de ONAC para poder certificar el cumplimiento normativo de los SSFV.
- Gracias al trabajo de pasantía en la empresa CERTICOL S.A.S, fue posible conocer y experimentar el trabajo en oficina y obra de un ingeniero como tal, lo que logro expandir la experiencia adquirida en la universidad.
- Toda empresa encargada del área de certificaciones, debe pasar por una auditoria anual por un ente superior (ONAC), el cual evalúa el desempeño de todos los profesionales empleados y el desarrollo objetivo de proyectos aleatorios.
- Inicialmente la empresa planeaba instalar un sistema solar para alimentar los dispositivos de esta, pero por cuestiones de dinero el proyecto fue aplazado y esto abrió la puerta a realizar inspecciones en obras diferentes.
- Para realizar una inspección fotovoltaica, los inspectores de la empresa deben recibir una capacitación y estudio completo, junto con documentación que reforcé sus conocimientos y así reducir el margen de error al momento de evaluar una obra.
- por lo tanto, el cumplimiento total de los objetivos específicos, lleva a cumplir satisfactoriamente el objetivo general el cual radica en apoya el diseño de un sistema fotovoltaico acoplado a red y tipo isla, teniendo en cuenta el análisis y seguimiento de las la norma RETIE para incorporarla en la empresa CERTICOL S.A.S.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] CALVO BOHÓRQUEZ, Farley. Análisis de viabilidad para la implementación de sistemas de generación eléctrica usando energía solar para uso residencial. 2009.
- [2] BACHILLER, Rafael. "El sol: nuestra estrella, nuestra energía." Observatorio Astronómico Nacional. Instituto Geográfico Nacional-Ministerio de Fomento (2009): 381-382.
- [3] TAFALLA, Mario. ¿Cómo nació el Sol? Formación de estrellas de tipo solar, Anuario del Observatorio Astronómico de Madrid para el año 2002
- [4] IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. Impacts, Adaptation and Vulnerability, 2014.
- [5] OMS. Organización Mundial de la Salud. "Cambio Climático y Salud" 2018. Visto en: <http://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/cambio-clim%C3%A1tico-y-salud>
- [6] Germanwatch. Global Climate Risk Index. 2010
- [7] Ideam. 2ª Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. 2010
- [8] Imagen tomada de: <http://econologika.com/paneles-solares/como-se-genera-la-energia-solar-fotovoltaica>
- [9] Imagen tomada de: [https://es.made-in-china.com/co\\_huawei-battery/image\\_12V100ah-12V-100ah-Lead-Acid-UPS-AGM-Accumulators-Full-Gel-Deep-Cycle-VRLA-Solar-Battery-SLA-SMF-High-Rate-Rechargeable-Outdo-Long-Life-Factory-Battery\\_houuinuuu\\_ZBwQECozAAfl.html](https://es.made-in-china.com/co_huawei-battery/image_12V100ah-12V-100ah-Lead-Acid-UPS-AGM-Accumulators-Full-Gel-Deep-Cycle-VRLA-Solar-Battery-SLA-SMF-High-Rate-Rechargeable-Outdo-Long-Life-Factory-Battery_houuinuuu_ZBwQECozAAfl.html)
- [10] CAVASASSI José Luis. ¿Qué es una batería de Ciclo Profundo? edición: C1416ANF Bolivia
- [11] Inversor de corriente de onda senoidal pura, Manual de instrucciones. TELECOM
- [12] MUÑOZ CASTAÑER, Luis. Energía solar fotovoltaica. Edicions UPC, 1994. Página 40
- [13] Ley. 697 de 2001, por la cual se dictan algunas disposiciones sobre prácticas comerciales restrictivas, 30.138 Diario Oficial, 22 de enero de 1960.

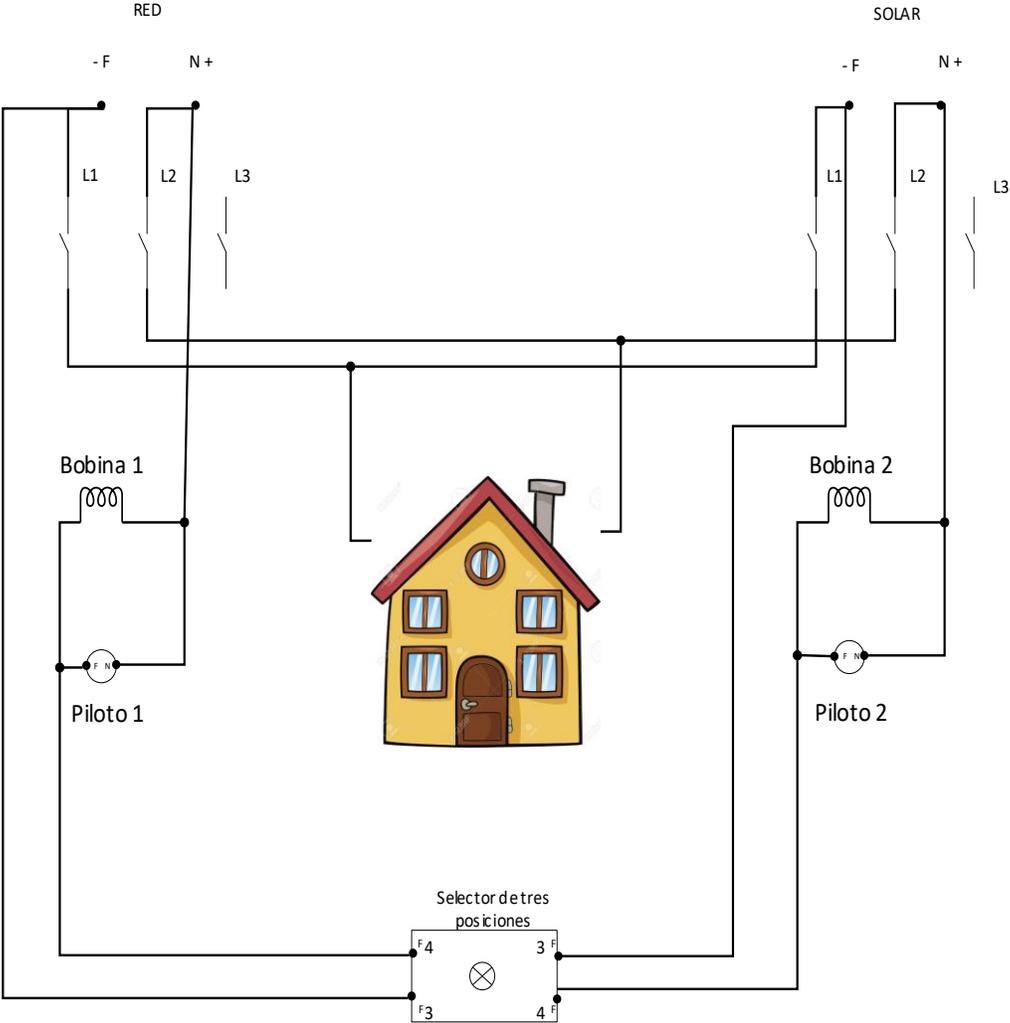
- [14] Pérez Naranjo, E., & Agudelo Rojas, F. M. Monografía sobre la implementación de energías alternativas en Puerto Carreño, Vichada.
- [15] Econ. Yvone León Uzcátegui. Nuevas tecnologías en la producción y consumo de energía: un reto para los países de la OPEP. Revista INFACES, año 12, Universidad de Carabobo
- [16] Solar, E., & SOLARE, T. (2018). Energía solar térmica. Energía Solar.
- [17] Ministerio de Minas y energías, DECRETO 3686 de 2003, bajo la ley 697 de 2001. República de Colombia
- [18] MARTIL Ignacio, ¿Cómo lograr energía limpia y abundante?: de la célula solar al sistema fotovoltaico, Universidad Complutense de Madrid 2017
- [19] Generación de Energía Eléctrica con Fuentes Renovables, Universidad de Chile. Apunte EL6000, 2009
- [20] CANTILLO, Ernesto; DAZA, Julio. El sector solar fotovoltaico en el caribe colombiano: análisis técnico y de mercado. Scientia et technica, 2012, vol. 2, no 51, pag. 87
- [21] Controlador solar MPPT, Manual de instalación. CONNERA ISOLA, Mexico.
- [22] CASTRO MONTAÑA, Jhonn Edgar. Argumentos para una educación energética en Colombia: Entre lo planetario, lo contextual y la no transferencia. Revista Virtual EDUCyT 15. 2013.
- [23] OLANO, MF Manguashca. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE. MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA, 2008.
- [24] MONTENEGRO CALDERON, Dorys Marlen. El reglamento técnico de instalaciones eléctricas, RETIE, como una medida no arancelaria (mna): una oportunidad de mejora para algunas empresas del sector eléctrico en Bogotá. MS thesis. Universidad Militar Nueva Granada, 2017.
- [25] EROSKY Consumer, Los problemas ambientales que deberían preocuparnos. Alex Fernandez, edición: 219707 de 2014.
- [26] National Geographic, Before the flood. Leonardo DiCaprio, 2016 Visto en: <https://www.nationalgeographic.es/video/tv/flood>
- [27] CASTILLO, York, et al. Role of Non-Conventional Energy Sources in the Colombian electricity sector. Prospectiva, 2015, vol. 13, no 1, p. 39-51.

- [28] LADINO PERALTA, Rafael Eduardo. La energía solar fotovoltaica como factor de desarrollo en zonas rurales de Colombia. Caso vereda Carupana, municipio de Tauramena, departamento de Casanare. 2011. Tesis de Maestría.
- [29] FAO, Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación. 2018. Visto en: <http://www.fao.org/climate-change/es/>
- [30] Ley. 1715 de 2014, "Regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional." Congreso de la Republica de Colombia, Diario Oficial No. 49.150 de 13 de mayo de 2014
- [31] Prias, O., & Montaña, D. (2014). Modelo estratégico de innovación para impulsar la gestión energética en Colombia. *Energética*, (44), 61-68.
- [32] UPME. Convenio de cooperación técnica no reembolsable ATN/FM-12825-CO, 2015. Visto en: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Energias-renovables.aspx>
- [33] CELSIA. 9 de Abril de 2018. Visto en: <https://blog.celsia.com/nueva-resolucion-de-la-creg-usuarios-pueden-producir-y-vender-energia/>
- [34] Resolución No. 030 de 2018, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Ministerio de Minas y Energía. Visto en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>
- [35] Ministerio del Medio Ambiente. "Colombia y Dinamarca aliados para impulsar Fuentes no Convencionales de Energías Renovables". Bogotá, 2019. Visto en: <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4255-colombia-y-dinamarca-aliados-para-impulsar-fuentes-no-convencionales-de-energias-renovables>
- [36] Miguel Alonso Abella CIEMAT. "Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos". Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. Madrid - España.
- [37] Estudio tomado de la página de la NASA, <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [38] Imagen tomada de: <https://us.sunpower.com/sites/default/files/media-library/data-sheets/ds-e20-series-327-residential-solar-panels.pdf>

- [39]** PVsyst, "Software Evaluation". Francia, 2011. Visto en:  
<https://www.pvsyst.com/software-evaluation/>
- [40]** FV – Expert "Suelo Solar, Software (Edición Demo) ", Madrid, España. 2011.  
Visto en: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=6442>
- [41]** CELIK, Ali N. vol. 32, no 12. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems. Renewable Energy. 2007.

**ANEXO 1 DIAGRAMA DE TRANSFERENCIA MANUAL**

**Transferencia Manual**



## **ANEXO 2. VISITA DE INTERVENTORÍA POR ONAC**

### **Auditoria ONAC**

La empresa CERTICOL S.A.S como cada año recibe una auditoria por parte del Organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC, esta compañía se organizó bajo las leyes colombianas dentro del marco del Código Civil y las normas sobre ciencia y tecnología.

ONAC tiene como objetivo principal acreditar la competencia técnica de Organismos de Evaluación de la Conformidad, las principales funciones son: [1]

- a. Proveer servicios en condiciones no discriminatorias y observar las disposiciones en materia de competencia económica.
- b. Acreditar, previa verificación de cumplimiento a los requisitos de loa organismos de evaluación de conformidad que lo soliciten.
- c. Tramitar y responder, conformidad con las disposiciones y reglamentarias vigentes, normas internacionales aplicables y las solicitudes que presenten los interesados.
- d. Asegurar la idoneidad personal involucrado en actividades.
- e. Informar y solicitar concepto previo y aprobación al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo sobre la intención de celebrar un acuerdo de mutuo.
- f. Mantener un programa de vigilancia que permita demostrar, en cualquier momento, que los organismos acreditados cumplieron con condiciones y los requisitos que sirvieron de para su acreditación.
- g. Establecer un procedimiento interno que permita a los involucrados en la acreditación y administración de organismos declararse impedidos y excusarse en situaciones posibles conflicto de interés.

- h. Obtener y mantener reconocimiento internacional a través la evaluación de por parte de pares internacionales y de la afiliación y actividades programadas por instituciones internacionales con la acreditación.
- i. Proporcionar al Gobierno Nacional la información que le solicite sobre de la actividad acreditación, sin menoscabo principio confidencialidad.
- j. Conceptuar de manera oficiosa los proyectos técnicos elaborados por entidades de regulación.
- k. Participar en la Comisión Intersectorial la Calidad.
- l. Apoyar legislación, regulación, reglamentación y ante las autoridades iniciativas para promover las prácticas en el ejercicio de evaluación la conformidad, vigilancia y control de las mismas.
- m. Coordinar las funciones relacionadas con la acreditación prevista y en las normas que lo modifiquen, adicionen, sustituyan o complementen.
- n. Informar a los organismos evaluadores la conformidad sobre cualquier cambio en los requisitos de la acreditación.
- o. Ejercer como autoridad de Monitoreo en Buenas Prácticas de Laboratorio de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico -OCDE.”

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la empresa CERTICOL S.A.S debe cumplir todos los requerimientos para poder renovar su permiso de inspección para la ISO /IEC 17020:2012, 12-OIN-007 [1]

### ANEXO 3. LISTA DE CHEQUEOS PARA CRITERIOS DE INSPECCIÓN SSF

## LISTA DE CHEQUEO PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS



Nombre del Proyecto: \_\_\_\_\_ Código del Proyecto: \_\_\_\_\_

Fecha de Inspección: \_\_\_\_\_

Nombre del Inspector: \_\_\_\_\_

Matricula Profesional: \_\_\_\_\_

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	RELACIÓN DE ARTICULO	APLICA		CUMPLE		
			SI	NO	SI	NO	
<b>RETIE PRODUCTOS</b>							
<b>REGLAMENTACIÓN TÉCNICA DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS</b>							
1	Aplica a los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica en instalaciones de construcciones de uso domiciliario, comercial, industrial o establecimientos públicos e instalaciones para conectarse a la red de distribución de uso general, como generadores o auto generadores; no aplica a paneles de potencia menores a 50 W para aplicaciones individuales	RETIE 27					

<p><b>2</b></p>	<p>Para mejor comprensión de la terminología utilizada en estas tecnologías se recomienda tener en cuenta la norma ISO-9488- Solar Energy Vocabulary (Vocabulario sobre Energía Solar). Los paneles solares fotovoltaicos deben cumplir los requisitos que apliquen de normas técnicas internacionales o de reconocimiento internacional, tales como las señaladas a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IEC 61215 Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval, para módulos fotovoltaicos terrestres de silicio cristalino.</li> <li>- IEC 61646 Thin-Film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval, para los módulos fotovoltaicos terrestres de película delgada.</li> <li>- IEC 61701 Prueba de corrosión en presencia de niebla salina; requisitos de los módulos FV en aire cargado de sal, para instalaciones en medios con alto grado de contaminación salina</li> <li>- IEC-61727-Photovoltaic (PV) systems Characteristics of the utility interface (Características funcionales de los sistemas fotovoltaicos de la interfase).</li> <li>- IEC 61730 Preparación de seguridad del módulo FV, partes 1 y 2; Calificación de la seguridad- requisitos para la construcción y ensayos, incluyendo la protección de clase II.</li> <li>- IEC 62108 Concentrator Photovoltaic (CPV) Modules and Assemblies - Design Qualification and Type Approval (Módulos Fotovoltaicos para Concentradores y arreglos – Calificación del diseño y homologación). Módulos fotovoltaicos para radiación concentrada. - UL1703 Inspecciones de seguridad aplicadas a los elementos fotovoltaicos integrados en edificios (BIPV) para módulos y paneles FV con placa plana.</li> <li>- UL 61646 Cualificación del diseño y homologación para módulos de película delgada fotovoltaica terrestre (PV).</li> </ul> <p>Para instalaciones en medios con alto grado de contaminación salina se debe cumplir la norma IEC 61701: prueba de corrosión en presencia de niebla salina; requisitos de los módulos FV en aire cargado de sal o norma equivalente como la ASTM E 1524 (12.02) Saltwater Immersion and Corrosion Testing of Photovoltaic Modules for Marine Environments. Test Method for (Método de prueba por Inmersión en agua salada y ensayo de corrosión en módulos fotovoltaicos para ambientes marinos). Así mismo, la UL 4703 para conductores y UL 6703 para conectores.</p>	<p>RETIE 27.1 Parte a)</p>				
<p><b>3</b></p>	<p>Protecciones de los paneles solares. Los paneles solares deben contar como mínimo las siguientes protecciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diodo de bloqueo: Los paneles solares fotovoltaicos deben disponer de un diodo para bloquear el flujo inverso de la corriente en un circuito, en conformidad a la norma IEC 62548</li> <li>- Protección contra sombreados parciales: Los módulos deben llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las celdas y sus circuitos por sombreados parciales,</li> <li>- Nivel de encerramiento IP: Los módulos deben tener un grado de protección no menor a IP 65 o su equivalente NEMA</li> </ul>	<p>RETIE 27.1 Parte b)</p>				

4	<p>Marcado y etiquetado. De conformidad con la norma IEC 61215, cada módulo solar debe llevar una etiqueta general, embebida o adherida de tal manera que no permita su remoción, localizada en la parte posterior del módulo, en la cual de manera clara e indeleble se señale la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombre, monograma o símbolo del fabricante</li> <li>- Tipo o número del modelo</li> <li>- Serie</li> <li>- Fecha y lugar de manufactura debe estar marcada en la etiqueta del módulo o debe ser rastreable a partir del número de serie.</li> <li>- Polaridad de los terminales (código de colores está permitido)</li> <li>- Tensión máxima del sistema para el cual el módulo es apropiado en V.</li> <li>- Potencia Máxima en Wp</li> <li>- Tensión de circuito abierto Voc en V</li> <li>- Corriente de cortocircuito (Isc) en A</li> <li>- Tensión de potencia máxima en V</li> <li>- Corriente de máxima potencia en A</li> <li>- Temperatura Nominal de Operación de la Celda (NOCT) en grados Celsius.</li> <li>- Símbolo de riesgo eléctrico puede ir en la etiqueta general o en otra específica.</li> </ul> <p>Adicionalmente, el fabricante debe informar en catálogos o publicaciones de público conocimiento, lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Corriente de cortocircuito (ISC): máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.</li> <li>- Tensión de circuito abierto (VOC): máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.</li> <li>- Punto de máxima potencia (Impp, Vmpp): corriente y tensión donde la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.</li> <li>- Factor de forma (FF): relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (Impp) y la tensión de máxima potencia (Vmpp). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.</li> <li>- Eficiencia y rendimiento (<math>\eta</math>): cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar al 20%, por lo que se busca que en los proyectos no se utilicen paneles con eficiencia menor al 12% en silicio cristalino y 10% para película delgada.</li> <li>- Coeficientes de temperatura para corriente, tensión y potencia pico.</li> </ul>	RETIE 27.1 Parte c)				
5	<p>Los módulos solares fotovoltaicos deben demostrar el cumplimiento de los requisitos de la norma que le aplique, de las anteriormente señaladas, mediante un certificado de producto expedido por un organismo de certificación acreditado, previo cumplimiento, de las siguientes pruebas y ensayos, realizados por un laboratorio acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación reconocido por ILAC</p>	RETIE 27.2				

6	Determinación de la característica corriente-tensión, (curva I-V), de acuerdo con la IEC 60904-1, para un rango de temperaturas entre 25 oC y 50 oC, y niveles de irradiancia entre 700 y 1100 W/m2.	RETIE 27.2 Parte a)																																
7	Medición de los coeficientes de temperatura $\alpha$ , $\beta$ y $\delta$ , para: corriente ( $\alpha$ ), tensión ( $\beta$ ) y potencia pico ( $\delta$ ). Para lo cual se deben tener en cuenta las temperaturas extremas que se presentan en Colombia y no las de países con estaciones.	RETIE 27.2 Parte b)																																
8	Medición de la Temperatura Nominal de Operación de la Celda, (NOCT).	RETIE 27.2 Parte c)																																
9	Medición de la Potencia Máxima (Wp: Vatios pico) bajo Condiciones de Prueba Estándar (CPE) y (NOCT).	RETIE 27.2 Parte d)																																
10	Medición y cálculo de la eficiencia del módulo. Se calcula como la potencia pico dividida por el área del módulo.	RETIE 27.2 Parte e)																																
11	<p>Adicionalmente los módulos deben ser sometidos a las siguientes pruebas, que se deben realizar bajo las normas señaladas en la siguiente tabla u otras que apliquen al mismo tipo de ensayo, en todo caso debe señalarse la norma aplicada.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Ensayo</th> <th>Descripción</th> <th>Norma ASTM</th> <th>Norma IEC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Ensayo Aislamiento eléctrico</td> <td>Este ensayo tiene como propósito verificar si el módulo fotovoltaico está lo suficientemente aislado eléctricamente, con este propósito se determina la rigidez dieléctrica y se mide la resistencia de aislamiento.</td> <td>ASTM E1462 Insulation integrity and ground path continuity of photovoltaic.</td> <td>IEC 61215 IEC 61646</td> </tr> <tr> <td>Ensayo de torsión</td> <td>Este ensayo establece el método para detectar los defectos que puede sufrir un módulo al ser montado en una estructura soporte.</td> <td>ASTM E1830 Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules.</td> <td>IEC 61215 IEC 61646</td> </tr> <tr> <td>Ensayo de carga mecánica</td> <td>Este ensayo establece el método para determinar la capacidad del módulo para soportar las cargas de viento. No se requiere hacer pruebas para soporte de nieve y de hielo.</td> <td>ASTM E1830 Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules.</td> <td>IEC 61215 IEC 61646</td> </tr> <tr> <td>Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV)</td> <td>Este ensayo establece un procedimiento para determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar la exposición a la radiación ultravioleta. Usualmente en longitudes de onda entre 200 a 400 nm.</td> <td>ASTM E1596 Solar Radiation Weathering of Photovoltaic Modules.</td> <td>IEC 61345</td> </tr> <tr> <td>Ensayo de resistencia al impacto de golpes</td> <td>Este ensayo establece el procedimiento para verificar el comportamiento del módulo fotovoltaico frente al impacto de granizo de tamaños comunes en Colombia.(esfera de hielo no mayor de 25 mm de diámetro)</td> <td>ASTM E1038 Determining Resistance of Photovoltaic Modules to Hail by Impact with Propelled Ice Balls</td> <td>IEC 61721</td> </tr> <tr> <td>Ensayo de calentamiento húmedo</td> <td>Este ensayo establece el procedimiento para verificar la capacidad del módulo fotovoltaico de soportar los efectos de la humedad durante tiempo prolongado, (condición trópico húmedo).</td> <td>ASTM E1171 Photovoltaic Modules in cyclic Temperature and Humidity Environments.</td> <td>IEC 61215 IEC 61646</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tabla 20.12 Pruebas para módulos solares fotovoltaicos</p>	Ensayo	Descripción	Norma ASTM	Norma IEC	Ensayo Aislamiento eléctrico	Este ensayo tiene como propósito verificar si el módulo fotovoltaico está lo suficientemente aislado eléctricamente, con este propósito se determina la rigidez dieléctrica y se mide la resistencia de aislamiento.	ASTM E1462 Insulation integrity and ground path continuity of photovoltaic.	IEC 61215 IEC 61646	Ensayo de torsión	Este ensayo establece el método para detectar los defectos que puede sufrir un módulo al ser montado en una estructura soporte.	ASTM E1830 Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules.	IEC 61215 IEC 61646	Ensayo de carga mecánica	Este ensayo establece el método para determinar la capacidad del módulo para soportar las cargas de viento. No se requiere hacer pruebas para soporte de nieve y de hielo.	ASTM E1830 Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules.	IEC 61215 IEC 61646	Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV)	Este ensayo establece un procedimiento para determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar la exposición a la radiación ultravioleta. Usualmente en longitudes de onda entre 200 a 400 nm.	ASTM E1596 Solar Radiation Weathering of Photovoltaic Modules.	IEC 61345	Ensayo de resistencia al impacto de golpes	Este ensayo establece el procedimiento para verificar el comportamiento del módulo fotovoltaico frente al impacto de granizo de tamaños comunes en Colombia.(esfera de hielo no mayor de 25 mm de diámetro)	ASTM E1038 Determining Resistance of Photovoltaic Modules to Hail by Impact with Propelled Ice Balls	IEC 61721	Ensayo de calentamiento húmedo	Este ensayo establece el procedimiento para verificar la capacidad del módulo fotovoltaico de soportar los efectos de la humedad durante tiempo prolongado, (condición trópico húmedo).	ASTM E1171 Photovoltaic Modules in cyclic Temperature and Humidity Environments.	IEC 61215 IEC 61646	RETIE 27.2 20.12	Tabla			
Ensayo	Descripción	Norma ASTM	Norma IEC																															
Ensayo Aislamiento eléctrico	Este ensayo tiene como propósito verificar si el módulo fotovoltaico está lo suficientemente aislado eléctricamente, con este propósito se determina la rigidez dieléctrica y se mide la resistencia de aislamiento.	ASTM E1462 Insulation integrity and ground path continuity of photovoltaic.	IEC 61215 IEC 61646																															
Ensayo de torsión	Este ensayo establece el método para detectar los defectos que puede sufrir un módulo al ser montado en una estructura soporte.	ASTM E1830 Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules.	IEC 61215 IEC 61646																															
Ensayo de carga mecánica	Este ensayo establece el método para determinar la capacidad del módulo para soportar las cargas de viento. No se requiere hacer pruebas para soporte de nieve y de hielo.	ASTM E1830 Determining Mechanical Integrity of Photovoltaic Modules.	IEC 61215 IEC 61646																															
Ensayo de exposición a la radiación ultravioleta (UV)	Este ensayo establece un procedimiento para determinar la capacidad del módulo fotovoltaico para soportar la exposición a la radiación ultravioleta. Usualmente en longitudes de onda entre 200 a 400 nm.	ASTM E1596 Solar Radiation Weathering of Photovoltaic Modules.	IEC 61345																															
Ensayo de resistencia al impacto de golpes	Este ensayo establece el procedimiento para verificar el comportamiento del módulo fotovoltaico frente al impacto de granizo de tamaños comunes en Colombia.(esfera de hielo no mayor de 25 mm de diámetro)	ASTM E1038 Determining Resistance of Photovoltaic Modules to Hail by Impact with Propelled Ice Balls	IEC 61721																															
Ensayo de calentamiento húmedo	Este ensayo establece el procedimiento para verificar la capacidad del módulo fotovoltaico de soportar los efectos de la humedad durante tiempo prolongado, (condición trópico húmedo).	ASTM E1171 Photovoltaic Modules in cyclic Temperature and Humidity Environments.	IEC 61215 IEC 61646																															

12	A los módulos de película delgada se les debe realizar los anteriores ensayos y el de exposición a la intemperie, que consiste en exponer el módulo a la radiación solar acumulativa de 60 kWh/m <sup>2</sup> con una carga tal que el módulo trabaje cerca del punto de máxima potencia. Los requisitos que se deben cumplir con este ensayo son: no evidencia de defectos visuales mayores, la potencia debe exceder la potencia mínima especificada por el fabricante y la resistencia de aislamiento debe cumplir los mismos requerimientos de las mediciones iniciales. Adicionalmente, el fabricante debe certificar la curva de degradación del panel. Parágrafo. Las pruebas de resistencia al impacto por granizo, deben hacerse teniendo en cuenta las condiciones ambientales de Colombia, que son distintas a las requeridas en los países con estaciones.	RETIE 27.2				
13	Sin perjuicio de las disposiciones que sobre equipos usados establezca la autoridad competente, se prohíbe la importación de módulos fotovoltaicos usados y de plantas solares fotovoltaicas desmontadas de instalaciones en otros países, cuyos componentes, módulos fotovoltaicos e inversores tengan vencido su certificado de conformidad o que su vigencia restante al momento de la importación sea inferior a dos años.	RETIE 27.4				
<b>REGULADORES O CONTROLADORES DE TENSIÓN PARA CARGA DE BATERÍAS</b>						
14	Proteger la batería contra posibles sobrecargas causadas por excedentes provenientes de la fuente de generación.	RETIE 32.2 Parte a)				
15	Evitar la sobre descarga en la batería.	RETIE 32.2 Parte b)				
16	Eliminar las corrientes que puedan fluir desde la batería hacia el módulo fotovoltaico, cuando éste no recibe energía solar.	RETIE 32.2 Parte c)				
17	Estar provisto de terminales apropiados para centralizar el cableado del sistema.	RETIE 32.2 Parte d)				
18	Demostrar mediante Certificado de Producto el cumplimiento de una norma técnica internacional o de reconocimiento internacional, tales como IEC 6109-1: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements, la cual trata de los requisitos de seguridad asociados a sistemas de conversión de potencia (entre ellos los reguladores de carga de las baterías) utilizados en sistemas	RETIE 32.2 Parte e)				
<b>REGLAMENTACIÓN TÉCNICA PARA INVERSORES ELÉCTRICOS</b>						

<p><b>19</b></p>	<p>Los inversores deben cumplir los requisitos de seguridad que le apliquen de alguna de las siguientes normas o los de normas equivalentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IEC 62109-1: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 1: General requirements (Seguridad de los convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica. Parte 1. Requisitos generales).</li> <li>- IEC 62109-2: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters (Seguridad de los convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica. Parte 2. Requisitos particulares para inversores).</li> <li>- UL 1741 Standard for Safety of Inverters, Converters and Controllers for Use in Independent Power Systems</li> <li>- IEC 61727. Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de la interface con la red en el punto de conexión) para inversores de sistemas fotovoltaicos de potencias ≤10 kVA, utilizados en instalaciones residenciales o similares monofásicas o trifásicas o que se conecten a la red de distribución a BT,</li> <li>- UL1741. Standard for inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources.</li> </ul>	<p>RETIE 35.1 Parte a)</p>				
<p><b>20</b></p>	<p>La corriente del inversor en modo de espera (stand by) no debe ser mayor a 1 amperio.</p>	<p>RETIE 35.1 Parte b)</p>				
<p><b>21</b></p>	<p>Para condiciones nominales de potencia y tensión, el factor de eficiencia no debe ser menor de 90 por ciento.</p>	<p>RETIE 35.1 Parte c)</p>				

22	<p>Marcado: En el cuerpo del inversor debe, como mínimo, estar marcado de forma permanentemente e indeleble la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombre o marca comercial del fabricante o proveedor.</li> <li>- Número del modelo, nombre u otros medios para identificar el equipo</li> <li>- Número de serie, código u otra marca que permita la identificación del lugar de fabricación y el lote de fabricación o fecha dentro de un período de tres meses</li> <li>- En el lado de corriente continua <ul style="list-style-type: none"> <li>--- Máxima potencia admisible (W)</li> <li>--- Rango de tensión de entrada (V)</li> <li>--- Tensión máxima de entrada (V)</li> </ul> </li> <li>- En el lado de corriente alterna <ul style="list-style-type: none"> <li>--- Numero de fases</li> <li>---Tensión de salida (+5% / - 10%) (V)</li> <li>--- Frecuencia 60 Hz <math>\pm</math> 2%</li> <li>--- Potencia nominal kW</li> <li>--- Potencia Aparente VAR</li> <li>--- Distorsión Armónica Total (THD)</li> </ul> </li> <li>- Identificación de fusibles (se debe señalar la corriente mínima de corte del fusible y la tensión)</li> <li>- Identificación de terminales, conexiones y controles: Las posiciones de prendido "on" y apagado "off", de los conmutadores e interruptores automáticos deben ser claramente marcadas.</li> <li>- Señales de advertencia, con el símbolo de riesgo eléctrico.</li> </ul>	RETIE 35.1 Parte d)				
23	<p>Los inversores deben demostrar el cumplimiento de las normas antes señaladas mediante un certificado de producto expedido por un organismo de certificación acreditado, previa demostración del cumplimiento al menos de las siguientes pruebas, realizadas por un laboratorio acreditado por ONAC o por un organismo de acreditación reconocido por la ILAC.</p>	RETIE 35.2				
24	<p>Efecto de parpadeo, titilación o "flicker". No debe causar titilación por encima de los límites establecidos en IEC 61000-3-3 para sistemas con corrientes &lt;16A y en IEC 61000-3-5 para corrientes <math>\geq</math>16 A.</p>	RETIE 35.2 Parte a)				
25	<p>El sistema fotovoltaico no debe inyectar corriente continua a la interfaz con la red por un valor superior al 1% de la corriente nominal de salida del inversor.</p>	RETIE 35.2 Parte b)				
26	<p>El inversor debe operar en el rango de frecuencia con los límites definidos en el Código de Distribución o las normas que lo modifiquen o reemplacen.</p>	RETIE 35.2 Parte c)				
27	<p>La distorsión total de armónicos no debe superar el 5%.</p>	RETIE 35.2 Parte d)				

28	El inversor debe asegurar que el sistema de generación mantenga un factor de potencia superior a 0,9 cuando la salida sea superior al 50% de la potencia del inversor; en otros casos el factor de potencia debe cumplir lo dispuesto en el Código de Distribución.	RETIE 35.2 Parte e)				
29	<p>Seguridad personal y protección del equipo: Se debe disponer de por lo menos los siguientes mecanismos de protección:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Protección de isla: El inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red del OR local en un tiempo no mayor a 2,0 s contados a partir de la pérdida de la tensión de la red.</li> <li>- Respuesta a recuperación de la red: El generador distribuido debe responder a la recuperación de la red del operador local.</li> <li>- Protecciones contra cortocircuito.</li> <li>- Puesta a tierra</li> <li>- Aislamiento y conmutación (apertura y cierre)</li> </ul>	RETIE 35.2 Parte f)				
<b>REGLAMENTACIÓN TÉCNICA PARA BATERÍAS O SISTEMAS DE ACUMULACIÓN ELÉCTRICO</b>						
30	Aplica a las baterías y bancos de baterías utilizados para el almacenamiento de energía, en sistemas de corriente continua, de centrales de generación, subestaciones asociadas a líneas o redes de distribución, que es devuelta a la red eléctrica del sistema eléctrico nacional o local o para el uso en instalaciones eléctricas de uso general, de uso domiciliario o similar, UPS; igualmente aplica a baterías para servir de respaldo a la red ante contingencias, prestar soporte de tensión y de frecuencia, gestionar picos de consumos de demanda y arbitrar precios en el mercado. No aplica a las baterías de vehículos, ni a las de máquinas, equipos o herramientas.	RETIE 36				

31	<p>Las baterías para los propósitos del presente reglamento, deben cumplir alguna de las siguientes normas técnicas que le apliquen u otras normas de reconocimiento internacional aplicables al tipo específico de batería y demostrarlo mediante un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo de certificación de producto acreditado.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IEC 60896-11. Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías plomo-ácido tipo ventiladas: Es importante cuando se realizan ensayos de capacidad nominal, adaptación al funcionamiento a tensión de flote, ciclado, retención de carga, resistencia interna y corriente de cortocircuito.</li> </ul> <p>ANEXO No. 3 DEL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IEC 60896-21. Esta última norma titulada: Stationary lead-acid batteries - Part 21: Valve regulated types - Methods of test, NO CUBRE las baterías de ácido-plomo regulada por válvula (libres de mantenimiento) utilizadas en sistemas fotovoltaicos Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías de plomo-ácido tipo VRLA no incluye la baterías de plomo ácido libres de mantenimiento.</li> <li>- IEC 61056-1. Requisitos generales y características funcionales para baterías VRLA (batería de ácido-plomo regulada por válvula) portátiles. Métodos de ensayo y su equivalente JIS C-8702-1. Esta norma se aplica a todas las baterías VRLA pequeñas como las Visión, NP, etc. que se utilizan en UPS, sistemas de alarma e incendio, luminarias de emergencia.</li> <li>- IEC 60896-1. Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías plomo-ácido tipo ventiladas. · IEC 61427-1: Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 1: Photovoltaic off-grid application y IEC 61427-2: Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methods of test - Part 2: On-grid applications, las cuales si cubren en su totalidad las baterías utilizadas en sistemas fotovoltaico</li> <li>- IEC 61056-1. Requisitos generales y características funcionales para baterías VRLA plomo-ácido portátiles. Métodos de ensayo, y su equivalente en el sistema japonés de normas JIS C-8702-1.</li> <li>- IEC 62133, UL 62133, CAN/CSA E 62133, BSEN 62133.</li> </ul>	RETIE 36.1 Parte a)				
32	<p>En sistemas solares y eólicos las baterías deben dar la energía en un tiempo relativamente largo y permitir descargas a niveles bajos, por lo que estas baterías deben ser de tipo ciclo profundo.</p>	RETIE 36.1 Parte b)				
33	<p>Las baterías usadas en los sistema solares fotovoltaicos no deben tener eficiencias menores a 75% en baterías de plomo y del 90% para baterías con electrolito confinado e inmovilizado. La eficiencia de las baterías es medida por la diferencia entre la cantidad de energía que entra en la batería (cargando) A*h y la disponible en la batería (descargando). En baterías normales de plomo la eficiencia está entre 70 y 89%, cuando el electrolito se halla confinado e inmovilizado en estructura micro porosa de separadores sólidos altamente absorbentes la eficiencia pueden llegar al 95%.</p>	RETIE 36.1 Parte c)				

34	<p><b>EQUIPOS PARA MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>  Aplica a medidor de energía activa, medidor de energía reactiva, transformadores de potencial (TP), transformadores de corriente (TC) y sus gabinetes de encerramiento.  Los elementos utilizados en la medición de energía eléctrica deben cumplir los requisitos señalados en normas técnicas internacionales, de reconocimiento internacional o NTC que le apliquen, tales como: IEC 61869-5, IEC 60044-3, NTC 2205, NTC 2207, NTC 2147, NTC 4440, NTC 4052, NTC 4569, NTC 5019, NTC 4540 y demostrarlo mediante certificado de conformidad de producto, expedido por un organismo de certificación acreditado.  Los equipos de medición utilizados en actividades propias del servicio público de electricidad, deben cumplir los requisitos señalados en el Código de Medida expedido por la CREG, según el tipo y condición de medición que se requiera.  Los medidores de energía activa y reactiva, transformadores de potencial y transformadores de corriente, además de la conformidad del producto deben contar con certificado de calibración.  En la selección de equipos de medición y su instalación se debe tener en cuenta las condiciones ambientales del lugar.</p>	RETIE 20.32				
<b>REQUISITOS PARA INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE BAJA TENSIÓN</b>						
35	El interruptor general de una instalación debe tener tanto protección térmica con un elemento bimetálico o dispositivo electrónico equivalente para la verificación del nivel de corriente, como protección magnética mediante la apertura de un contacto al superar un límite de corriente.	RETIE 20.2.1 Parte a)				
36	El productor debe proveer las curvas de disparo del interruptor, para su adecuada selección y coordinación de protecciones con otros equipos automáticos de respaldo, ubicados aguas arriba en la instalación.	RETIE 20.2.1 Parte b)				
37	Los dispositivos de interrupción de corriente por fuga a tierra para protección de las personas contra contacto directo, deben tener una corriente nominal diferencial menor a 30 mA y su tiempo de operación debe estar en concordancia con la Figura 9.1 del presente reglamento.	RETIE 20.2.1 Parte c)				
38	Los contactos móviles de todos los polos de los interruptores multipolares deben estar acoplados mecánicamente, de tal modo que abran y cierren conjuntamente, bien sea manual o automáticamente, incluso si la sobrecarga se presenta solamente en un polo protegido.	RETIE 20.2.1 Parte d)				
39	Los interruptores deben tener un mecanismo de disparo libre.	RETIE 20.2.1 Parte e)				
40	Los interruptores deben estar contruidos de tal manera que las partes móviles sólo puedan descansar en la posición cerrada o en la posición abierta, incluso cuando el elemento de maniobra se libere en una posición intermedia.	RETIE 20.2.1 Parte f)				
41	Los interruptores deben estar provistos de elementos que indiquen la posición cerrada y la posición abierta; los cuales deben ser fácilmente visibles desde el frente del interruptor, cuando este último tenga su placa o tapa de recubrimiento. Para los interruptores cuyo elemento de maniobra se libere en una posición intermedia, tal posición debe marcarse claramente para indicar que el interruptor se ha disparado.	RETIE 20.2.1 Parte g)				

42	Las partes exteriores de los interruptores automáticos, hechas en material aislante, no deben ser susceptibles de inflamarse y propagar el fuego, cuando las partes conductoras en condiciones de falla o sobrecarga alcancen temperaturas elevadas.	RETIE 20.2.1 Parte h)				
43	Los interruptores automáticos deben realizar un número adecuado de ciclos a corriente y tensión nominales, de modo que resistan sin desgaste excesivo u otro efecto perjudicial, los esfuerzos mecánicos, dieléctricos y térmicos que se presenten en su utilización normal.	RETIE 20.2.1 Parte i)				
44	Los interruptores automáticos deben ser construidos con materiales que garanticen la permanencia de las características mecánicas, dieléctricas, térmicas y de flamabilidad del producto, sus componentes y accesorios, de modo que no exista la posibilidad de que como resultado del envejecimiento natural o del uso normal se altere su desempeño y se afecte la seguridad.	RETIE 20.2.1 Parte j)				
45	Los interruptores automáticos deben ser probados con el hilo incandescente a 650 °C a partes no portadoras de corriente y que dan protección contra contacto eléctrico, también aplica a los aros y marcos decorativos y del hilo incandescente a 950 °C a partes portadoras de corriente.	RETIE 20.2.1 Parte k)				
46	Los interruptores diferenciales contra riesgo de incendio, deben tener una corriente nominal diferencial menor o igual a 300 mA, aunque pueden ser de actuación instantánea o retardada.	RETIE 20.2.1 Parte l)				
47	Rotulado y etiquetado: El interruptor automático debe ser rotulado sobre la parte externa del mismo dispositivo de manera permanente, claramente visible y legible con los siguientes datos: - Razón social o marca registrada del productor o proveedor. - Corriente nominal. - Indicación de las posiciones de abierto y cerrado. - Tensión de operación nominal. - Capacidad de interrupción de cortocircuito, para cada valor de tensión nominal - Terminales de línea y carga. A menos, que su construcción y pruebas permitan que la línea y la carga se conecten de manera inversa	RETIE 20.2.1 Parte m)				
48	Información adicional que debe estar disponible para el usuario en el catálogo: - Su uso como seccionador, si es aplicable. - Designación del tipo o número serial. - Frecuencia nominal, si el interruptor se ha diseñado para una sola frecuencia. - Especificar instrucciones para instalación, operación y mantenimiento. - Temperatura de referencia para dispositivos no compensados, si es diferente a 30 °C. - Número de polos. - Tensión nominal del aislamiento. - Indicar la corriente de cortocircuito. Es expresada como la máxima corriente pico esperada. - Temperatura nominal de la terminación de conexión	RETIE 20.2.1 Parte n)				

49	<p>Para demostrar conformidad en los procesos de certificación, los interruptores automáticos deben ser sometidos a los siguientes ensayos, los cuales serán analizados de acuerdo al tipo, forma y material cuando les aplique, según lo establecido en este capítulo y a las normas específicas de cada sistema constructivo:          Interruptores para ser utilizados por personal inexperto, generalmente catalogados como de uso doméstico.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Características de disparo</li> <li>- Aumento de temperatura y potencia disipada</li> <li>- Ensayo de los 28 días</li> <li>- Hilo incandescente</li> <li>- Protección contra contacto eléctrico</li> <li>- Propiedades dieléctricas</li> <li>- Resistencia mecánica y eléctrica</li> <li>- Corriente de cortocircuito</li> <li>- Resistencia a la oxidación</li> <li>- resistencia al impacto</li> <li>- Rotulado e imborrabilidad</li> </ul>	RETIE 20.2.2 Parte a)				
50	<p>Los interruptores para uso industrial, deben cumplir todos los requisitos de la norma específica de construcción mediante las secuencias de ensayo allí estipuladas.</p>	RETIE 20.2.2 Parte b)				
<b>RETIE INSTALACIONES</b>						
<b>REGLAMENTACIÓN TÉCNICA PARA GENERACIÓN CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN.</b>						

<p>1</p>	<p>Los proyectos de generación objeto de este artículo están orientados al cumplimiento de los siguientes objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Fortalecimiento de la seguridad energética del país, al diversificar las fuentes de energía para la generación eléctrica.</li> <li>- Disminución en la variación de los costos de la energía eléctrica, producida por la volatilidad en los precios de los combustibles y de las condiciones climáticas.</li> <li>- Reducción en los costos de operación, al integrar la generación en redes de media tensión más cerca del usuario.</li> <li>- Fomento en el desarrollo social de las comunidades donde se utilizan o se llevan a cabo los proyectos.</li> <li>- Participación social en los proyectos correspondientes.</li> <li>- Impulso en el desarrollo regional, industrial y tecnológico del país, así como la creación de empleos.</li> <li>- Reducción en los impactos ambientales y en la salud pública, causados por el uso de combustibles de origen fósil.</li> <li>- Reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, en la generación de electricidad, mediante el uso de energías renovables y cogeneración eficiente.</li> <li>- Aprovechamiento de la biomasa proveniente de las actividades agrícolas, pecuarias, silvícolas, acuícolas y pesqueras, mediante el uso de tecnologías limpias.</li> </ul> <p>Ley 1715 de 2014 señala al Ministerio de Minas y Energía entre otras competencias la de “b) Establecer los reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes FNCE, la generación distribuida y la entrega de los excedentes de la autogeneración a pequeña escala en la red de distribución”. En consecuencia, las generaciones eléctricas de estas condiciones deben cumplir los requisitos que le apliquen del presente reglamento, en especial los señalados en este artículo, para lo cual es pertinente tener en cuenta las siguientes consideraciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) fijó en 1 MW el límite máximo de capacidad nominal instalada de generación eléctrica para que un usuario sea considerado autogenerado de pequeña escala (AGPE). No obstante, la autogeneración y la generación distribuida de potencia menor o igual a 100 kVA, tienen requerimientos técnicos distintos a los de generadores de potencias mayores y a efectos del presente reglamento estos generadores deben tener tratamientos especiales.</li> <li>- Todo generador con fuentes no convencionales de energía, auto generadores de pequeña escala (AGPE) y Generación Distribuida (GD) conectado al SDL, STR o STN para generar y entregar energía eléctrica a la red, debe observar todas y cada una de condiciones incluidas en el presente reglamento, las que le apliquen de la regulación establecida por la CREG, las señaladas por las autoridades ambientales, y las señaladas por las entidades territoriales y los entes de planeación local y regional donde se localice el proyecto de generación.</li> <li>- El sistema de distribución local (SDL) debe permitir la conexión de autogeneración a pequeña escala o la de sistemas de generación distribuida a las redes de media y baja tensión, siempre que éste no cause perturbaciones a la red, para lo cual en algunos casos se requiere de la construcción de obras o el montaje de equipos adicionales que den más robustez a la red en el punto de conexión.</li> </ul>	<p>RETIE 21</p>				
----------	---	-----------------	--	--	--	--

2	<p>Para la generación de electricidad proveniente de fuentes no convencionales de energía, tales como: energía solar, energía eólica, energía de la biomasa, energía geotérmica, pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, se debe tener en cuenta tanto aspectos técnicos como sociales y ambientales, que se pueden resumir en lo siguiente: Conocimiento del recurso energético disponible: Un aspecto fundamental para la credibilidad en este tipo de fuentes energéticas, es el conocimiento del recurso energético disponible en el lugar donde se va a instalar la central generadora, por lo que se debe medir durante periodos de tiempo razonables, no menores a un año, en particular cuando se pretenden instalar equipos que superen los 100 kW, para proyectos de menor potencia es suficiente la información ambiental o fe fuentes de datos de alta credibilidad. Adicionalmente se debe tener en cuenta entre otros los siguientes aspectos: Para sistemas solares, conocer la parte de radiación solar que recibe la Tierra en el lugar donde se instalen los paneles, siendo la Irradiancia Solar el parámetro que determina la potencia de la radiación solar por unidad de superficie en el lugar de interés, la unidad de medida será <math>[W/m^2]</math>. Para energía eólica, es importante conocer las magnitudes de viento y su dirección predominante, ya que la potencia aprovechable es proporcional con el cubo de la velocidad del viento. Igualmente es necesario conocer las los rangos y frecuencias de ocurrencia de estas velocidades, incluyendo las ráfagas que puedan afectar la estructura o las maquinas. En aprovechamientos de biomasa, además de la disponibilidad del recurso, sus componentes asociados y reposición es necesario conocer el poder calorífico, restricciones ambientales o territoriales de la zona, recurso hídrico cuando sea del caso y demás aspectos que requiera la central según el tipo de tecnología aplicada. Aspectos técnicos y regulatorios: Sin perjuicio de los requisitos y procedimientos establecidos por la CREG, se deben cumplir los requisitos que le apliquen del presente reglamento, en especial los del artículo 20 y los siguientes, que son adaptados de normas tales como IEEE 1547-1 los cuales se complementan con los demás que apliquen del presente Anexo General y de la NTC 2050</p>	RETIE 21.1				
3	<p>Los equipos, las instalaciones y los requerimientos operativos de generación con fuentes no convencionales, autogeneración a pequeña escala y sistemas de generación distribuida que se conecten al STR o SDL, no deben afectar la operación, seguridad, estabilidad, ni los parámetros de calidad de la energía de cualquiera de estos sistemas establecidos en los Códigos de Redes y de Distribución, las normas del operador de red y demás regulación establecida por la CREG.</p>	RETIE 21.1 Parte a)				
4	<p>Las instalaciones eléctricas de generación deben dimensionarse para que su potencia máxima no supere la potencia del punto de conexión, es decir que la suma de las potencias nominales en el lado de corriente alterna, no debe exceder la potencia máxima establecida en ese nodo, para lo cual se requiere del conocimiento de la información técnica tanto de los equipos a conectar como de la capacidad y condiciones de la red en el punto de conexión al momento de la solicitud. El interesado podrá instalar mayor potencia previo acuerdo con el OR para determinar las condiciones técnicas y económicas de las modificaciones que la red requiera para la conexión y operación de la planta generadora.</p>	RETIE 21.1 Parte b)				
5	<p>Toda planta de generación con fuentes no convencionales de energía que se conecte a la red de uso general (SDL, STR o STN), debe disponer por lo menos de los siguientes equipos: - Equipos de Interrupción. Toda conexión entre un generador con fuentes no convencionales de energía y el STN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de</p>	RETIE 21.1 Parte c)				

<p>cortocircuito en el Punto de Conexión.</p> <p>- Equipos de Protección. Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al STN o el STN o SDL deben cumplir los siguientes requisitos para reducir a un mínimo el impacto en el sistema por fallas en los circuitos de propiedad de los generadores:</p> <p>Tanto las fallas en los equipos del generador conectado directamente a la red, como las fallas en la parte conectada directamente al equipo del Generador, deben despejarse en tiempos no mayores a los señalados en el Código de Conexión</p> <p>Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 110 kV o tensiones superiores al STN, STR u OR, el Generador debe proveer protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor.</p> <p>Adicionalmente, el Generador debe proveer las protecciones necesarias que minimizan el impacto sobre el STN.</p> <p>- Equipo de Medición Comercial. El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de medición tarifaria de acuerdo con el código de medida establecido por la CREG.</p> <p>- Equipos de Telecomunicaciones. Para asegurar el correcto control operativo entre Generador y (CRD, CRD o el OR), el Generador debe garantizar un sistema de comunicaciones confiable. Se deben establecer servicios de telecomunicaciones, tanto operativos como de emergencia</p> <p>- Para generadores con potencia igual superiores a la señalada por la UPME como generador de pequeña escala, el generador debe disponer de un sistema de comunicaciones para supervisión de variables de operación para ser desplegadas en el SCADA del CND o el CRD según corresponda. Igualmente, deben instalar un servicio de telefax en el Sitio de Conexión del lado Generador, para la circulación de documentos durante el control operativo. · Equipo Registrador de Fallas. El Generador debe proveer un sistema registrador de fallas que permita al Transportador supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al STN en el Punto de Conexión. · Equipo de Supervisión y Control. El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control al CND, CRD u OR respectivo.</p> <p>- En general cualquier conexión al sistema eléctrico nacional, regional o local de un generador que utilice fuentes no convencionales de energía, debe atender los requerimientos técnicos y de seguridad aplicados a una planta de generación eléctrica con energías convencionales.</p> <p>Parágrafo: Las plantas de generación no conectadas a la red de uso general, que utilicen fuentes no convencionales de energía, deben cumplir los requisitos de seguridad contemplados en el presente reglamento y los de autogeneración, señalados por la CREG y deben certificar el cumplimiento del presente reglamento. Cuando la potencia instalada supere 20 KVA, la certificación de la conformidad debe ser plena, es decir que además de la declaración suscrita por el responsable de la instalación, debe ser inspeccionada por un organismo de inspección.</p>					
---	--	--	--	--	--

6	En condiciones de falla de la red o del equipo del generador, la AGPE o el SGD se deben desconectar de la red de distribución, o puede ser desconectado por el OR. No obstante, los responsables de AGPE y SGD, podrán acordar con el Centro Nacional de Despacho (CND) o Centro Regional de Despacho (CRD) respectivo, y el OR para que, en caso de falla en la red, puedan entrar en condición de isla, siempre que se cumplan las condiciones de seguridad para este tipo de operación. La coordinación entre los responsables de AGPE y los GD con el OR y el CND determinarán el tamaño, la topología de la red que quedará alimentada en condición de isla y las condiciones de operación.	RETIE 21.2 Parte a)				
7	Los equipos que hagan parte de AGPE y de los GD que se pretendan conectar a la red de distribución, deben contar con los certificados de producto que señalen el cumplimiento de la reglamentación de productos que para esos efectos establezca el Ministerio de Minas y Energía; los propietarios o tenedores de tales equipos, deben conservar los certificados y entregar copia al OR, a las autoridades competentes y al organismo de inspección cuando lo requieran. El OR no debe solicitar documentos adicionales al certificado de conformidad del producto, ni exigir que el equipo sea certificado por determinado organismo.	RETIE 21.2 Parte b)				
8	Los responsables de AGPE y de GD conectados al SDL de un Operador de Red, será sujeto de los derechos y obligaciones establecidos en la normativa vigente, el presente reglamento, las normas del OR y la regulación establecida por la CREG, asegurando que los efectos de su generación sobre las redes y líneas del SDL y sobre los clientes estén dentro los límites permitidos.	RETIE 21.2 Parte c)				
9	Los responsables de AGPE y de los GD deben cumplir los requisitos técnicos que le apliquen establecidos en este capítulo, en el punto de conexión, aunque los equipos de generación estén ubicados en otro predio, con una o varias unidades generadoras.	RETIE 21.2 Parte d)				
10	La conexión comprende la acometida, los elementos de protección, control y medida, así como las demás obras complementarias necesarias para este propósito.	RETIE 21.2 Parte e)				
11	<p>Perturbaciones de larga duración o permanentes</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Variaciones de tensión de estado estable</li> <li>- Desbalance de tensión (desviación en la simetría de las magnitudes y ángulos de fase de cada componente de tensión en un sistema trifásico)</li> <li>- Parpadeos o "Flicker" (variaciones bruscas y rápidas de tensión)</li> <li>- Interrupciones de larga duración (Duración <math>\geq 1</math>min)</li> <li>- Armónicos de tensión.</li> <li>- Armónicos de corriente.</li> <li>- Muecas de tensión.</li> </ul>	RETIE 21.2.1 Parte a)				

12	<p>Perturbaciones lentas- Interrupciones de corta duración (duración &lt;1min)- Hundimientos o huecos de tensión "sags".- Elevaciones de tensión "swell".- Variaciones de frecuencia</p>	RETIE 21.2.1 Parte b)				
13	<p>Perturbaciones Rápidas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobretensiones transitorias: (transitorias, impulsos, oscilantes).</li> </ul> <p>Igualmente, se pueden aceptar los valores de parámetros especificados en las siguientes normas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- IEC 61000-3-2: Valores límites para emisión de armónicos de corriente.</li> <li>- IEC 61000-3-3: Valores límite para fluctuaciones de tensión y flicker.</li> <li>- IEC 61000-3- 6: Compatibilidad electromagnética y límites de armónicos de corriente para equipos conectados a media y alta tensión.</li> <li>- IEC 61000-3-7. Armonizada con IEC 61000-3-11 Compatibilidad electromagnética y límites para fluctuaciones de tensión y flicker.</li> <li>- IEEE 1547TM. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (Norma para Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Potencia Eléctrica), en especial las siguientes partes:</li> <li>- IEEE 1547.1 Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems</li> <li>- IEEE 1547.2 Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.</li> <li>- IEEE 1547.3 Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems. For smart grid interconnection standards are still in development.</li> <li>- IEEE P1547.4 Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems.</li> <li>- IEEE P1547.5 Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater Than 20 MVA to the Power Transmission Grid.</li> <li>- IEEE P1547.6 Draft Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks.</li> <li>- IEEE P1547.7 Standard for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection.</li> <li>- VDE 4105. Conformance testing and certification Test and certify your power generation units for smooth integration with low-voltage networks.</li> </ul>	RETIE 21.2.1 Parte c)				

14	<p>Los parámetros de operación del AGPE y SGD no deben tener variaciones por fuera de los siguientes rangos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tensión dentro de +5% -10% del valor nominal,</li> <li>- Frecuencia dentro de <math>\pm</math> 2% del valor nominal,</li> <li>- Desbalance de tensión en la relación de la componente de secuencia negativa no mayor del 2%.</li> <li>- Periodos de re cierre (cuando sean permitidos) entre 0,1 s a 5 s para el primer re cierre y 10 s a 90 s para el segundo re cierre.</li> </ul> <p>Para asegurar el cumplimiento de estos requisitos, se deben medir los parámetros, con equipos apropiados como un osciloscopio o un analizador de espectro, las características mínimas del equipo de medida en BT son los señalados en la tabla 21.1.</p> <p>La tolerancia de los equipos aceptados en la medición no debe exceder más o menos el 5%.</p> <table border="1" data-bbox="506 589 1142 818"> <thead> <tr> <th>Parámetros</th> <th>Rango de variación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Frecuencia</td> <td>51-69 Hz</td> </tr> <tr> <td>Tensión (estado estable)</td> <td>0 - 200 % tensión de entrada</td> </tr> <tr> <td>Flicker</td> <td>0 - 20 parpadeos</td> </tr> <tr> <td>Desbalances</td> <td>0 - 5 %</td> </tr> <tr> <td>Armónicos (THD)</td> <td>Valores según IEC 61000-2-4 clase 3</td> </tr> <tr> <td>Interarmónicos</td> <td>Valores según IEC 61000-2-4 clase 3</td> </tr> <tr> <td>Señales de tensión</td> <td>0 -9 %de la tensión de entrada</td> </tr> <tr> <td>Transitorios de tensión</td> <td>6 kV pico</td> </tr> <tr> <td>Transitorios rápidos</td> <td>4 kV pico</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><b>Tabla 21.1 Parámetros del equipo de medición de calidad de potencia</b></p>	Parámetros	Rango de variación	Frecuencia	51-69 Hz	Tensión (estado estable)	0 - 200 % tensión de entrada	Flicker	0 - 20 parpadeos	Desbalances	0 - 5 %	Armónicos (THD)	Valores según IEC 61000-2-4 clase 3	Interarmónicos	Valores según IEC 61000-2-4 clase 3	Señales de tensión	0 -9 %de la tensión de entrada	Transitorios de tensión	6 kV pico	Transitorios rápidos	4 kV pico	RETIE 21.2.1 Parte d) Tabla 21.1				
Parámetros	Rango de variación																									
Frecuencia	51-69 Hz																									
Tensión (estado estable)	0 - 200 % tensión de entrada																									
Flicker	0 - 20 parpadeos																									
Desbalances	0 - 5 %																									
Armónicos (THD)	Valores según IEC 61000-2-4 clase 3																									
Interarmónicos	Valores según IEC 61000-2-4 clase 3																									
Señales de tensión	0 -9 %de la tensión de entrada																									
Transitorios de tensión	6 kV pico																									
Transitorios rápidos	4 kV pico																									
15	<p>Operación en Isla</p> <p>En el caso de presentarse una “operación en isla” de manera involuntaria, debido a una falla en el SDL, los sistemas del AGPE y el GD deben contar con la capacidad para detectar tal condición y desconectarse de la red del SDL en un tiempo no mayor de 2 s, al menos que se tenga acuerdo de operación en isla suscrito con el OR y el centro de despacho.</p>	RETIE 21.3.4																								
16	<p>Instalación de paneles solares fotovoltaicos</p> <p>Aplica a los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica en instalaciones de construcciones de uso domiciliario, comercial, industrial o establecimientos públicos e instalaciones para conectarse a la red de distribución de uso general, como generadores o autogeneradores. Estos requisitos no aplican a sistemas de potencia menores a 150 W para aplicaciones individuales y no conectadas a la red de uso general.</p>	RETIE 21.8.2																								
17	<p>Toda instalación eléctrica conectada a la red de distribución que cuente con generación fotovoltaica, debe estar claramente identificada mediante una placa, la cual debe estar ubicada en la zona de desconexión, donde se indique que dicha instalación cuenta con un sistema de generación fotovoltaica, la capacidad de la fuente, la potencia máxima, la corriente nominal, la tensión de operación, la tensión máxima del sistema y la corriente de cortocircuito.</p>	RETIE 21.8.2 Parte a)																								

18	Cableado de conexión de los paneles solares: Para conectar los distintos paneles solares con el tablero de conexión y con los equipos de control protección y medida, los conductores deben ser de tipo cables aislados con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie y a la humedad, certificados para usos en sistemas fotovoltaicos basados en la norma UL 4703 o equivalente e instalados de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra, cortocircuito, y contacto directo o indirecto a personas. El cableado debe cumplir las demás disposiciones del presente reglamento que le apliquen.	RETIE 21.8.2 Parte b)				
19	Las conexiones eléctricas entre paneles se deben hacer con terminales como bornes, localizados en la parte posterior del panel, preferiblemente encerradas en cajas de conexión, que permitan un montaje rápido, manteniendo la seguridad y la impermeabilidad del sistema.	RETIE 21.8.2 Parte c)				
20	Para facilitar la ejecución de las labores de mantenimiento y reparación, se deben incluir en la instalación fotovoltaica, los elementos requeridos de seccionamiento tales como fusibles e interruptores, para la desconexión de forma simultánea, de los conductores no puestos a tierra, así como de todas las fuentes de energía, de inversores, baterías, controladores de carga, etc.	RETIE 21.8.2 Parte d)				
21	La interconexión de los módulos de la unidad de generación fotovoltaica debe realizarse mediante conectores que cumplan con los siguientes requisitos: - Ser a prueba de agua Tipo MC4 o equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a la norma IEC 60998 o equivalente. - Ser polarizados, del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo, construidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión. Deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.	RETIE 21.8.2 Parte e)				
22	Los encerramientos para las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener un grado de protección adecuado al medio, con IP 55 o mayor y se debe asegurar que por medio de los cables no se ingrese agua al interior del encerramiento de conexiones o del mismo panel.	RETIE 21.8.2 Parte f)				
23	Los empalmes de los conductores se deben realizar en cajas de derivación, con los accesorios para tal efecto.	RETIE 21.8.2 Parte g)				
24	Los conductores que requieran ser protegidos contra radiación solar y temperatura, deben ir encerrados en tubería conduit o canalización igualmente resistentes a estos propósitos. La tubería puede estar empotrada a las estructuras o embebida, la sujeción de las tuberías se efectuará mediante bridas de sujeción, los radios de las curvas no deben ser menores a los señalados por el fabricante de la tubería.	RETIE 21.8.2 Parte h)				
25	Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deben ser diseñados y ejecutados de tal forma que no se generen corrientes inversas entre los distintos arreglos. En caso de presentarse corrientes inversas, estas no deben ser mayores que la corriente inversa máxima que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo contrario deben ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos).	RETIE 21.8.2 Parte i)				

26	<p>Para minimizar las corrientes inversas en la instalación se debe tener en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En un arreglo no se deben instalar módulos fotovoltaicos de distintos modelos.</li> <li>- Se debe asegurar la ausencia de sombras parciales sobre los módulos.</li> <li>- En un mismo montaje no se debe dar diferentes orientaciones a los módulos.</li> </ul>	RETIE 21.8.2 Parte j)				
27	<p>En el momento de montaje de la unidad de generación se debe instalar una placa de identificación, ubicada en un sitio accesible cerca de los medios de desconexión, en la cual se indique:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La corriente de operación</li> <li>- La tensión de operación.</li> <li>- La tensión máxima del sistema.</li> <li>- Potencia máxima.</li> <li>- Corriente de cortocircuito</li> </ul>	RETIE 21.8.2 Parte k)				
28	<p>Los módulos fotovoltaicos deben instalarse de tal manera que se asegure una buena ventilación, dando una separación suficiente que permita las dilataciones térmicas y la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima. Igualmente, se debe tener en cuenta todas las medidas que prevengan incendios y si estos se dan poderlos controlar y extinguir.</p>	RETIE 21.8.2 Parte l)				
29	<p>Para protección contra contacto indirecto, conforme a IEC 60364-4-41 e IEC 60364-7-701, se puede utilizar doble aislamiento, clase II, en el lado cc o la desconexión automática de la alimentación y conexión mediante protección falla a tierra</p>	RETIE 21.8.2 Parte m)				
30	<p>No se deben instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos, producto de la fabricación, almacenamiento, transporte o instalación, tales como roturas o fisuras.</p>	RETIE 21.8.2 Parte n)				
31	<p>Para la instalación de los módulos solares fotovoltaicos en las cubiertas de las edificaciones. La distribución de los módulos sobre la cubierta, se debe realizar de tal manera que se pueda maximizar la producción anual de energía, para lo cual es necesario tener en cuenta la orientación e inclinación de los mismos, la ausencia de sombras, las menores pérdidas eléctricas posibles en los cableados y la ventilación, que afectan al rendimiento de una instalación solar. En lugares de latitud menor a 10° para evitar acumulación de agua sobre el panel sin sacrificar eficiencia, se recomienda una inclinación de 10° orientándolo a la línea ecuatorial. Para latitudes mayores utilizar la inclinación de los mismos grados de la latitud.</p>	RETIE 21.8.2 Parte o)				
32	<p>Para las estructuras de soporte se deben tener en cuenta el peso y las dimensiones del panel (alto, ancho, profundidad), incluyendo sus dilataciones por efectos térmicos, asegurando que los paneles no se someten a esfuerzos mecánicos que los puedan dañar o causar daños a la edificación donde se hace el montaje. Además, deben preverse las pasarelas y accesos para montaje y mantenimiento.</p>	RETIE 21.8.2 Parte p)				

33	<p>Cuando las tensiones nominales en corriente continua sean superiores a <math>\pm 48</math> V en instalaciones solares fotovoltaicas, deben contar con un sistema de puesta a tierra, a la que debe conectarse el punto neutro de la conexión, las masas metálicas y las estructuras de soporte. Se debe contar con señalización de riesgo eléctrico en las cajas de conexión de c.c. indicando que, en su interior, las partes activas se encuentran alimentadas por el generador y que tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública, aun puede existir energización.</p>	RETIE 21.8.2 Parte q)				
34	<p>La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme con este reglamento y a la Sección 690 de la NTC 2050, por una persona habilitada, quien debe declarar el cumplimiento del RETIE. En el evento que se utilice normas IEC para el montaje se debe tener en cuenta los requisitos de las normas de instalación IEC 60364-7-701 o IEC 60364-7-712. Normas tales como DIN 4102-7, ENV 1187, EN 13501-5, ASTM E108, ASTM 4476 y 4477 son referentes que se recomienda tener en cuenta para la instalación segura del sistemas fotovoltaicos</p>	RETIE 21.8.2 Parte r)				
35	<p>En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales estos deben ser de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos.</p>	RETIE 21.8.2 Parte s)				
35	<p>En los sistemas que utilicen elementos concentradores de la radiación, aplicando principios de óptica tanto de reflexión como de refracción, se debe asegurar que los materiales utilizados resistan las mayores temperaturas generadas por la concentración de la radiación sin producir, incendios, deformaciones o daños a los equipos de la instalación o a los bienes aledaños.</p>	RETIE 21.8.2 Parte t)				
37	<p>Parágrafo 1 En instalaciones con sistemas solares fotovoltaicos de potencia instalada superior a 100 kW, debe disponerse de elementos de detección y extinción de incendios, los cuales deben ser apropiados para la extinción en: arreglos de paneles, bancos de baterías y cuarto de control y conversión.</p>	RETIE 21.8.2				
38	<p>Parágrafo 2 Se prohíbe la instalación de módulos fotovoltaicos usados y de plantas solares fotovoltaicas desmontadas de instalaciones en otros países, cuyos componentes, módulos fotovoltaicos e inversores tengan vencido su certificado de conformidad o que su vigencia restante al momento de la importación sea inferior a dos años</p>	RETIE 21.8.2				
<b>INFORMACIÓN DE SEGURIDAD PARA EL USUARIO Y PÚBLICO EN GENERAL</b>						
39	<p>Los responsables de la operación de sistemas de distribución eléctrica deben mantener informada a la población de los riesgos asociados a la electricidad. La información se debe divulgar en la factura o en volantes anexos a ésta, en una periodicidad por lo menos anual. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios constatará el cumplimiento de este requisito.</p>	RETIE 26				
40	<p>La cartilla de seguridad debe estar escrita de manera práctica, sencilla y concisa, en lo posible con ilustraciones al texto de referencia.</p>	RETIE 26.1 Parte a)				
41	<p>la cartilla de seguridad debe estar dirigida al usuario final y al potencial, ser entregada el día en que se pone en servicio una instalación eléctrica. Igualmente, debe estar disponible y permitir ser consultada en puntos de atención al público.</p>	RETIE 26.1 Parte b)				

42	La cartilla de seguridad debe indicar los procedimientos a seguir para adquirir información e ilustración relativa al servicio de energía eléctrica, incluidos los procedimientos relativos a las solicitudes de ampliación del servicio, identificación y comunicación con la empresa prestadora del servicio.	RETIE 26.1 Parte c)				
43	La cartilla de seguridad debe informar de una manera resaltada, cómo y dónde reportar emergencias que se presenten en el interior o en el exterior del domicilio.	RETIE 26.1 Parte d)				
44	La cartilla de seguridad debe resumir las principales acciones de primeros auxilios en caso de contacto eléctrico.	RETIE 26.1 Parte e)				
45	La cartilla de seguridad debe contener recomendaciones prácticas relacionadas con el manejo de los artefactos eléctricos.	RETIE 26.1 Parte f)				
46	La cartilla de seguridad debe estar disponible y accesible a los usuarios por lo menos en todos los centros de atención al público.	RETIE 26.1 Parte g)				
47	El Operador de Red o el comercializador, según sea el caso, deben instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta. Igualmente, deben realizar campañas de advertencia de los riesgos asociados a las redes, en particular aquellas aledañas a viviendas. En el mantenimiento preventivo o correctivo de redes y en sus modificaciones o reparaciones, el OR debe informar a los residentes cercanos al lugar del trabajo objeto del mantenimiento (en redes urbanas mínimo costado de la manzana donde se hace el mantenimiento), sobre los riesgos de origen eléctrico que se pueden ocasionar por inadecuadas prácticas que rompan las distancias mínimas de seguridad o la zona de servidumbres y dejarán evidencias del hecho. Igual tratamiento se dará en los procesos de revisión y supervisión de las redes en aquellos lugares que a juicio del OR presentan mayor vulnerabilidad al riesgo de origen eléctrico.	RETIE 26.2				
<b>CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE USO FINAL Y REQUISITOS ESPECÍFICOS SISTEMAS INTEGRADOS Y FOTOVOLTAICOS</b>						
48	Las instalaciones de sistemas integrados en las que es necesaria una parada ordenada (programada) para lograr una operación segura, deben cumplir los requisitos de este reglamento, y lo que aplique de la sección 685 de la NTC 2050, sin tener en cuenta la limitación allí señalada solo para sistemas de más de 100 KW	RETIE 28.5.3 Parte a)				
49	Los paneles solares fotovoltaicos con potencia superiores a 50 W, que se instalen para proveer energía eléctrica a viviendas, industrias, comercios, dependencias oficiales, alumbrado público o la red de uso general deben contar con certificado de producto.	RETIE 28.5.3 Parte b)				
50	Las instalaciones de sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica y sus equipos asociados tales como cables, inversores, baterías, reguladores de carga de baterías, deben cumplir lo establecido en el presente Anexo y lo que aplique de la sección 690 de la NTC 2050 y contar con un certificado de producto.	RETIE 28.5.3 Parte c)				
51	En aplicaciones domiciliarias o similares, y en otras aplicaciones de generación de potencia menor a 100 KW, la conexión en corriente directa del sistema solar no debe superar 220 V.	RETIE 28.5.3 Parte d)				

52	Cuando la carga de acumulación en las baterías plomo ácido para sistemas fotovoltaicos supere los 300 Ah, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar. Para otros tipos de baterías se deben atender las recomendaciones de montaje hechas por el fabricante.	RETIE 28.5.3 Parte e)				
53	Si la instalación de paneles solares fotovoltaicos, va a inyectar energía eléctrica a la red, se debe considerar como un sistema autogenerador o un sistema de generación distribuida y debe cumplir los requisitos que le apliquen, en particular los señalados en el Artículo 21° del presente reglamento.	RETIE 28.5.3 Parte f)				
54	Toda fuente de generación de energía eléctrica, conectada a la red de uso general, debe cumplir los requisitos que le apliquen del Artículo 21 del presente anexo general y los de la sección 705 de la NTC 2050.	RETIE 28.6.3				
<b>MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE CONFORMIDAD.</b>						
55	<p>Como mecanismo de verificación del cumplimiento del presente reglamento y de apoyo al control y vigilancia ejercida por el Estado, se recurre a instancias establecidas en el Decreto 1595 del 2015, por el cual se dictan normas relativas al Subsistema Nacional de la Calidad y se modifica el Capítulo 7 y la Sección 1 del Capítulo 8 del Título 1 de la parte 2 del libro 2 del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, Decreto 1074 de 2015, y se dictan otras disposiciones, o el que lo modifique o sustituya, utilizando los servicios de evaluación de la conformidad, prestados por organismos debidamente acreditados, tales como certificación de productos, certificación de personas, realización de pruebas y ensayos en laboratorios e inspección de las instalaciones.</p> <p>Conforme con la Ley 1480 de 2011 en su Artículo 73, los organismos de evaluación de la conformidad serán responsables por los servicios de evaluación que presten dentro del marco del certificado o del documento de la conformidad que hayan expedido. Sin perjuicio de las multas a que haya lugar, el evaluador de la conformidad (persona competente, laboratorio, organismo de certificación u organismo de inspección) será responsable frente al usuario del producto o de la instalación, por el servicio de evaluación de la conformidad. El evaluador no será responsable cuando el evaluado haya modificado los elementos, procesos, sistemas o demás condiciones evaluadas y exista nexo causal entre dichas variaciones y el daño ocasionado.</p>	RETIE 33				
56	<p>Los organismos de certificación de personas que certifiquen la competencia de los inspectores y directores técnicos de organismos de inspección y los organismos de inspección que intervengan en la demostración de la conformidad de las instalaciones con el presente reglamento, deben estar acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación ONAC, conforme con el Decreto 1595 del 2015, los criterios de acreditación de la norma ISO/IEC 17065, el presente reglamento y demás normas de acreditación aplicables.</p> <p>Los laboratorios de calibración, laboratorios de pruebas y ensayos; organismos de certificación de productos tienen relación con los productos que se utilizan en las instalaciones eléctricas, por lo que los detalles sobre su acreditación se hará en el reglamento técnico de productos.</p>	RETIE 33.1				

57	<p>Para efectos de establecer la conformidad de las instalaciones eléctricas con el presente reglamento, los inspectores y los directores técnicos de organismos de inspección o quien en forma excepcional sea delegado por el organismo para suscribir el dictamen de inspección en remplazo del Director Técnico deben contar con certificación de competencia. Tales competencias deben demostrarse mediante un certificado expedido por un organismo de certificación de personas acreditado por el ONAC, bajo el criterio de la norma ISO/IEC 17024 o NTC-ISO/IEC 17024 y los referentes normativos elaborados con base en los requisitos del presente Reglamento. Entendiendo por estas competencias, las definidas por la Organización Internacional del Trabajo (OIT), para realizar eficazmente una tarea específica, por poseer las calificaciones requeridas para ello, en particular el conocimiento y debida interpretación del reglamento.</p> <p>Los prerrequisitos para fungir como inspectores, directores técnicos o quien haga sus veces, serán entre otros, los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Matrícula profesional de ingeniero en la especialidad que lo habilite legalmente para emitir un dictamen pericial sobre la instalación objeto de inspección, conforme con las Leyes 842 de 2003 y 51 de 1986,</li> <li>- Certificaciones de experiencia laboral del ejercicio profesional por más de un año en actividades de: diseño, construcción, operación, mantenimiento o inspección de instalaciones eléctricas, del mismo o similar tipo de la instalación a inspeccionar, y</li> <li>- Certificación de competencias, expedido por un organismo acreditado para certificar</li> </ul>	RETIE 33.1.1				
<b>PRUEBAS Y MEDICIONES</b>						
58	<p>Para instalaciones de uso final (domiciliarias o similares, industria, comercio):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Resistencia de puesta a tierra</li> <li>- Aislamiento de conductores entre el tablero de medidores y el tablero general, aleatoriamente a circuitos ramales (al menos 1 o el 10%); se debe medir fase-tierra, fase-fase y fase-neutro con al menos 1000 V c.c; la impedancia no debe ser menor a 1 MΩ y las fugas por aislamiento no deben superar 200 mA.</li> <li>- Equipotencialidad en edificaciones con subestación.</li> </ul> <p>RESOLUCIÓN No. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE 193</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Corrientes en conductores de puesta a tierra.</li> <li>- Distancias mínimas de seguridad y espacios de trabajo.</li> <li>- Prueba de polaridad para tomacorriente y portabombillas.</li> <li>- Secuencias de fases en sistemas trifásicos.</li> <li>- Prueba de interruptor automático. Asegurar operatividad.</li> <li>- Campo eléctrico o flujo magnético si lo requiere.</li> </ul>	RETIE 35.3				

59	<p>Para instalaciones de redes y subestaciones de media tensión:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Resistencia de puesta a tierra.</li> <li>- Distancias mínimas de seguridad.</li> <li>- Flechas para verificar tensión de tendido de conductores.</li> <li>- Inclinação de estructuras.</li> <li>- Equipotencialidad</li> <li>- Corrientes en conductores de puesta a tierra.</li> <li>- Campos electromagnéticos (cuando aplique)</li> <li>- Verificación visual de inexistencia de árboles, estructuras o elementos que comprometan distancias de seguridad en un futuro cercano.</li> <li>- Tensión de paso y contacto (cuando aplique).</li> </ul>	RETIE 35.3				
60	<p>Para la inspección de instalaciones de centrales de generación de más de 20 MVA, líneas de transmisión y subestaciones de alta y extra alta tensión, se debe hacer una evaluación documental exhaustiva del diseño, y verificar con los informes de interventoría y bitácoras de obra si se cumplieron los requerimientos señalados, la inspección de estas instalaciones debe hacerse con participación multidisciplinaria, con el apoyo de profesionales expertos y con las competencias legales en aspectos civiles, mecánicos y ambientales, bajo la coordinación del inspector certificado. En las actas se debe dejar constancia de la participación de estos expertos.</p>	RETIE 35.3				
61	<p>En todo caso, en la inspección de centrales, líneas de transmisión y subestaciones de alta y extra- alta tensión se deben medir y probar por lo menos los siguientes parámetros que apliquen: equipotencialidad, distancias de seguridad, anchos de servidumbre, espacios de trabajo, campos electromagnéticos, aislamientos, tensiones inducidas en estructuras, flechas para verificar tensión mecánica del conductor, sistemas de puestas a tierra, tensiones de paso y contacto, sistemas de protecciones y control, ruido audible, emisiones, y condiciones mecánicas de equipos y estructuras.</p>	RETIE 35.3				
<b>OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y REVISIÓN DE LAS INSTALACIONES</b>						
62	<p>A todas las instalaciones objeto del presente reglamento deben ser operadas y mantenidas por personal competente y se les debe verificar que no presentan alto riesgo. Las instalaciones que requieren inspección conforme al numeral 34.3.2, la verificación se debe hacer mediante inspecciones técnicas adelantadas por Organismos de Inspección acreditados. Las que no requieren inspección, deben contar con una declaración de cumplimiento suscrita por una persona competente. La periodicidad de la revisión de las instalaciones de uso final, será de 5 años para instalaciones especiales; 10 años para instalaciones básicas y redes de distribución y 15 años para centrales de generación, subestaciones y líneas asociadas a transmisión.</p>	RETIE 36 Parte a)				
63	<p>Los cambios de uso de una instalación eléctrica, serán permitidos solo si se tiene seguridad de que la instalación cumple los requisitos vigentes aplicables para el nuevo tipo de aplicación, no podrá aceptarse como excusa la fecha de construcción de la instalación así esta fuera anterior a la entrada en vigencia del RETIE (1° de mayo 2005).</p>	RETIE 36 Parte k)				

CERTIFICADOS DE CONFORMIDAD DE PRODUCTOS.					
64	Se podrán instalar con el certificado de producto bajo Resolución 90708 de 2013, aquellos productos objeto del RETIE incluidos en dicha resolución, siempre que el certificado este vigente.	RETIE 39.2 Parte a)			
65	El Certificado de Conformidad de Producto con el RETIE para los productos con requisitos de instalación señalados en esta versión del reglamento y no contemplados en la Resolución 90708 de 2013, que son: baterías de acumulación de carga, inversores corriente continua a corriente alterna, reguladores y controladores de carga de baterías, aerogeneradores; partes eléctricas de ascensores, escaleras electromecánicas, pasillos, andenes y rampas para el transporte de personas, y las partes eléctricas de tensiones mayores a 25 V de dichos equipos que se importen o comercialicen por separado;, serán exigibles a partir de los seis meses después de la publicación en el Diario Oficial del reglamento técnico para esos productos.	RETIE 39.2 Parte b)			
CREG - RESOLUCIÓN 030 DE 2018					
1	Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden, a los operadores de red y transmisores nacionales. También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1MW y menores o iguales a 5M. Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia, existente o nueva.	CREG Art 2			
<b>Observaciones:</b>					

Firma del Inspector	
---------------------	--



## ANEXO 4. FORMATO ACTA DE VISITAS DE INSPECCIÓN

	<b>ACTA DE VISITA DE INSPECCIÓN</b>	Pagina 1 de 3
---	-------------------------------------	---------------

Lugar y fecha de Inspección: \_\_\_\_\_  
 Nombre Organismo de inspección: \_\_\_\_\_  
 Nit. Organismo de inspección: \_\_\_\_\_ Teléfono: \_\_\_\_\_

1. INFORMACIÓN GENERAL					
Hora de inicio		Código del proyecto:	CPSSF-2018-01	Nombre del Proyecto:	
Nombre del Inspector:					
2. PERSONAS RESPONSABLES DE LA OBRA SSF (DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO RETIE) INICIO					
Nombre de la persona autorizada:					
Firma:		Matrícula Profesional:			
3. VERIFICACIÓN DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, EQUIPOS E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS ASOCIADOS A LA INSPECCIÓN					
DESCRIPCIÓN DEL ELEMENTO	CONFIRMACIÓN DE SU USO		RIESGOS ASOCIADOS		
	SI	NO	IDENTIFICACIÓN	ACCIÓN A TOMAR	
CASCO DIELÉCTRICO			Locales de trabajo (paredes, suelo, techos, vías de comunicación, etc.)		
GAFAS CON PROTECCIÓN UV			Equipos de trabajo (máquinas, herramientas, aparatos, etc.)		
PROTECTOR AUDITIVO			Energías e instalaciones (electricidad, gas, aire comprimido, etc.)		
BOTAS			Productos y sustancias (materias primas, productos químicos, etc.)		
OTROS:			Otro...		
4. VERIFICACIÓN DE EQUIPOS, FORMATOS Y LISTAS DE VERIFICACIÓN.					
Verificar que cuenta con los formatos y listas de verificación necesarias y vigentes					
Verificar que los equipos de medición se encuentran completos y cumplen condiciones metroológicas establecidas					
Observación:					
5. PLANEACIÓN DE LAS LABORES DE INSPECCIÓN					
La persona encargada de la instalación SSF y/o el cliente acepta la metodología y el plan de trabajo para la ejecución de las actividades propias del proceso de inspección presentadas por parte del inspector.					
Ítem	Descripción de Actividad Planeada			Actividad Realizada	Tiempo invertido
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
Total tiempo de Visita (Horas y Minutos hh:mm)					



ANEXO DE NO CONFORMIDADES		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	RETIE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		



ÍTEM	MATERIAL	APLICA		CUMPLE		MARCAS	ORGANISMO	Nº DE CERTIFICADO	FECHA DE VIGENCIA	VIGENTE	
		SI	NO	SI	NO					SI	NO
19	Portalámparas o portalbombillas.										
20	Baterías, almacenadores o capacitores de energía.										
21	Interruptores manuales o switches de baja tensión, incluyendo el tipo cuchilla.										
22	Multímetros eléctricos para tensión menor a 600 V.										
23	Paneles solares fotovoltaicos para uso en instalaciones eléctricas de construcciones residenciales, comerciales o de uso público.										
24	Productos para instalaciones eléctricas especiales, para áreas clasificadas como peligrosas (áreas clasificadas), para instalaciones en lugares de asistencia médica, para instalaciones de viviendas										
25	Productos para equipos especiales, tales como: ascensores, montacargas, escaleras eléctricas, pasillos electromecánicos, grúas colgantes, elevadores de carga, equipos de rayos X, máquinas de										
26	Productos para instalaciones eléctricas en lugares con alta concentración de personas.										
27	Puestas a tierra temporales.										
28	Pulsadores eléctricos usados como accionamiento manual para conexión y desconexión de circuitos eléctricos										
29	Tableros eléctricos y paneles, armarios o encerramientos para tableros de tensión inferior o igual a 100										
30	Tomacorrientes para uso general o aplicaciones en instalaciones especiales para baja tensión.										
31	Transferencias automáticas.										
32	Relés térmicos y electrónicos para protección contra sobrecargas.										
33	Transformadores de capacidad mayor o igual a 3 KVA.										
34	Tubos de hierro o aleación de hierro, para instalaciones eléctricas (Tubos Conduit metálicos).										
35	Tubos no metálicos para instalaciones eléctricas (Tubos Conduit no metálicos).										
36	Unidades ininterrumpidas de potencia (UPS).										
37	Unidades de tensión regulada (reguladores de tensión) de potencia mayor a 500 W.										

Nombre del Inspector: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

## ANEXO 6. LISTA DE CHEQUEO DE INSTALACIONES

	<b>LISTA DE CHEQUEO DISEÑO INSTALACIONES ELECTRICAS SSF</b>	Página 1 de 1
---	---	---------------

Nombre del Proyecto: \_\_\_\_\_

Código del proyecto: \_\_\_\_\_ CPSSF-2018-01

Fecha de revisión: \_\_\_\_\_

ITEM	DESCRIPCION	APLICA		CUMPLE		OBSERVACIONES
		SI	NO	SI	NO	
1	Análisis y cuadro de cargas iniciales y futuras.					
2	Análisis de Cortocircuito y falla a tierra.					
3	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.					
4	Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.					
5	Calculo de acumuladores o baterías.					
6	Calculo de panel solar					
7	Calculo del controlador					
8	Calculo del inversor					
9	Calculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitaciones de corrientes de los dispositivos según IEC 60947-2					
10	Clasificación de Aéreas.					
11	Elaboración de Diagramas Unifilares.					
12	Elaboración de Planos y esquemas eléctricos para construcción.					
13	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones ambientales.					
14	Distancias de seguridad Requeridas.					

Nombre del inspector: \_\_\_\_\_

Matrícula Profesional: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ Firma

## ANEXO 7. LISTA DE CHEQUEO DE USO FINAL



### LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

Nombre del Proyecto: \_\_\_\_\_

Código del proyecto: CPSSF-2018-01

Fecha de Inspección \_\_\_\_\_

Nombre del Inspector: \_\_\_\_\_

Matricula Profesional: \_\_\_\_\_

Tipo de Instalación
Casa
Apartamento
Local Comercial
Industrial

Apartamentos / Casas / Locales inspeccionados									

ITEM	DESCRIPCION	RELACION DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
<b>TABLEROS</b>						
1	Se debe contar con el aislamiento apropiado acorde con el nivel de tensión de la parte energizada.	RETIE 27.4.1 Numeral a)				
2	Se debe asegurar el alejamiento de las personas a partes bajo tensión.	RETIE 27.4.1 Numeral b)				
3	Se deben colocar obstáculos o barreras que impidan el acceso de las personas no autorizadas a las partes energizadas.	RETIE 27.4.1 Numeral c)				
4	Se debe disponer de dispositivos de corte automático de la alimentación en cada circuito.	RETIE 27.4.1 Numeral e)				
5	Toda instalación eléctrica debe disponer de un sistema de puesta a tierra, a menos que en el RETIE o normas técnicas internacionales establezcan lo contrario	RETIE 27.4.2 Numeral b)				
6	Todas las carcasas o masas de equipos deben contar con conexión a tierra, que protejan a las personas frente a las corrientes de fuga.	RETIE 27.4.2 Numeral c)				

7	Toda instalación eléctrica para el uso final de la electricidad debe contar con protección automática contra sobre corriente (Breakers)	RETIE 27.4.3 Numeral a)				
8	Cada circuito debe ser provisto de un interruptor automático, que lo proteja de sobre corrientes (Breakers)	RETIE 27.4.3 Numeral b)				
9	El tablero donde se alojen los interruptores automáticos debe ser fácilmente accesible, es decir que no se requiera de elementos adicionales ni retirar obstáculos para poder acceder a él, debe permitir accionar manualmente los interruptores y el espacio de trabajo donde se localice el tablero debe tener las dimensiones adecuadas que permita la movilidad del operario que requiera retirar sus tapas, abrir sus puertas y sustraer, reparar o mantener sus componentes. (90 cm).	RETIE 27.4.3 Numeral d)				
10	Las duchas eléctricas, deben instalarse en circuitos apropiados de capacidad no menor a 30 A para instalación monofásica a tensión menor de 150 V y 20 A para 208/220/240 V protegidos con un interruptor automático, con neutro y conductor de tierra plenamente identificados y conectado sólidamente a tierra o disponer de una protección diferencial.	RETIE 28,1 Numeral e)				
11	Las instalaciones eléctricas de las unidades de vivienda, de área construida menor a 50 m <sup>2</sup> y capacidad instalable no mayor a 7 kVA, deben ser construidas mínimo con los siguientes circuitos: 1. 1. Un circuito para pequeños artefactos de cocina, despensa y comedor, de capacidad no menor a 20 A, a este circuito se le puede incorporar la carga del cuarto de baño 2. 2. Un circuito para conexión de plancha y lavadora de ropa, de capacidad no menor a 20 A 3. 3. Un circuito para iluminación y tomacorrientes de uso general en el resto de la vivienda, de capacidad no menor a 20 A.	RETIE 28,1 Numeral g)				
12	Cuando se tengan partes expuestas energizadas a menos de 150 V de un lado y conectadas a tierra en el otro, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 1,9 m de altura (medidos verticalmente desde el piso o plataforma) o la altura del equipo cuando este sea más alto y 0,75 m de ancho o el ancho del equipo si este es mayor. <b>En todo caso la profundidad del espacio de trabajo frente al equipo no debe ser inferior a 0,9 m.</b>	RETIE 10,4 PARRAFO 5				
13	Con el objeto de evitar accidentes por errónea interpretación del nivel de tensión y tipo de sistema utilizado, <b>se debe cumplir el código de colores para conductores aislados de potencia</b> , establecido en las Tablas 6.5 y 6.6 según corresponda.	RETIE 6,3 Párrafo 1				
14	En todos los casos el neutro debe ser de color blanco o marcado con blanco en todas las partes visibles y la tierra de protección color verde o marcada con franja verde. <b>No se debe utilizar el blanco ni el verde para las fases.</b>	RETIE 6,3 Párrafo 4				
15	Las aberturas no utilizadas de las cajas, canalizaciones, canales auxiliares, gabinetes, carcasas o cajas de los equipos, se deben cerrar eficazmente para que ofrezcan una protección similar a la pared del equipo.	RETIE 20,5,2 Numeral f)				

16	<p><b>Rotulado e instructivos</b> Un tablero debe tener adherida de manera clara, permanente y visible, mínimo la siguiente información:</p> <p>a. Tensión(es) nominal(es) de operación.  b. Corriente nominal de alimentación.  c. Número de fases.  d. Número de hilos (incluyendo tierras y neutros).  e. Razón social o marca registrada del productor, comercializador o importador.  f. El símbolo de riesgo eléctrico.  g. Cuadro para identificar los circuitos.  h. Indicar, de forma visible, la posición que deben tener las palancas de accionamiento de los interruptores, al cerrar o abrir el circuito.  i. Todo tablero debe tener su respectivo diagrama unifilar actualizado.</p> <p>Adicional al rotulado, el productor de tableros debe poner a disposición del usuario, mínimo la siguiente información:</p> <p>a. Grado de protección o tipo de encerramiento.  b. Diagrama unifilar original del tablero.  c. El tipo de ambiente para el que fue diseñado en caso de ser especial (corrosivo, intemperie o áreas explosivas).  d. Instrucciones para instalación, operación y mantenimiento.</p>	RETIE 20.23.1.4				
17	Las canalizaciones, conjuntos de cables, cajas, armarios y herrajes deben estar bien sujetos. No se permite utilizar como único apoyo cables de soporte que no ofrezcan resistencia suficiente.	NTC 2050 300-11 Numeral a)				
18	No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (Tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos.	RETIE 20,6,1,2 Numeral h)				
19	Los tubos deben ser suministrados con las roscas de acuerdo con la norma ANSI B1.201, NTC 332 u otras equivalentes y deben ser protegidas, igualmente el tubo debe ser suministrado con una unión roscada que se acople al tubo	RETIE 20,6,1,1 Numeral h)				
20	El tablero debe proveerse con barrajes aislados para los conductores de neutro y puesta a tierra aislada, tanto del circuito alimentador como de los circuitos derivados y solo en el tablero principal, se debe instalar el puente equipotencial principal.	RETIE 20,23,1,3 Numeral d)				



## LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	RELACIÓN DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
21	No se deben instalar dos o más conectores o terminales en la misma bornera o al mismo tornillo.	RETIE 20,12,2 Numeral a)				
22	Las partes de canalizaciones que estén expuestas o a la vista, deben marcarse en franjas de color naranja de al menos 10 cm de anchas para distinguir las de otros usos.	RETIE 20,6 Numeral a)				
23	No se deben retirar tapas de entrada de ductos no utilizadas, ni se deben hacer perforaciones adicionales.	RETIE 20.5.2 Parte e)				
24	Cada conductor que se instale en un tablero, debe conectarse mediante terminal que pueda ser a presión o de sujeción por tornillo.	RETIE 20.23.1.3 Parte a)				
25	Cada circuito de derivación debe disponer de un terminal de salida para la conexión de los conductores de neutro o tierra requeridos.	RETIE 20.23.1.3 Parte c)				
26	El tablero debe tener un barraje para conexión a tierra del alimentador, con suficientes terminales de salida para circuitos derivados y solo en el tablero principal, se debe instalar el puente equipotencial principal.	RETIE 20.23.1.3 Parte d)				
27	El alambrado del tablero debe cumplir el código de colores establecido en el RETIE 2013.	RETIE 20.23.1.3 Parte f)				
<b>TOMACORRIENTES</b>						
28	Toda instalación eléctrica debe disponer de un sistema de puesta a tierra, a menos que en el RETIE o normas técnicas internacionales establezcan lo contrario.	RETIE 27.4.2 Numeral b)				
29	En dormitorios con área menor o igual a 9 m <sup>2</sup> se podrá aceptar que se disponga de sólo dos tomacorrientes dobles, siempre que estén ubicados en paredes opuestas. En el resto de la vivienda se debe atender lo establecido en el artículo 210.52 de la NTC 2050, <b>teniendo en cuenta las excepciones de movilidad.</b>	RETIE 28,1 Numeral b)				

30	Los cuartos de baño de áreas sociales en viviendas, se eximen de la instalación de tomacorrientes cercano al lavamanos, siempre que en este recinto no se utilicen equipos eléctricos a más de 25 voltios, distintos al sistema fijo de iluminación del cuarto y los demás cuartos de baño de la vivienda cuente con tomacorriente con protección de falla a tierra. En ningún caso se permite el uso de extensiones eléctricas o multitomas en los cuartos de baño al menos que estén derivadas de una toma corriente con protección de falla a tierra.	RETIE 28,1 Numeral f)				
31	Cuando los tomacorrientes se instalen de forma horizontal, el contacto superior debe corresponder al neutro. Cuando exista un arreglo de varios tomacorrientes en un mismo producto, el contacto superior debe ser el neutro.	RETIE 20,10,2 Numeral f				
32	Con el objeto de evitar accidentes por errónea interpretación del nivel de tensión y tipo de sistema utilizado, <b>se debe cumplir el código de colores para conductores aislados de potencia</b> , establecido en las Tablas 6.5 y 6.6 según corresponda.	RETIE 6,3 Párrafo 1				
33	En todos los casos el neutro debe ser de color blanco o marcado con blanco en todas las partes visibles y la tierra de protección color verde o marcada con franja verde. <b>No se debe utilizar el blanco ni el verde para las fases.</b>	RETIE 6,3 Párrafo 4				
34	En todos los puntos de salidas, uniones y de interruptores, debe quedar como mínimo <b>una longitud de 15 cm libre</b> en los conductores para empalmes o conexiones de elementos o dispositivos eléctricos.	NTC 2050 300-14				
35	Las aberturas no utilizadas de las cajas, canalizaciones, canales auxiliares, gabinetes, carcasas o cajas de los equipos, se deben cerrar eficazmente para que ofrezcan una protección similar a la pared del equipo.	RETIE 20,5,2 Numeral f)				
36	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20,5,2 Numeral a)				
37	Las canalizaciones, conjuntos de cables, cajas, armarios y herrajes deben estar bien sujetos. No se permite utilizar como único apoyo cables de soporte que no ofrezcan resistencia suficiente.	NTC 2050 300-11 Numeral a)				
38	No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (Tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos.	RETIE 20,6,1,2 Numeral h)				
39	Los tubos deben ser suministrados con las roscas de acuerdo con la norma ANSI B1.201, NTC 332 u otras equivalentes y deben ser protegidas, igualmente el tubo debe ser suministrado con una unión roscada que se acople al tubo.	RETIE 20,6,1,1 Numeral h)				
40	Tomacorrientes en lugares húmedos o mojados deben de contar con un encerramiento que sea a prueba de intemperie.	NTC 2050 410-57 Numeral a) y b)				

41	Las partes de canalizaciones que estén expuestas o a la vista, deben marcarse en franjas de color naranja de al menos 10cm de anchas para distinguir las de otros usos.	RETIE 20,6 Numeral a)				
42	Las salidas de tomacorriente se deben instalar de modo que ningún punto a lo largo de la línea de la pared quede a más de 0,6 m de una salida de tomacorriente en ese espacio, medidos horizontalmente.	RETIE 20,6 Numeral a)				
43	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20.5.2 Parte a)				
44	En paredes o cielorrasos de concreto, ladrillo o cualquier otro material no combustible, las cajas deben ser instaladas de modo que su borde frontal no se encuentre a más de 15 mm de la superficie de acabado final; cuando por razones constructivas no se pueda cumplir este requisito se deben instalar suplementos a la caja, aprobados para ese uso; en todo caso se debe garantizar el encerramiento, la estabilidad mecánica del aparato o equipo a instalar y las distancias de seguridad.	RETIE 20.5.2 Parte c)				
45	No se deben retirar tapas de entrada de ductos no utilizadas, ni se deben hacer perforaciones adicionales.	RETIE 20.5.2 Parte e)				
46	En los proceso de vaciado y curado de concreto, se debe proteger adecuadamente el interior de las cajas para evitar la pérdida del galvanizado.	RETIE 20.5.2 Parte g)				
47	Las clavijas y tomacorrientes para uso en intemperie, deben tener un grado de encerramiento IP (o su equivalente NEMA), adecuado para la aplicación y condiciones ambientales que se esperan. Los tomacorrientes instalados en lugares sujetos a la lluvia o salpicadura de agua deben tener una cubierta protectora o encerramiento a prueba de salpicadura.	RETIE 20.10.2 Parte c)				
48	En ambientes con chorros de agua (lugares de lavado) se deben usar enchufes y tomacorrientes con encerramiento no menor a IP67 o su equivalente NEMA. Los tomacorrientes con protección de falla tierra no son aptas para estas aplicaciones, a menos que el productor así lo garantice.	RETIE 20.10.2 Parte d)				
49	Las salidas deben estar ubicadas a no más de 0,5 m por encima del mostrador. Las salidas no se deben instalar mirando hacia arriba en las superficies de trabajo o mostradores.					
50	En las unidades de vivienda se debe instalar como mínimo un tomacorriente para lavadora y plancha.					



## LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

ITEM	DESCRIPCION	RELACION DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
<b>TOMACORRIENTES GFCI (BAÑOS Y MESONES DE COCINA)</b>						
51	Toda instalación eléctrica debe disponer de un sistema de puesta a tierra, a menos que en el RETIE o normas técnicas internacionales establezcan lo contrario.	RETIE 27.4.2 Numeral b)				
52	En las áreas donde la instalación genere mayor vulnerabilidad de la persona al paso de la corriente, tales como lugares húmedos, se deben utilizar interruptores diferenciales de alta sensibilidad (GFCI o RCD).	RETIE 27.4.1 Numeral f)				
53	Debe de contar con Protección GFCI: Cuando los tomacorrientes estén instalados para servir artefactos situados sobre los mesones.	NTC 2050 210-8 Numeral a)-6				
54	Debe de contar con Protección GFCI: Cuando los tomacorrientes estén instalados para servir artefactos situados en los mesones y situados a menos de 1,8 m del borde exterior del lavaplatos.	NTC 2050 210-8 Numeral a)-7				
55	En unidades de vivienda con capacidad instalable menor o igual a 7 kW, se permite que los tomacorrientes con interruptor de circuito por falla a tierra, puedan hacer parte del circuito para pequeños artefactos de cocina y de iluminación y fuerza en baños, siempre y cuando en el mesón de la cocina no se tengan más de dos salidas de tomacorriente doble y en el baño no más de una salida de tomacorriente doble.	RETIE 28,1 Numeral a)				
56	La instalación de tomacorrientes con protección de falla a tierra se debe exigir en los espacios y condiciones determinadas por la NTC 2050, teniendo en cuenta que el objetivo es la protección de la persona contra contactos indirectos por corrientes de fuga, principalmente en la conexión o desconexión frecuente de los equipos, en condiciones de mayor vulnerabilidad como en los casos de piel mojada o sumergida.	RETIE 28,1 Numeral c)				
57	En los cuartos de baño que contienen bañeras, duchas o lavamanos y las zonas circundantes, el riesgo de contacto aumenta en razón de la reducción de la resistencia eléctrica del cuerpo humano mojado y del mayor contacto con tierra, por ello sólo se aceptan las duchas eléctricas que cumplan los requerimientos tanto de producto como de instalación establecidos en el numeral 20.15 del RETIE. Las tomacorriente estén protegidas con interruptor de falla a tierra y los interruptores no estén instalados en áreas mojadas o a menos de 80 cm de la puerta de la zona de la ducha.	RETIE 28,1 Numeral d)				

58	Con el objeto de evitar accidentes por errónea interpretación del nivel de tensión y tipo de sistema utilizado, <b>se debe cumplir el código de colores para conductores aislados de potencia</b> , establecido en las Tablas 6.5 y 6.6 según corresponda.	RETIE 6,3 Párrafo 1				
59	En todos los casos el neutro debe ser de color blanco o marcado con blanco en todas las partes visibles y la tierra de protección color verde o marcada con franja verde. <b>No se debe utilizar el blanco ni el verde para las fases.</b>	RETIE 6,3 Párrafo 4				
60	En todos los puntos de salidas, uniones y de interruptores, debe quedar como mínimo <b>una longitud de 15 cm libre</b> en los conductores para empalmes o conexiones de elementos o dispositivos eléctricos.	NTC 2050 300-14				
61	Las aberturas no utilizadas de las cajas, canalizaciones, canales auxiliares, gabinetes, carcasas o cajas de los equipos, se deben cerrar eficazmente para que ofrezcan una protección similar a la pared del equipo.	RETIE 20,5,2 Numeral f)				
62	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20,5,2 Numeral a)				
63	Las canalizaciones, conjuntos de cables, cajas, armarios y herrajes deben estar bien sujetos. No se permite utilizar como único apoyo cables de soporte que no ofrezcan resistencia suficiente.	NTC 2050 300-11 Numeral a)				
64	Está permitido sustituir un tomacorriente o tomacorrientes sin polo a tierra por otro u otros con polo a tierra cuando estén alimentados desde un interruptor de circuito por falla a tierra (GFCI). Los tomacorrientes con polo a tierra servidos a través del interruptor de circuito por falla a tierra (GFCI) deben llevar las indicaciones "Protegido por interruptor de circuito de falla a tierra" (GFCI Protected) y "Sin puesta a tierra de equipos" (No Equipment Ground). Entre tomacorrientes con polo a tierra no se debe conectar un conductor de puesta a tierra de equipos.	NTC 2050 200-7#3-C				
65	No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (Tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos.	RETIE 20,6,1,2 Numeral h)				
66	Los tubos deben ser suministrados con las roscas de acuerdo con la norma ANSI B1.201, NTC 332 u otras equivalentes y deben ser protegidas, igualmente el tubo debe ser suministrado con una unión roscada que se acople al tubo.	RETIE 20,6,1,1 Numeral h)				
67	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20.5.2 Parte a)				

68	En paredes o cielorrasos de concreto, ladrillo o cualquier otro material no combustible, las cajas deben ser instaladas de modo que su borde frontal no se encuentre a más de 15 mm de la superficie de acabado final; cuando por razones constructivas no se pueda cumplir este requisito se deben instalar suplementos a la caja, aprobados para ese uso; en todo caso se debe garantizar el encerramiento, la estabilidad mecánica del aparato o equipo a instalar y las distancias de seguridad.	RETIE 20.5.2 Parte c)				
69	No se deben retirar tapas de entrada de ductos no utilizadas, ni se deben hacer perforaciones adicionales.	RETIE 20.5.2 Parte e)				
70	En los proceso de vaciado y curado de concreto, se debe proteger adecuadamente el interior de las cajas para evitar la pérdida del galvanizado.	RETIE 20.5.2 Parte g)				
71	En los cuartos de baño de las unidades de vivienda, se debe instalar por lo menos un tomacorriente en la pared adyacente a cada lavamanos, estén o no en un cuarto de baño. Las salidas de tomacorriente en los cuartos de baño deben estar alimentadas por lo menos por un circuito ramal de 20 A.	NTC 2050 210-52 Numeral d)				
72	Los tomacorrientes con polo a tierra servidos a través del interruptor de circuito por falla a tierra (GFCI) deben llevar las indicaciones "Protegido por interruptor de circuito de falla a tierra" (GFCI Protected).	NTC 2050 210-7 Numeral 3, Literal c.				
<b>INTERRUPTORES</b>						
73	Con el objeto de evitar accidentes por errónea interpretación del nivel de tensión y tipo de sistema utilizado, <b>se debe cumplir el código de colores para conductores aislados de potencia</b> , establecido en las Tablas 6.5 y 6.6 según corresponda.	RETIE 6,3 Párrafo 1				
74	En todos los casos el neutro debe ser de color blanco o marcado con blanco en todas las partes visibles y la tierra de protección color verde o marcada con franja verde. <b>No se debe utilizar el blanco ni el verde para las fases.</b>	RETIE 6,3 Párrafo 4				
75	En todos los puntos de salidas, uniones y de interruptores, debe quedar como mínimo <b>una longitud de 15 cm libre</b> en los conductores para empalmes o conexiones de elementos o dispositivos eléctricos.	NTC 2050 300-14				
76	Las aberturas no utilizadas de las cajas, canalizaciones, canales auxiliares, gabinetes, carcasas o cajas de los equipos, se deben cerrar eficazmente para que ofrezcan una protección similar a la pared del equipo.	RETIE 20,5,2 Numeral f)				
77	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20,5,2 Numeral a)				



## LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

ITEM	DESCRIPCION	RELACION DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
78	Las canalizaciones, conjuntos de cables, cajas, armarios y herrajes deben estar bien sujetos. No se permite utilizar como único apoyo cables de soporte que no ofrezcan resistencia suficiente.	NTC 2050 300-11 Numeral a)				
79	En los cuartos de baño que contienen bañeras, duchas o lavamanos y las zonas circundantes, el riesgo de contacto aumenta en razón de la reducción de la resistencia eléctrica del cuerpo humano mojado y del mayor contacto con tierra, por ello sólo se aceptan las duchas eléctricas que cumplan los requerimientos tanto de producto como de instalación establecidos en el numeral 20.15 del RETIE. Las tomacorriente estén protegidas con interruptor de falla a tierra y los interruptores no estén instalados en áreas mojadas o a menos de 80 cm de la puerta de la zona de la ducha.	RETIE 28,1 Numeral d)				
80	No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (Tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos.	RETIE 20,6,1,2 Numeral h)				
81	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20.5.2 Parte a)				
82	En paredes o cielorrasos de concreto, ladrillo o cualquier otro material no combustible, las cajas deben ser instaladas de modo que su borde frontal no se encuentre a más de 15 mm de la superficie de acabado final; cuando por razones constructivas no se pueda cumplir este requisito se deben instalar suplementos a la caja, aprobados para ese uso; en todo caso se debe garantizar el encerramiento, la estabilidad mecánica del aparato o equipo a instalar y las distancias de seguridad.	RETIE 20.5.2 Parte c)				
83	No se deben retirar tapas de entrada de ductos no utilizadas, ni se deben hacer perforaciones adicionales.	RETIE 20.5.2 Parte e)				
84	En los proceso de vaciado y curado de concreto, se debe proteger adecuadamente el interior de las cajas para evitar la pérdida del galvanizado.	RETIE 20.5.2 Parte g)				
85	Los tubos deben ser suministrados con las roscas de acuerdo con la norma ANSI B1.201, NTC 332 u otras equivalentes y deben ser protegidas, igualmente el tubo debe ser suministrado con una unión roscada que se acople al tubo	RETIE 20,6,1,1 Numeral h)				

86	Las partes de canalizaciones que estén expuestas o a la vista, deben marcarse en franjas de color naranja de al menos 10cm de anchas para distinguir las de otros usos.	RETIE 20,6 Numeral a)				
<b>ILUMINACIÓN</b>						
87	Toda instalación eléctrica debe disponer de un sistema de puesta a tierra, a menos que en el RETIE o normas técnicas internacionales establezcan lo contrario	RETIE 27.4.2 Numeral b)				
88	Con el objeto de evitar accidentes por errónea interpretación del nivel de tensión y tipo de sistema utilizado, <b>se debe cumplir el código de colores para conductores aislados de potencia</b> , establecido en las Tablas 6.5 y 6.6 según corresponda.	RETIE 6,3 Párrafo 1				
89	En todos los casos el neutro debe ser de color blanco o marcado con blanco en todas las partes visibles y la tierra de protección color verde o marcada con franja verde. <b>No se debe utilizar el blanco ni el verde para las fases.</b>	RETIE 6,3 Párrafo 4				
90	En todos los puntos de salidas, uniones y de interruptores, debe quedar como mínimo <b>una longitud de 15 cm libre</b> en los conductores para empalmes o conexiones de elementos o dispositivos eléctricos.	NTC 2050 300-14				
91	Las cajas utilizadas en las salidas para artefactos de alumbrado (portalámparas), deben estar diseñadas para ese fin y <b>no se permite la instalación de cajas rectangulares.</b>	RETIE 20,5,2 Numeral b)				
92	Las aberturas no utilizadas de las cajas, canalizaciones, canales auxiliares, gabinetes, carcasas o cajas de los equipos, se deben cerrar eficazmente para que ofrezcan una protección similar a la pared del equipo.	RETIE 20,5,2 Numeral f)				
93	Las cajas y conuletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20,5,2 Numeral a)				
94	Las canalizaciones, conjuntos de cables, cajas, armarios y herrajes deben estar bien sujetos. No se permite utilizar como único apoyo cables de soporte que no ofrezcan resistencia suficiente.	NTC 2050 300-11 Numeral a)				
95	No se deben instalar tuberías no metálicas livianas (Tipo A), expuestas ni en cielos falsos; solo se admiten si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos.	RETIE 20,6,1,2 Numeral h)				
96	Los tubos deben ser suministrados con las roscas de acuerdo con la norma ANSI B1.201, NTC 332 u otras equivalentes y deben ser protegidas, igualmente el tubo debe ser suministrado con una unión roscada que se acople al tubo	RETIE 20,6,1,1 Numeral h)				
97	Las partes de canalizaciones que estén expuestas o a la vista, deben marcarse en franjas de color naranja de al menos 10cm de anchas para distinguir las de otros usos.	RETIE 20,6 Numeral a)				

<b>98</b>	Las cajas y conduletas deben instalarse de conformidad con los lineamientos del capítulo 3 de la NTC 2050 Primera Actualización, sin superar los porcentajes de llenado de la tabla 370-16.b, para lo cual se debe seleccionar la caja con el volumen útil indicado en la tabla 370-16a. Se deben limpiar y retirar todos los materiales o elementos que no correspondan a la instalación.	RETIE 20.5.2 Parte a)				
<b>99</b>	En paredes o cielorrasos de concreto, ladrillo o cualquier otro material no combustible, las cajas deben ser instaladas de modo que su borde frontal no se encuentre a más de 15 mm de la superficie de acabado final; cuando por razones constructivas no se pueda cumplir este requisito se deben instalar suplementos a la caja, aprobados para ese uso; en todo caso se debe garantizar el encerramiento, la estabilidad mecánica del aparato o equipo a instalar y las distancias de seguridad.	RETIE 20.5.2 Parte c)				
<b>100</b>	No se deben retirar tapas de entrada de ductos no utilizadas, ni se deben hacer perforaciones adicionales.	RETIE 20.5.2 Parte e)				
<b>101</b>	En los proceso de vaciado y curado de concreto, se debe proteger adecuadamente el interior de las cajas para evitar la pérdida del galvanizado.	RETIE 20.5.2 Parte g)				
<b>102</b>	Los portalámparas deben instalarse atendiendo los requisitos establecidos en la Sección 410 de la NTC 2050. Asegurando que partes energizadas no queden expuestas para lo cual debe comprobarse que la fase esté conectada el terminal central del portalámparas y el neutro a la camisa roscada.	RETIE 20.29.2 Parte a)				
<b>103</b>	La instalación eléctrica y los equipos asociados deben garantizar el suministro ininterrumpido para iluminación en sitios donde la falta de ésta pueda originar riesgos para la vida de las personas, tal como en áreas críticas, salidas de emergencia o rutas de evacuación.	RETIE 17,1 a)				
<b>104</b>	No se permite la utilización de lámparas de descarga con encendido retardado en circuitos de iluminación de emergencia.	RETIE 17,1 b)				
<b>105</b>	El sistema de alumbrados de emergencia equipados con grupos de baterías debe garantizar su funcionamiento por lo menos durante los 60 minutos después de que se interrumpa el servicio eléctrico normal.	RETIE 17,1 c)				



## LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

ITEM	DESCRIPCION	RELACION DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
106	En los lugares en los que estén situados los equipos de emergencia como extintores y camillas, en las instalaciones de protección contra incendios de utilización manual y en los tableros de distribución del alumbrado, la iluminancia horizontal será mínimo de 5 lux a la altura del plano de uso.	RETIE 17,1 d)				
107	Las rutas de evacuación deben estar claramente visibles, señalizadas e iluminadas con un sistema autónomo con batería, garantizando los parámetros fotométricos que se exijan en el RETILAP, aún en condiciones de humo o plena oscuridad.	RETIE 17,1 e)				
108	Excepto donde se tengan ambientes clasificados como peligrosos las luminarias deben tener una hermeticidad no menor a IP20 para uso en interiores e IP65 para uso exterior y deben ser capaces de resistir la combustión a 70 °C de temperatura ambiente, al menos en la mitad del tiempo su autonomía declarada.	RETIE 17,1 f)				
109	Las baterías utilizadas en sistemas de iluminación de emergencia deben cumplir con la normatividad ambiental vigente.	RETIE 17,1 g)				
<b>DUCHAS ELÉCTRICAS Y CALENTADORES DE PASO</b>						
110	La instalación de la ducha atenderá los requisitos e instrucciones suministrada por el productor.	RETIE 20.15.2 Parte a)				
111	La conexión eléctrica debe ser a prueba de agua.	RETIE 20.15.2				
112	El circuito que alimenta la ducha debe tener un conductor de puesta a tierra, el cual debe estar conectado tanto al conductor puesto a tierra de la instalación como a la terminal de puesta tierra de la ducha.	RETIE 20.15.2 Parte d)				
113	Para evitar el contacto directo con el envoltorio de la parte eléctrica en la ducha, en el cuarto de baño la ducha no debe tener partes localizadas a menos de 2 m del piso.	RETIE 20.15.2 Parte e)				
<b>MOTORES Y GENERADORES ELECTRICOS</b>						
114	Se debe conservar la posición de trabajo de la maquina (horizontal o vertical) indicada por el productor.	RETIE 20.21.2 Parte c)				
115	Las carcasas de las maquinas eléctricas rotativas deben ser sólidamente conectadas a tierra. Para generadores móviles debe tenerse un sistema aislado de tierra, el cual debe ser monitoreado.	RETIE 20.21.2 Parte d)				
116	Queda totalmente prohibida la utilización de motores abiertos en puntos accesibles a personas o animales.	RETIE 20.21.2 Parte e)				

117	La capacidad de la máquina se debe calcular teniendo en cuenta la corrección por la altura sobre el nivel del mar donde va a operar.	RETIE 20.21.2 Parte f)				
118	Todo motor con corriente nominal igual o superior a 3A, debe tener una protección termomagnética dedicada (exclusiva para el motor).	RETIE 20.21.2 Parte i)				



### LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

ITEM	DESCRIPCION	RELACION DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
<b>USO FINAL GENERALES</b>						
119	En los edificios que utilicen ascensores o en lugares con alta concentración de personas, tales como los listados en la sección 518 de la NTC 2050 y salones comunales de edificaciones residenciales, se deben utilizar conductores eléctricos con aislamiento o recubrimiento de muy bajo contenido de halógenos, no mayor a 0,5%, no propagadores de llama y baja emisión de humos opacos, certificados según las normas aplicables, tales como IEC 60754-1-2 para el contenido de halógenos, acides y conductividad de humos, IEC 331, IEC 332-1, IEC 332-3 para retardo de la llama, IEC 61034-2 para opacidad o normas equivalentes como UL 2556 o NTC 5786".	RETIE 20.2.9 Parte g)				

120	Se aceptan cables o alambres de aluminio recubierto en cobre en las instalaciones de uso final si: 1. Sean de aleación de aluminio de alta ductilidad - serie AA8000. No se admiten los de la serie 1350. 2. Garantiza total compatibilidad con los equipos del sistema, la instalación debe tener en cuenta los efectos de dilatación térmica, corrosión y par galvánico - Serie UL486. 3. Los circuitos ramales de redes de uso final para instalaciones eléctricas domiciliarias, comerciales o de uso público que utilicen conductores de aluminio, deben ser instalados y mantenidos por personas calificadas y con la competencia profesional certificada por el SENA o por un organismo de certificación de competencias acreditado para la instalación de este tipo de producto. El organismo de inspección deberá verificar el cumplimiento de este requisito y dejar la observación. 4. A toda conexión debe aplicársele el gel retardante de la oxidación. 6. Sobre el cuerpo del dispositivo o equipo para uso directo con conductores de aluminio, se debe fijar un rotulado de advertencia en fondo de color amarillo y letra negra. 7. No se deben conectar conductores de nomenclatura AWG con conectores especificados en mm al cuadrado o viceversa.	RETIE 20.2.9 Parte j)				
121	Cuando en una misma canalización se instalen conductores eléctricos con cableados o tuberías para otros usos, debe existir separación física entre ellos.	RETIE 20.6 Parte b)				
122	No deben instalarse tuberías no metálicas en lugares expuestos a daños físicos o a la luz solar directa, si no están certificadas para ser utilizadas en tales condiciones.	RETIE 20.6.1.2 Parte f)				
123	Las cintas aislantes usadas en instalaciones eléctricas exteriores deben ser de color negro y para las cintas aislantes usadas en instalaciones interiores se recomienda seleccionarlas aplicando el código de colores de este Anexo General.	RETIE 20.9.2				
124	Debido a las diferentes características del cobre y del aluminio, deben usarse conectores o uniones a presión o terminales soldados y apropiados para el tipo de conductor e instalarse adecuadamente.	RETIE 20.12.2 Parte b)				
125	No deben unirse terminales y conductores de materiales distintos, como cobre y aluminio, a menos que el dispositivo esté identificado y aprobado para esas condiciones de uso.	RETIE 20.12.2 Parte c)				
126	Si se utilizan materiales como soldadura, fundentes o compuestos, deben ser adecuados para el uso y de un tipo que no cause daño a los conductores, sus aislamientos, la instalación o a los equipos.	RETIE 20.12.2 Parte d)				
127	El uso de materiales retardantes, geles o inhibidores de corrosión debe asegurar que no se comprometa la conductividad del empalme, conector o terminal y que la parte del conductor cercana a la unión no produzca corrosión, ni tampoco deterioro a las condiciones dieléctricas del aislamiento.	RETIE 20.12.2 Parte e)				

**SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

128	Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en muchos casos.	RETIE 15.1				
129	Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.	RETIE 15.1				
130	Las conexiones que van bajo el nivel del suelo (puesta a tierra), deben ser realizadas con soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo conforme a la norma IEEE 837 o la norma NTC 2206.	RETIE 15.1				
131	Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones internas deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible, no aplica a los electrodos de líneas de transporte.	RETIE 15.1				
132	Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial cumplan con el presente reglamento, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones internas deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible, no aplica a los electrodos de líneas de transporte.	RETIE 15.1				
133	No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.	RETIE 15.3 Parte B)				
134	El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud.	RETIE 15.3 Parte F)				
135	Marcación: el electrodo tipo varilla, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm medidos desde la parte superior.	RETIE 15.3 Parte H)				
135	Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.	RETIE 15.3 Parte A.)				



## LISTA DE CHEQUEO USO FINAL SSF

ITEM	DESCRIPCION	RELACION DEL ARTICULO	APLICA		CUMPLE	
			SI	NO	SI	NO
136	El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Este ítem no aplica a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a los instalados horizontalmente.	RETIE 15.3 Parte A.)				
137	El electrodo puede ser instalado en forma vertical, con una inclinación de 45° o de forma horizontal (a 75 cm de profundidad), siempre que garantice el cumplimiento de su objetivo, conforme al numeral 3 del literal c del de la sección 250-83 de la NTC 2050.	RETIE 15.3 Parte A.)				

138

El conductor que une el electrodo o malla de la puesta a tierra con el barraje principal de puesta a tierra. Para baja tensión, se debe seleccionar con la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la siguiente ecuación de la IEC 60364-5-54.

**Tabla 250-94. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.**

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre *	
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils	mm <sup>2</sup>	AWG o Kcmils
33,62 o menor	2 o menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil	278,68 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1 750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	1200 kcmil y más	912,06 y más	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

RETIE 15.3.2

139	El conductor de protección, también llamado conductor de puesta a tierra de equipos, debe cumplir los siguientes requisitos:	RETIE 15.3.3																																																																																																																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="3">Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)</th> <th colspan="4">Sección Transversal</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Alambre de cobre</th> <th colspan="2">Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *</th> </tr> <tr> <th>mm<sup>2</sup></th> <th>AWG o kcmil</th> <th>mm<sup>2</sup></th> <th>AWG o kcmil</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15</td> <td>2,08</td> <td>14</td> <td>3,30</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>3,30</td> <td>12</td> <td>5,25</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>5,25</td> <td>10</td> <td>8,36</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>5,25</td> <td>10</td> <td>8,36</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>5,25</td> <td>10</td> <td>8,36</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>8,36</td> <td>8</td> <td>13,29</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>200</td> <td>13,29</td> <td>6</td> <td>21,14</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>21,14</td> <td>4</td> <td>33,62</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>400</td> <td>26,66</td> <td>3</td> <td>42,20</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>500</td> <td>33,62</td> <td>2</td> <td>53,50</td> <td>1/0</td> </tr> <tr> <td>600</td> <td>42,20</td> <td>1</td> <td>67,44</td> <td>2/0</td> </tr> <tr> <td>800</td> <td>53,50</td> <td>1/0</td> <td>85,02</td> <td>3/0</td> </tr> <tr> <td>1.000</td> <td>67,44</td> <td>2/0</td> <td>107,21</td> <td>4/0</td> </tr> <tr> <td>1.200</td> <td>85,02</td> <td>3/0</td> <td>126,67</td> <td>250 kcmil</td> </tr> <tr> <td>1.600</td> <td>107,21</td> <td>4/0</td> <td>177,34</td> <td>350 kcmil</td> </tr> <tr> <td>2.000</td> <td>126,67</td> <td>250 kcmil</td> <td>202,68</td> <td>400 kcmil</td> </tr> <tr> <td>2.500</td> <td>177,34</td> <td>350 kcmil</td> <td>304,02</td> <td>600 kcmil</td> </tr> <tr> <td>3.000</td> <td>202,68</td> <td>400 kcmil</td> <td>304,02</td> <td>600 kcmil</td> </tr> <tr> <td>4.000</td> <td>253,25</td> <td>500 kcmil</td> <td>405,36</td> <td>800 kcmil</td> </tr> <tr> <td>5.000</td> <td>354,69</td> <td>700 kcmil</td> <td>608,04</td> <td>1.200 kcmil</td> </tr> <tr> <td>6.000</td> <td>405,36</td> <td>800 kcmil</td> <td>608,04</td> <td>1.200 kcmil</td> </tr> </tbody> </table>						Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal				Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *		mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	15	2,08	14	3,30	12	20	3,30	12	5,25	10	30	5,25	10	8,36	8	40	5,25	10	8,36	8	60	5,25	10	8,36	8	100	8,36	8	13,29	6	200	13,29	6	21,14	4	300	21,14	4	33,62	2	400	26,66	3	42,20	1	500	33,62	2	53,50	1/0	600	42,20	1	67,44	2/0	800	53,50	1/0	85,02	3/0	1.000	67,44	2/0	107,21	4/0	1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil	1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil	2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil	2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil	3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil	4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil	5.000	354,69	700 kcmil	608,04
Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal																																																																																																																					
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *																																																																																																																			
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil																																																																																																																		
15	2,08	14	3,30	12																																																																																																																		
20	3,30	12	5,25	10																																																																																																																		
30	5,25	10	8,36	8																																																																																																																		
40	5,25	10	8,36	8																																																																																																																		
60	5,25	10	8,36	8																																																																																																																		
100	8,36	8	13,29	6																																																																																																																		
200	13,29	6	21,14	4																																																																																																																		
300	21,14	4	33,62	2																																																																																																																		
400	26,66	3	42,20	1																																																																																																																		
500	33,62	2	53,50	1/0																																																																																																																		
600	42,20	1	67,44	2/0																																																																																																																		
800	53,50	1/0	85,02	3/0																																																																																																																		
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0																																																																																																																		
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil																																																																																																																		
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil																																																																																																																		
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil																																																																																																																		
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil																																																																																																																		
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil																																																																																																																		
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil																																																																																																																		
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil																																																																																																																		
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil																																																																																																																		
140	Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.	RETIE 15.3.3 Parte C)																																																																																																																				
141	El conductor de puesta a tierra de equipos, debe acompañar los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.	RETIE 15.3.3 Parte D)																																																																																																																				
142	Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieran aislar, deben ser de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificadas con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.	RETIE 15.3.3 Parte E)																																																																																																																				

<b>143</b>	<p>El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.</p>		RETIE 15.4				
	<b>APLICACIÓN</b>	<b>VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA</b>					
	Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 $\Omega$					
	Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$					
	Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$					
	Protección contra rayos.	10 $\Omega$					
	Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$					
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$						
<b>Tabla 15.4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra</b>							
<b>Observaciones:</b>							

Firma Inspector: \_\_\_\_\_

