



Diseño e implementación de sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala

Carlos Eduardo Salazar Vanegas

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesores

Walter Mauricio Villa Acevedo, Ingeniero electricista

Julián Gallego Henao, Ingeniero electricista

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Eléctrica

Medellín, Antioquia, Colombia

2022

| Cita | C. E. Salazar Vanegas [1] |
|--------------------|--|
| Referencia | [1] C.E. Salazar Vanegas, "Diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala", Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022. |
| Estilo IEEE (2020) | |



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Jesús Francisco Vargas Bonilla.

Jefe departamento: Noé Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| RESUMEN..... | 8 |
| I. INTRODUCCIÓN | 9 |
| II. OBJETIVOS..... | 11 |
| A. Objetivo general | 11 |
| B. Objetivos específicos | 11 |
| III. MARCO TEÓRICO..... | 12 |
| A. Generalidades..... | 12 |
| B. Marco normativo..... | 14 |
| 1) CREG 030 de 2018..... | 14 |
| 2) CREG 015 de 2018..... | 14 |
| 3) Ley 1715 de 2014..... | 14 |
| IV. METODOLOGÍA | 15 |
| V. RESULTADOS | 16 |
| A. Dimensionamiento de un proyecto SSFV..... | 16 |
| I. Consumo energético del cliente..... | 18 |
| II. Numero de paneles y selección de inversores..... | 18 |
| III. Apoyo Constructivo..... | 20 |
| B. Construcción del proyecto SFV..... | 23 |
| C. Certificación RETIE..... | 26 |
| I. Certificados de conformidad..... | 27 |
| II. Formato declaración de cumplimiento..... | 28 |
| III. Formato declaración de responsabilidades de diseños eléctricos entregados en medio magnético..... | 29 |
| IV. Dictamen RETIE..... | 30 |

| | |
|--|----|
| D. Legalización del SFV ante operador de red. | 31 |
| E. Certificación UPME. | 34 |
| F. Proyecto ejecutados en la práctica. | 36 |
| G. Información adicional. | 37 |
| VII. CONCLUSIONES | 38 |
| REFERENCIAS | 39 |
| ANEXOS..... | 41 |
| Anexo 1. Información general del proyecto..... | 41 |
| Anexo 1.1 Objetivo..... | 41 |
| Anexo 1.2 Presentación del proyecto..... | 41 |
| Anexo 2. Análisis de seguridad y riesgo. | 43 |
| Anexo 2.1. Análisis de riesgos eléctricos | 43 |
| Anexo 2.2. Análisis de riesgo NTC 4552-2. | 44 |
| Anexo 3. Cálculos eléctricos. | 45 |
| Anexo 3.1. Dimensionamiento de conductores a utilizar. | 45 |
| Anexo 3.1.1. Conductores desde módulos solares hasta tablero de protecciones DC..... | 45 |
| Anexo 3.1.2. Conductores desde inversores hasta tablero multibreaker AC..... | 51 |
| Anexo 3.2. Cálculo de canalizaciones. | 55 |
| Anexo 3.3. Resumen de conductores y canalizaciones..... | 57 |
| Anexo 3.4. Cálculo de regulación de voltaje. | 57 |
| Anexo 3.5. Cálculo de pérdidas de potencia y energía..... | 58 |
| Anexo 4. Resultados de simulación de producción de energía en el software System Advisor Model (SAM). | 60 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla I Paneles solares e inversores..... | 18 |
| Tabla II Datos técnicos panel solar..... | 19 |
| Tabla III Datos técnicos inversor..... | 19 |
| Tabla IV Resumen de proyectos..... | 36 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Fig. 1 Consumo de energía del cliente. | 18 |
| Fig. 2 Diagrama rutas de cableado. | 20 |
| Fig. 3 Convención módulos FV. | 21 |
| Fig. 4 Dimensión módulos FV. | 21 |
| Fig. 5 Vista frontal ubicación de equipos del SFV. | 22 |
| Fig. 6 Diagrama unifilar SFV. | 22 |
| Fig. 7 Sitio a ubicar módulos FV. | 23 |
| Fig. 8 Estructura para ubicación de módulos FV. | 24 |
| Fig. 9 Montaje de módulos FV. | 24 |
| Fig. 10 Canalización DC del SFV. | 25 |
| Fig. 11 Conexión DC/AC del SFV. | 25 |
| Fig. 12 Llegada a tablero AC PPAL existente. | 26 |
| Fig. 13 Certificados de conformidad de los elementos con conforman el SFV. | 27 |
| Fig. 14 Declaración de cumplimiento RETIE. | 28 |
| Fig. 15 Declaración de responsabilidades de diseños eléctricos entregados en medio magnético. | 29 |
| Fig. 16 Dictamen RETIE del SFV. | 30 |
| Fig. 17 Disponibilidad de la red para conexión [11]. | 32 |
| Fig. 18 Respuesta a petición de insumos para estudios de conexión. | 33 |
| Fig. 19 Solicitud de conexión AGPE, AG hasta 5MW y GD [12]. | 34 |
| Fig. 20 Certificado UPME de un SFV. | 35 |

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

| | |
|--------------|--|
| AGPE | Autogenerador a pequeña escala |
| CREG | Comisión de Regulación de Energía y Gas |
| ZNI | Zona no interconectada |
| SSFV | Sistema solar fotovoltaico |
| FNCER | Fuentes no convencionales de energía renovable |
| STN | Sistema de Transmisión Nacional |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| CA | Corriente alterna |
| CD | Corriente directa |
| GD | Generador distribuido |
| MW | Megavatio |
| RETIE | Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas |
| UPME | Unidad de Planeación Minero-Energética |
| EPM | Empresas Públicas de Medellín |
| CLPE | Contratos de largo de plazo de energía eléctrica |
| MPPT | Maximun Power Point Tracking |
| HSP | Hora solar pico |

RESUMEN

En la actualidad, la preocupación por el cambio climático ha hecho que la implementación de las energías renovables se acelere en todo el mundo. Colombia no es ajeno a esta problemática y ya adelanta su transición energética, con el fin de diversificar su matriz, reduciendo así el impacto ambiental y evitando posibles desabastecimientos producidos por el fenómeno del niño que afecta a la producción de energía proveniente de recursos hídricos.

La empresa de mi práctica profesional, INVERSIONES GSV S.A.S, la cual se dedica a distintas labores de ingeniería eléctrica, entre las que se destaca la generación de energía a partir de biomasa, compensación de energía reactiva, entre otras; está ahora incursionando en proyectos de generación solar fotovoltaica a pequeña escala en distintos municipios de Antioquia, enfocado en el sector agrícola de la región, por lo cual se buscó una manera de ejecutar sistemas solares fotovoltaicos de una manera rápida y eficiente.

Durante la etapa de desarrollo de la práctica empresarial se implementó una serie de pasos los cuales permiten llevar a cabo un sistema solar fotovoltaico (SSFV), desde su etapa de dimensionamiento hasta la etapa final que implica la legalización como pequeños auto generadores ante el operador de red, en este caso epm.

Finalmente, se consiguió ejecutar y terminar un conjunto de proyectos de SSFV, totalmente funcionales, los cuales cumplen con los avales de entes certificadores como el RETIE y el aprobado por parte del operador de red epm.

***Palabras clave* — Dimensionamiento, sistema solar fotovoltaico, operador de red, disminución de impacto ambiental, AGPE.**

I. INTRODUCCIÓN

La penetración de las energías renovables en Colombia crece cada vez más a un ritmo acelerado, esto ha creado una necesidad en el mercado y un nuevo concepto desde el punto de vista del consumidor pasando de ser un agente que solo consume energía eléctrica de la red a también inyectarla dependiendo de sus necesidades, a esto se le denomina consumidor productor o prosumidor [1].

En la actualidad en el país se está llevando a cabo una transición energética la cual busca una diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, de este modo se pretende lograr reducir la dependencia energética a partir de fuentes hídricas las cuales representan un alto porcentaje de toda la generación de electricidad del país, seguida de las centrales térmicas que funcionan a partir de combustibles fósiles, carbón, entre otros [2].

La generación de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica es una de las energías de mayor proyección en nuestro país, apuntando a la región de la Guajira como una zona de muy alto potencial para este tipo de energía [2]. Esto también trae retos a nivel de infraestructura ya que al ser una zona alejada y poco interconectada con el resto del país surge incertidumbre en el sentido del transporte de esa energía. Existen diferentes tipos de proyectos de energía solar fotovoltaicos: a gran escala, a pequeña escala, conectados a la red y autónomos (operación aislada). El funcionamiento en cualquier caso es muy similar y solo varía el tamaño o potencia suministrada, si cuenta con sistemas de almacenamiento y si está conectado con el sistema eléctrico o no. El proceso comienza cuando la luz solar cae sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica, que componen los paneles solares, y se produce una diferencia de potencial entre ambas caras haciendo que los electrones salten de un lugar a otro, generando así corriente eléctrica que luego se transporta a la red de distribución o se almacena para llegar hasta los puntos de consumo [3].

En esta práctica empresarial se hará énfasis en los proyectos de energía solar fotovoltaicos a pequeña escala ubicados en el departamento de Antioquia, situados en lugares rurales donde se desempeñan labores comerciales como la ganadería y la agricultura en pro de suplir las necesidades energéticas y dar una autonomía a los usuarios.

Se tendrán en cuenta las fases de diseño e implementación, trámites legales y el aprovechamiento de las subvenciones propuestas por el gobierno para proyectos de energía renovables estipulados en la Ley 1715 del 2014.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Apoyar el diseño e instalación de sistemas solares fotovoltaicos para autogeneración de energía eléctrica a pequeña escala, incluyendo la evaluación de la aplicación de los incentivos tributarios que se estipula en la regulación colombiana.

B. Objetivos específicos

- Brindar apoyo a la empresa en el diseño, construcción y evaluación de los distintos proyectos solares, realizando planos eléctricos y memorias de cálculo ajustados a la norma técnica colombiana para la ejecución de los proyectos.
- Ejecutar el proceso de legalización de proyectos solares fotovoltaicos como auto generadores a pequeña escala (AGPE), tomando como base la resolución CREG 030 de 2018, para obtener los permisos de conexión a la red de distribución otorgados por el operador de red.
- Realizar el dimensionamiento de equipos según las necesidades a suplir por una carga específica, estudiando las demandas energéticas de cada uno de los consumidores, para el correcto funcionamiento del sistema y asegurar que se cumplen con los requerimientos estipulados
- Realizar la evaluación de la aplicación de los incentivos tributarios, por medio de las herramientas proporcionadas por la UPME y lograr la correcta aplicación de los mismos.

III. MARCO TEÓRICO

A. Generalidades.

La generación de energía eléctrica usando tecnología solar fotovoltaica consiste en transformar la energía luminosa que procede del sol en electricidad, mediante elementos llamados paneles solares los cuales están compuestos de materiales convenientemente tratados (como el silicio purificado a partir de arena), posteriormente se almacena o se consume la energía eléctrica. Principalmente, estos sistemas están compuestos de una fuente de energía (energía solar) y tecnología que transforma la energía solar en energía eléctrica (paneles solares), un acumulador de energía o batería (esto en caso de que el sistema no se encuentre conectado a un sistema de distribución), un regulador (utilizado como elemento de control entre los acumuladores y los equipos que consumen energía. Nuevamente, utilizados para sistemas no conectados a un sistema de distribución) e inversores los cuales transforman la energía proveniente de los paneles solares la cual está en corriente directa (CD) a corriente alterna (CA), sirven para alimentar las cargas en corriente alterna y para la interconexión con sistemas de distribución establecidos [4].

En Colombia las energías renovables como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica habían sido hasta hace poco prácticamente inexistentes, ya que de la matriz energética colombiana representaban menos del 1%, siendo Colombia un país con una matriz poco diversa la cual depende en gran medida de la energía producida a partir de recursos hídricos (68,3%) y de plantas térmicas alimentadas por carbón o combustibles fósiles (30.7%), esto conlleva a que en épocas de sequía más conocidas como fenómeno del niño, las condiciones energéticas del país sean críticas, ya que el costo de producción de energía aumenta significativamente y el riesgo de sufrir racionamientos de energía son más probables. Por lo anterior, se han venido implementando ciertas medidas económicas y legislativas para impulsar la penetración de las energías renovables a partir de fuentes no convencionales, con el fin de diversificar la matriz energética y evitar los problemas anteriormente descritos, además de reducir considerablemente las emisiones de carbono; estas medidas impuestas por el gobierno nacional están descritas en el PND (plan nacional de desarrollo) y la ley 1715 de 2014, entre otros [2].

En cuanto a la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en [5] se mencionan algunos ejemplos, entre los cuales se destacan: sistema solar fotovoltaico de 2,8 kWp instalado por el antiguo ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, hoy IPSE); sistema fotovoltaico de 3,4 kWp del Oleoducto Caño Limón-Coveñas; Celsia Solar Yumbo, proyecto desarrollado por EPSA, la cual fue la primera planta de generación solar a gran escala en entregar energía al sistema interconectado nacional (SIN), tiene una capacidad de 9,8 MW. Actualmente el avance en materia de generación solar a gran escala en nuestro país, han permitido la ejecución y puesta en operación de proyectos de mayor capacidad, tales como: Parque Solar Cuestecitas (600 MW), Puerta de oro (300 MW), SC Solar San Martín (240 MW), Parque PV de Altamira (200 MW), entre otros. Esto ha incentivado la participación de distintos agentes nacionales e internacionales, que han puesto a Colombia como un nuevo nicho de mercado para comercializar energía solar fotovoltaica por medio de las subastas de contratos de largo plazo (Subastas CLPE), las cuales comenzaron en el año 2019 y la última hecha en el año 2021 (se han hecho tres subastas CLPE), estas con el fin de cumplir con las obligaciones de los comercializadores, los cuales entre el 8% y el 10% de las compras de energía tienen que provenir de fuentes de energía renovables no convencionales (Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019).

La energía fotovoltaica en el mundo tiene un panorama prometedor, el año 2016 fue un año de gran crecimiento en este aspecto ya que se lograron instalar un total de 76,6 GW, lo cual representa un incremento interanual del 50% sobre los 51,2 GW instalados en el año 2015 [5].

En la actualidad en Colombia se está presenciando un gran incremento en la instalación de sistemas fotovoltaicos tanto a gran a escala como a pequeña escala. Esto ha creado un modelo de negocio en el cual sectores productivos como el de la ganadería y la agricultura se han visto beneficiados ya que los recursos económicos que utilizan para el pago de energía eléctrica pueden ser invertidos en auto generadores a pequeña escala (AGPE), asumiendo al principio la carga del valor inicial del proyecto, pero obteniendo un beneficio a largo plazo una vez pagado el costo total del mismo. Así bien apoyados en las exenciones tributarias y arancelarias otorgadas por la ley 1715, además del apoyo de los distintos operadores de red, con los cuales se adelantan las legalizaciones de los proyectos y en muchos casos la instalación de medidores bidireccionales con el fin de realizar intercambios de energía con la red de distribución [6].

B. Marco normativo.

En el marco normativo colombiano es importante destacar la CREG 030 de 2018 y la Ley 1715 de 2014, las cuales son de suma importancia para la correcta ejecución de un SSFV; definen los parámetros para la conexión de un AGPE al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las subvenciones arancelarias y beneficios tributarios a los cuales pueden acceder los AGPE.

1) CREG 030 de 2018.

La resolución CREG 030 de 2018 tiene como objeto la regulación de los aspectos operativos y comerciales a los cuales están sujetos los AGPE O GD que se conecten al SIN. Los AGPE se definen como los autogeneradores a pequeña escala cuya capacidad instalada es igual o menor a 1 MW y los GD se definen como personas jurídicas que generan energía eléctrica cerca de los centros de consumo conectados a un SDL (Sistema de Distribución Local) y cuya capacidad instalada es menor o igual a 0.1 MW [7].

2) CREG 015 de 2018.

La resolución CREG 015 de 2018 tiene como objeto establecer la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN; se establecen los criterios para la utilización de los distintos niveles de tensión y también se determinan las condiciones para que los operadores de red puedan invertir recursos nuevos para modernizar y mejorar la infraestructura de la red eléctrica. Lo anterior es determinante para la conexión de SSFV a la red ya que se debe determinar el nivel de tensión al cual se va a conectar y las responsabilidades que se adquieren en caso de fallas en el sistema. Para sistemas aislados de generación fotovoltaica, esta norma no aplica [8].

3) Ley 1715 de 2014.

La Ley 1715 de 2014 tiene como objeto incentivar el desarrollo y el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en el sistema eléctrico nacional, integrándolas al mercado eléctrico e impulsando su uso en zonas no interconectadas (ZNI), entre otros usos. Además, busca utilizar este tipo de energías como un mecanismo que permita un desarrollo económico sostenible, las reducciones de gases de efecto invernadero emitidas y la seguridad del abastecimiento energético por medio de la diversificación de la matriz energética nacional [9]. Adicionalmente integra a la normatividad que establece la reglamentación para acceder a los incentivos tributarios para los proyectos de FNCER, que permiten la exención del IVA, la deducción de la renta y aranceles por medio de la resolución UPME 203 de 2020 [10].

IV. METODOLOGÍA

A continuación, se enumeran las actividades desarrolladas en función del cumplimiento de los objetivos declarados en el presente documento:

- A. Actividad 1. Se realizaron visitas técnicas a los sitios donde se instalaron los SSFV para obtener la información preliminar al diseño del proyecto; se observaron las instalaciones existentes de los distintos usuarios, posible ubicación de los paneles solares (techo o suelo), inclinación y radiación de la zona.
- B. Actividad 2. Se dimensionaron los sistemas de acuerdo a un cálculo aproximado de la energía consumida por el cliente, de esta manera se obtiene la potencia instalada que debe tener el SSFV para suplir la demanda energética del lugar; adicionalmente se utilizó software de simulación con el fin de establecer de manera aproximada la generación del SSFV según los factores climáticos de la zona.
- C. Actividad 3. Se diseñaron distintos planos tanto de ubicación de los paneles y diagramas unifilares que contienen de manera simplificada los distintos equipos eléctricos, número de paneles solares, canalizaciones, calibre de conductores, entre otros y elaboración de memorias de cálculo de acuerdo al artículo 10 del RETIE.
- D. Actividad 4. Se recopiló la información necesaria para la certificación RETIE de los distintos proyectos, la cual debe tener de forma clara y precisa las memorias de cálculo, planos de ubicación, diagramas unifilares, certificados de conformidad de los productos utilizados, registros SIC de los constructores y diseñadores de las obras y autodeclaraciones de cumplimiento exigidas por el ente certificador.
- E. Actividad 5. Se cumplió con los requisitos del operador de red para integrar los AGPE a la red; para llevar a cabo este proceso se debe cumplir con lo establecido en la CREG 030 de 2018. Se debe entregar al operador de red los planos elaborados de cada proyecto, además debe cumplir con las pruebas anti-isla de los elementos de protección del sistema y contar con la previa certificación RETIE del proyecto, entre otros parámetros.
- F. Actividad 6. Se realizó el diligenciamiento de los formatos 1,2,3 y 4 establecidos por la UPME para poder acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, de esta forma se logró acceder de manera satisfactorias a dichos incentivos, los cuales son analizados por el departamento contable de la empresa y posteriormente declarados ante los entes correspondientes.

V. RESULTADOS

A lo largo de la realización del proyecto de prácticas, se logró dar cumplimiento de los objetivos planteados gracias al desarrollo de distintas actividades expresadas en la metodología, la cual se ilustra en estos resultados, los cuales están separados por secciones y tratan cada uno de los ítems involucrados.

A. Dimensionamiento de un proyecto SSFV.

Inicialmente en esta sección se muestra el dimensionamiento del SSFV, donde inicialmente se identifica en la (**Fig. 1**) el consumo energético del cliente, el cual será la base inicial para determinar el cálculo de los paneles solares e inversores que se requieren según los cálculos teóricos los cuales se muestran a continuación:

De la (**Fig.1**) se obtiene la energía consumida por el usuario, que es la energía mensual a suplir por el SSFV, entonces, $CME = 1529$ [kWh-mes] (Consumo Mensual de Energía), luego se calcula el consumo por día con la ecuación (1)

$$\text{Consumo por día} = \frac{CME}{30} = \frac{1529}{30} \approx 51 \text{ [kWh - día]} \quad (1)$$

Para el cálculo del número de módulos FV se tiene la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Número de módulos FV} &= \frac{\text{Consumo por día}}{HSP * \text{potencia del módulo FV}} = \frac{51}{4,2 * 0,44} \\ &= 27,58 \text{ Módulos FV} \approx 28 \text{ Módulos FV} \end{aligned} \quad (2)$$

De la ecuación (2) se observa que para este consumo el número de módulos calculados teóricamente es de 28 módulos FV de una potencia de 440 W. El término HSP hace referencia a la hora solar pico la cual es una medición de la radiación solar sobre una superficie a una irradiancia solar constante de $1000 \frac{W}{m^2}$.

En las Tablas (**TABLA I**), (**TABLA II**) y (**TABLA III**) se ilustran los inversores y paneles seleccionados para un SFV de 12,32 kWp (potencia de entrada en DC), junto con sus parámetros técnicos los cuales tienen que tenerse en cuenta para el buen dimensionamiento del sistema; entre

estos parámetros destacan los máximos voltajes y corriente de entrada de los inversores y las corrientes de cortocircuito de los inversores, los cuales según la ficha técnica de cada elemento no deben sobrepasarse. Las memorias de cálculo detalladas se encuentran en la sección de anexos, en estas se ilustran el dimensionamiento del sistema siguiendo detalladamente los literales del Artículo 10.1 del RETIE, el cual indica los lineamientos técnicos que se deben cumplir para cada uno de los criterios que tiene una instalación eléctrica. Allí se realizan los cálculos de los conductores, protecciones, canalizaciones, entre otros, adicionalmente se realizan validaciones de producción de energía del SSFV por medio de simulaciones en el software libre SAM (System Advisor Model) ver (**Fig. 14**) del Anexo 4. En esta parte del dimensionamiento, cabe resaltar que debe haber un sobredimensionamiento del sistema con el fin de mitigar las variaciones de producción de energía debido a cambios climáticos y conversiones de potencia DC/AC, cada empresa determina el criterio para el mismo, ya que se debe garantizar una generación de energía lo más cercana posible al consumo pactado a suplir por el SSFV. En mi experiencia se realiza el sobredimensionamiento planteando una HSP menor a la que las bases de datos arrojan, esto con el fin de obtener un mayor número de módulos FV y tener una potencia de entrada disponible mayor; también es necesario una buena elección de los inversores y establecer un criterio de conversión de potencia DC/AC entre el 10 y el 20%, es decir, que la potencia de entrada DC de los módulos FV no excedan más del 20% de la potencia de salida del inversor en AC, esto con el fin de no perder excesivas cantidades de energía en el punto de mayor irradiancia, esto puede darse ya que por lo general los inversores tienen una mayor potencia de entrada en DC comparada con la salida en AC del mismo.

En las Figuras (**Fig. 2**), (**Fig. 3**), (**Fig. 4**), (**Fig. 5**) y (**Fig. 6**) se ilustran los planos eléctricos utilizados para la construcción del sistema, las convenciones y ubicación de los equipos. En la figura (**Fig. 2**) se observa el que hemos nombrado como diagrama de rutas de cableado, donde se observa como irán conectados los paneles solares entre ellos y canalización de los conductores hacia las protecciones DC, inversores; protecciones AC, etc. Para el caso de este proyecto se utilizan 4 Strings (paneles conectados en serie) de 7 paneles cada uno, con el fin de dividir la potencia de cada String acorde a los MPPT de los inversores, esta distribución se ilustra en el diagrama unifilar del SSFV ilustrado en (**Fig. 6**).

I. Consumo energético del cliente.

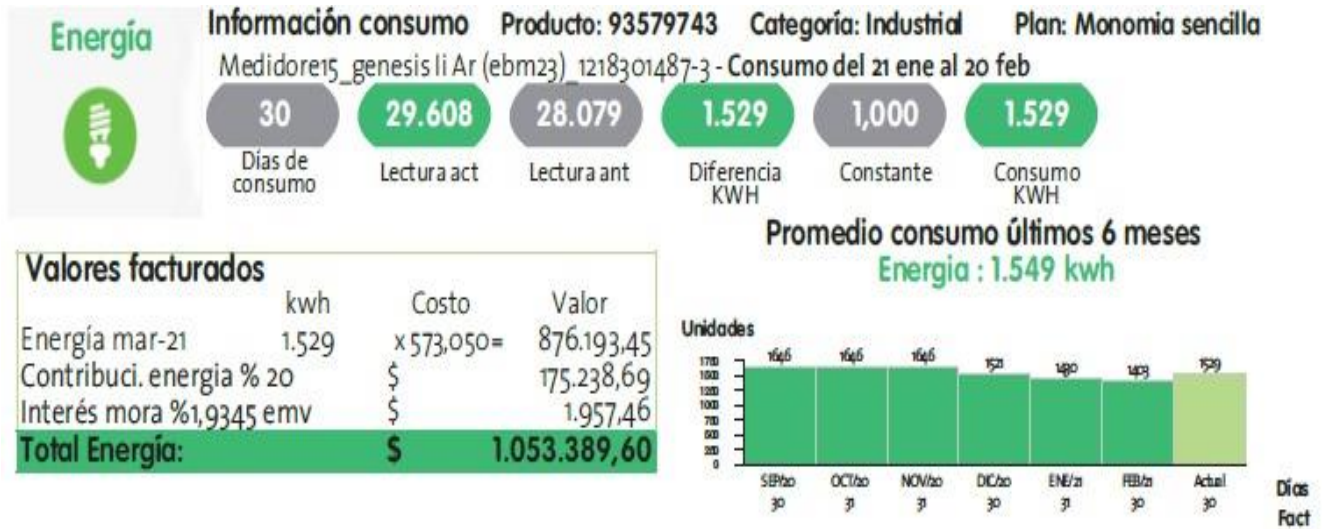


Fig. 1 Consumo de energía del cliente.

II. Numero de paneles y selección de inversores.

Tabla I Paneles solares e inversores.

| Insumo eléctrico | Cantidad | Referencia | Potencia [W] |
|------------------|----------|----------------------|--------------|
| Panel solar | 28 | ZXM6-NHLD144-440/M | 440 |
| Inversor | 2 | GROWATT MIN 6000TL-X | 6000 |

Tabla II Datos técnicos panel solar.

| Potencia nominal [W] | Voltaje potencia máxima [V] | Corriente potencia máxima [A] | Voltaje de cortocircuito [V] | Corriente de cortocircuito [A] | Eficiencia [%] |
|-------------------------|--------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|----------------|
| 440 | 41 | 10,74 | 49,5 | 11,25 | 20,24 |

Tabla III Datos técnicos inversor.

| Máxima potencia FV recomendada DC [W] | Máximo voltaje DC [V] | Máxima corriente por MPPT [A] | Potencia nominal AC [W] | Corriente máxima de salida [A] | Eficiencia de [%] |
|--|-----------------------|----------------------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------|
| 8100 | 500 | 13,5 | 6000 | 27,2 | 98,4 |

III. Apoyo Constructivo.

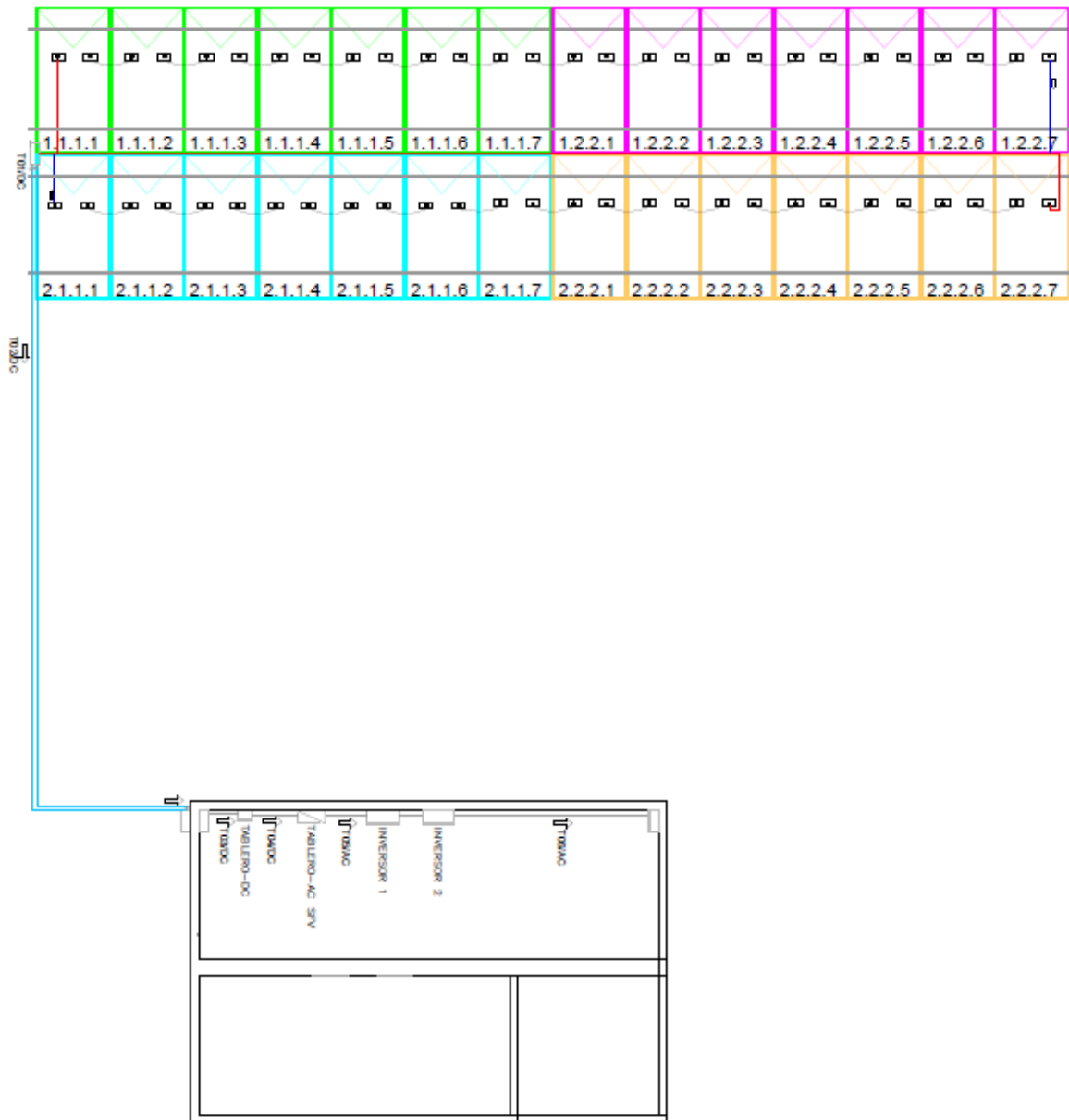
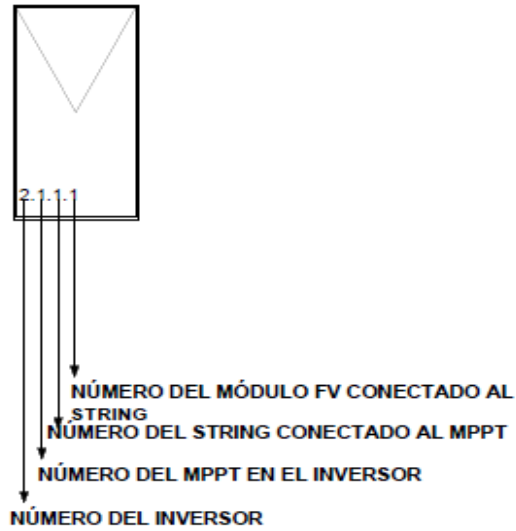
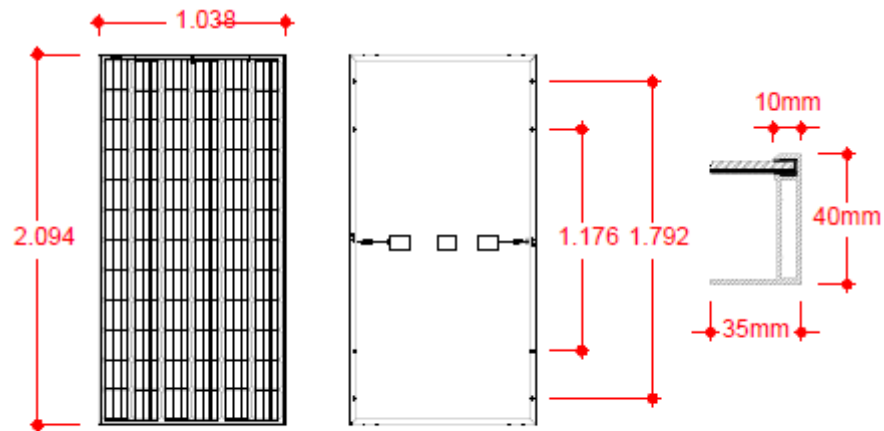


Fig. 2 Diagrama rutas de cableado.



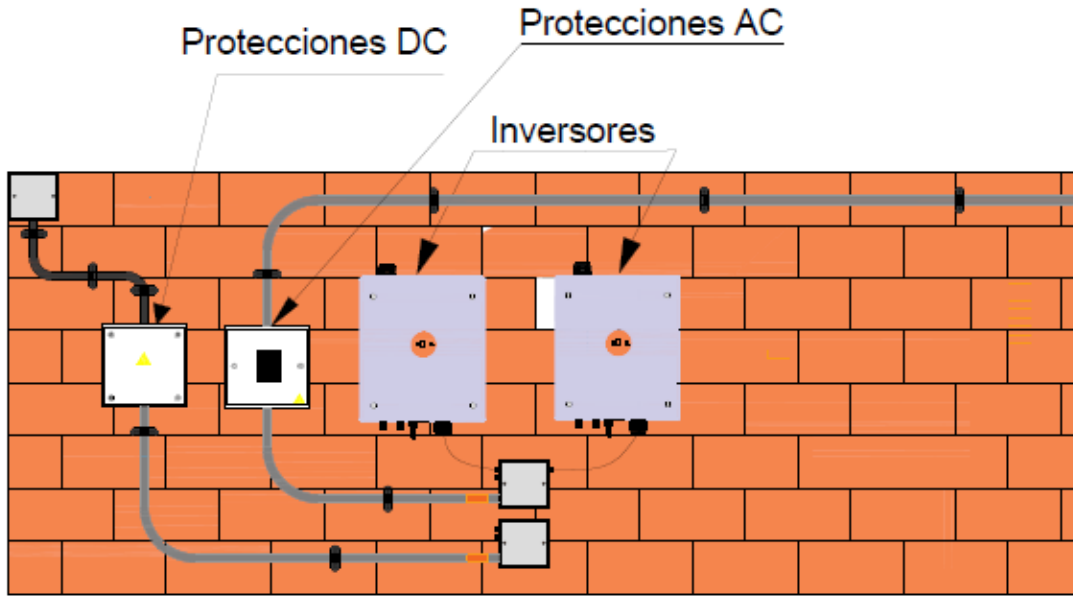
DETALLE: CONVENCION MODULOS FOTOVOLTAICOS

Fig. 3 Convención módulos FV.



DETALLE: DIMENSION DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS ZNSHINESOLAR 440 W

Fig. 4 Dimensión módulos FV.



DETALLE: CONEXIONES SFV A TABLERO PRINCIPAL AC VISTA FRONTAL

Fig. 5 Vista frontal ubicación de equipos del SFV.

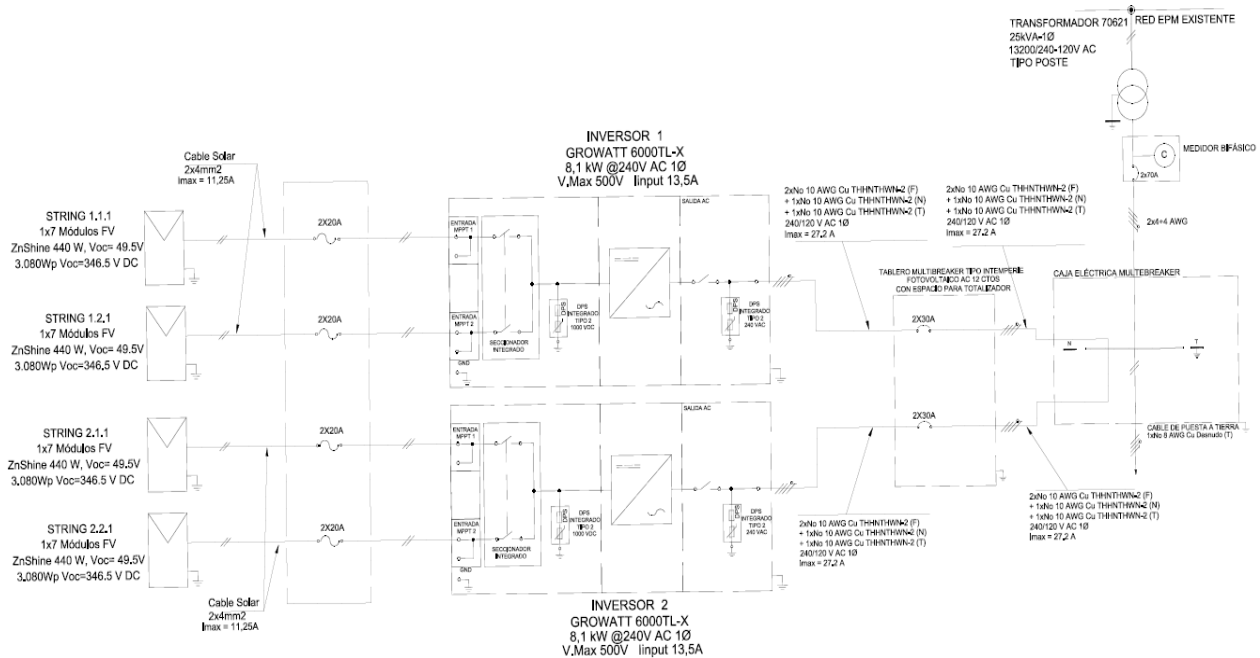


Fig. 6 Diagrama unifilar SFV.

B. Construcción del proyecto SFV.

En esta sección se muestra la construcción del proyecto acorde al dimensionamiento del sistema y los apoyos constructivos diseñados anteriormente, en la (**Fig. 7**) se ilustra el lugar donde se lleva a cabo el proyecto, en este caso el proyecto se encuentra en zona rural del municipio de Entreríos, en una finca productora de leche; el lugar donde el cliente deseaba poner los paneles es un corral para ganado, por lo que se tuvo que diseñar una estructura especial para la instalación de los módulos FV ya que no se encontraba dentro de las clasificaciones típicas de piso o techo, en la (**Fig. 8**) se ilustra la estructura diseñada para este sistema. En la (**Fig. 9**) se muestra el resultado de los módulos FV ya instalados encima de la estructura. En la (**Fig. 10**) se ilustra la canalización tipo IMC para intemperie la cual lleva los conductores que llevan la corriente en DC proveniente de los paneles solares, los cuales posteriormente pasará al interior de la vivienda donde primeramente llegará a un tablero de protecciones DC (Fusibles) con el fin de proteger el SSFV en caso de corrientes de corto circuito provenientes de los módulos FV, una vez pasa por el tablero de protecciones DC, pasa a los inversores los cuales se encargaran se transformar esta corriente DC a corriente AC; la salida de los inversores pasan a un tablero de protecciones AC, para proteger el SSFV en caso de corrientes de cortocircuito provenientes de los inversores, toda esta secuencia se observa en la (**Fig. 11**). En la (**Fig. 12**) se muestra la llegada del SSFV al tablero principal de la vivienda, donde por medio de una protección principal se toma toda la potencia proveniente del SSFV y se realiza la interconexión con la red externa.



Fig. 7 Sitio a ubicar módulos FV.



Fig. 8 Estructura para ubicación de módulos FV.



Fig. 9 Montaje de módulos FV.



Fig. 10 Canalización DC del SFV.



Fig. 11 Conexión DC/AC del SFV.



Fig. 12 Llegada a tablero AC PPAL existente.

C. Certificación RETIE.

En esta sección se muestran los ítems que se requieren para realizar la certificación de un SSFV, la documentación requerida para este propósito consta de entrega de certificados de conformidad de los productos utilizados en la ejecución del proyecto como se ilustra en la (**Fig. 13**), cabe resaltar que todos y cada uno de los elementos utilizados deben constar con la certificación según la normativa colombiana o normas internacionales que igualen o superen; es importante decir que estos productos deben tener alguna validación por entes nacionales de certificación como el CIDET, QCERT entre otros, se debe evitar la utilización de productos no certificados o esto conllevará a no conformidades en el proceso de certificación RETIE, las cuales para suplirlas se deberán entregar documentaciones actualizadas o corregidas y en algunos casos segundas visitas por parte del inspector. Además, se deben entregar las memorias de cálculo, planos

eléctricos y declaraciones de cumplimiento como se ilustran en las figuras (Fig. 14) y (Fig. 15), en estas se declara bajo juramento que el diseñador del SSFV y la construcción de este, están hechas por un personal capacitados, dicho diseñador debe tener matricula profesional, de lo contrario serán invalidas. En la (Fig. 16) se ilustra el dictamen RETIE de la instalación donde una vez analizados la documentación y la instalación del proyecto en el sitio, se pronuncia el ente certificador (en este caso SERVIMETERS) sobre la aprobación o no aprobación de los requisitos técnicos según el RETIE, en nuestro caso el resultado es favorable.

I. *Certificados de conformidad.*

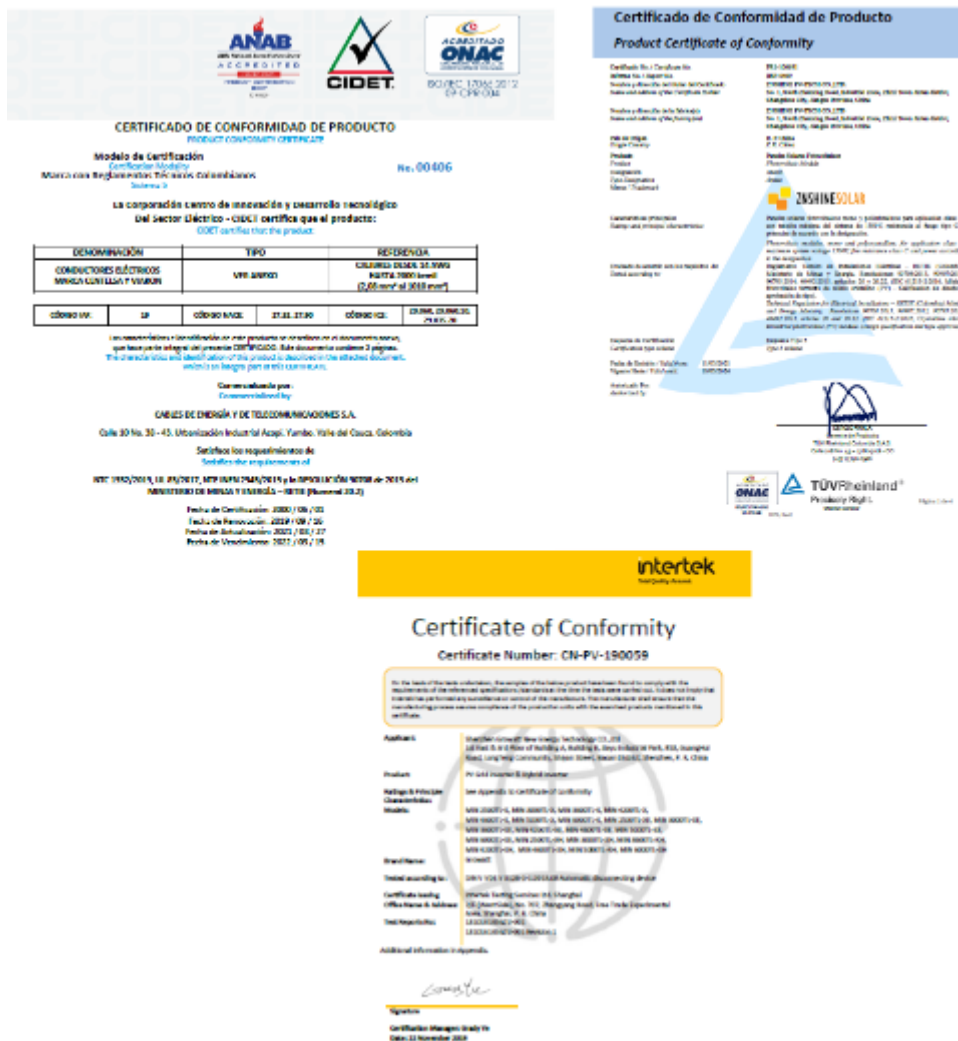


Fig. 13 Certificados de conformidad de los elementos que conforman el SFV.

II. *Formato declaración de cumplimiento.*

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO DEL

REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS No _____

Yo _____ mayor de edad, identificado con la CC. No. _____, en mi condición de _____ (Ingeniero, tecnólogo o técnico), portador de la matrícula profesional No. _____, declaro bajo la gravedad del juramento, que la instalación (Descripción) _____, localizada en (dirección) _____, del municipio de _____, de propiedad de _____, CC. No. o NIT _____, cuya construcción estubo a mi cargo, cumple con todos y cada uno de los requisitos que le aplican establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, incluyendo los de producto que verifique con los certificados de conformidad que examiné y el análisis visual de aspectos relevantes del producto.

(1) (solo si requiere diseño detallado) Igualmente, declaro que la construcción de la instalación eléctrica se ciñe al diseño efectuado por el(los) ingeniero(s): _____ con matrícula(s) profesional(es) #(s) _____ diseño que hace parte de la memoria de la instalación y se reflejan en la construcción de la instalación y los planos finales que suscribo y hacen parte integral de esta declaración.

(2) (No aplica cuando requiera diseño detallado) Declaro que la instalación no requiere de diseño detallado y para la construcción me basé en especificaciones generales de construcción de este tipo de instalaciones, las cuales sintetizo en el esquema y memoria de construcción que suscribo con mi firma y adjunto como anexo de la presente declaración.

En constancia se firma en la ciudad de _____ el _____ de _____ del _____

Firma _____

Dirección domicilio _____ Teléfono _____

Observaciones: Incluye justificación técnica de desviación de algún requisito de norma o del diseño, siempre que la desviación no afecte la seguridad.

Relación de documentos anexos incluyendo plano o esquema definitivo

Fig. 14 Declaración de cumplimiento RETIE.

III. Formato declaración de responsabilidades de diseños eléctricos entregados en medio magnético.

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDADES DE DISEÑOS ELÉCTRICOS
ENTREGADOS EN MEDIO MAGNÉTICO**

Yo _____ mayor de edad y domiciliado en _____, _____, identificado con la CC. _____ en mi condición de ingeniero electricista, tecnólogo____, técnico____, portador de la matrícula profesional, certificado de inscripción profesional o certificado de matrícula vigente (según el caso) _____, expedida por _____, declaro bajo la gravedad del juramento, que los diseños, memorias de cálculo, análisis de riesgo y los demás documentos relacionados a continuación, cumplen con todos y cada uno de los requisitos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y corresponden a la obra _____, ubicada en _____.

En constancia se firma en _____ a los _____.

Firma
Nombre:
Dir:
Tel:

Fig. 15 Declaración de responsabilidades de diseños eléctricos entregados en medio magnético.

IV. Dictamen RETIE.

| Nº. Organismo de Inspección: | 830117370-E | Resolución de Acreditación: | 10-ORIN-059 del 19 de Septiembre de 2016 | | |
|---|---|---|---|--------|-----------|
| Dirección domicilio: | | Teléfono: | | | |
| B. IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE USO FINAL OBJETO DEL DICTAMEN | | | | | |
| Localización | Municipio: Enterríos - Antioquia | Dirección: Fredy Pérez. | Coordenadas 6°36'39,2"N 79°36'24,7"W, SFV | | |
| Tipo de servicio: | Público: <input type="checkbox"/> Residencial: <input type="checkbox"/> Comercial: <input type="checkbox"/> Industrial: <input checked="" type="checkbox"/> | Barrio o Sector: Rural | Especial-Tipo: Paneles Solares | | |
| Cap. instalada (NVA ó KW): | 12 | Tensión (KV): 0,240-0,120 | Fases: 1 2 3 Año de terminación: 2022 | | |
| C. IDENTIFICACIÓN DE PROFESIONALES COMPETENTES RESPONSABLES DE LA INSTALACIÓN | | | | | |
| Diseñador: | Jordan Mauricio Rincón Contreras | Mat. Prof. No. | AN205 - 154344 | | |
| Interventor (si lo hay): | NA | Mat. Prof. No. | NA | | |
| Responsable de la construcción: | Jordan Mauricio Rincón Contreras | Mat. Prof. No. | AN205 - 154344 | | |
| D. ASPECTOS EVALUADOS | | | | | |
| ITEM | REQUISITO ESENCIAL | ASPECTO A EVALUAR | APLICA | CUMPLE | NO CUMPLE |
| 1 | Diseño Eléctrico | Planos, Diagramas y Esquemas * | SI | X | |
| 2 | | Análisis de Riesgo de Origen Eléctrico * | SI | X | |
| 3 | | Especificaciones Técnicas - Memorias de Cálculo * | SI | X | |
| 4 | | Matrículas Profesionales de personas calificadas | SI | X | |
| 5 | Campos | Valores de campos electromagnéticos | No | | |
| 6 | Distancias | Distancias de seguridad | No | | |
| 7 | Illuminación | Illuminación que requiere dictamen de RETI/SLAP | No | | |
| 8 | Protecciones | Accesibilidad a todos los dispositivos de protección * | SI | X | |
| 9 | | Funcionamiento del corte automático de alimentación * | SI | X | |
| 10 | | Selección de conductores * | SI | X | |
| 11 | | Selección de dispositivos de protección contra sobrecorrientes * | SI | X | |
| 12 | Protección contra rayos | Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones | No | | |
| 13 | | Evaluación del nivel de riesgo * | SI | X | |
| 14 | Sistema de puesta a tierra | Implementación de la protección | No | | |
| 15 | | Continuidad de los conductores de tierra y conexiones equipotenciales * | SI | X | |
| 16 | | Corrientes en el sistema de puesta a tierra * | No | | |
| 17 | Defalcación | Resistencia de puesta a tierra * | SI | X | |
| 18 | | Identificación de Tableros y Circuitos * | SI | X | |
| 19 | | Identificación de canalizaciones * | SI | X | |
| 20 | | Identificación de conductores de fase, neutro y tierra * | SI | X | |
| 21 | Documentación final | Diagramas, Esquemas, Avisos y Señales | SI | X | |
| 22 | | Memoria del Proyecto | SI | X | |
| 23 | | Planos de lo construido | SI | X | |
| 24 | | Certificaciones de productos * | SI | X | |
| 25 | Otros | Bomba contra incendios | No | | |
| 26 | | Compatibilidad térmica de equipos y materiales | SI | X | |
| 27 | | Ejecución de las conexiones * | SI | X | |
| 28 | | Ensayos funcionales * | SI | X | |
| 29 | | Materiales acordes con las condiciones ambientales * | SI | X | |
| 30 | | Protección contra arcos internos | No | | |
| 31 | | Protección contra electrocución por contacto directo * | SI | X | |
| 32 | | Protección contra electrocución por contacto indirecto * | SI | X | |
| 33 | | Resistencia de aislamiento * | SI | X | |
| 34 | | Sistemas de emergencia | No | | |
| 35 | | Durección mecánica de elementos de la instalación | SI | X | |
| 36 | Ventilación de equipos | No | | | |
| E. OBSERVACIONES, MODIFICACIONES Y ADVERTENCIAS ESPECIALES | | | | | |
| <p>Esta Inspección comprendió la revisión de una instalación NUEVA de Uso Final localizada en la dirección: Coordenadas 6°36'39,2"N 79°36'24,7"W, SFV Fredy Pérez. La Inspección se realizó desde Paneles Solares Ubicados en el techo hasta el Uso Final de ella) SFV Fredy Pérez incluye 26 paneles solares Zshine Solar de 440 Wp, 2 inversores Growatt MIN6000TL de 6000 W para una potencia máxima de 12,32 kWp en DC y 12 kW en AC. Conductores en calibre 2X10+10 AWG Cu protecciones de 2X30A, ubicados en tablero existente como se encuentran en los planos finales). La medida de resistencia de puesta a tierra de la instalación es de 3,67 ohms. Esta inspección se realizó el día miércoles 17 febrero / 2021. Esta inspección se hizo bajo la Resolución 90706 de agosto 30 de 2013 (RETIIE 2013). Cualquier modificación posterior a la fecha de la inspección será responsabilidad del propietario y deberá ejecutarse de acuerdo al RETIE. El propietario de la instalación es con NIT o CC Reemplazo de dictamen N° DM-683193</p> | | | | | |

Fig. 16 Dictamen RETIE del SFV.

D. Legalización del SFV ante operador de red.

En esta sección se desarrolla la legalización del proyecto con el fin obtener la conexión con el operador de red. Se inicia con la consulta de la disponibilidad del circuito asociado al SSFV a conectar, se debe tomar el número de transformador o nodo el cual aparece en la factura de servicios del cliente y posteriormente realizar la consulta de disponibilidad según la potencia instalada de generación y la entrega de excedentes del SSFV, en caso de entregar excedentes; esta consulta se ilustra en la (**Fig. 17**), el resultado de esta define si se debe realizar petición de insumos para estudios de conexión o no, en el caso de que alguno de los criterios para potencia y energía salga de color rojo, se debe realizar la petición, en caso de que salgan ambos criterios en color verde, no es necesario realizar dicha petición, estos criterios se encuentran establecidos en la norma CREG 030 de 2018 [8]. La respuesta del operador de red ante dicha solicitud se ilustra en la (**Fig. 18**), en esta respuesta se establece si se puede continuar de manera satisfactoria con el proceso o si por el contrario se deben realizar cambios adicionales en la instalación para poder cumplir con los criterios técnicos para el transporte de energía, se puede dar el caso en que se requiera un aumento de capacidad en baja tensión el cual consta del cambio de acometida aumentando el calibre de esta, también se puede dar el caso en que el operador de red indique que se debe cambiar el transformador del sitio por uno de mayor capacidad, entre otros requerimientos. Una vez se tiene la respuesta favorable se puede realizar la petición de conexión del sistema por medio de la página del operador de red como se ilustra en la (**Fig. 19**), una vez se diligencia esta solicitud, el operador de red agendará una visita técnica donde se definirá si el sistema cumple con los requerimientos técnicos para conectarse a la red; es muy probable que se requieran varias visitas hasta para dar solución a requerimientos técnicos según el operador de red y para la instalación de un medidor bidireccional el cual puede ser instalado por el operador de red o por el usuario (se recomienda que la instalación del medidor la haga el operador de red para evitar procesos de calibración del medidor y retrasos en la entrega del proyecto). Una vez cumplidos todos los requerimientos del operador de red se puede conectar el SSFV a la red.

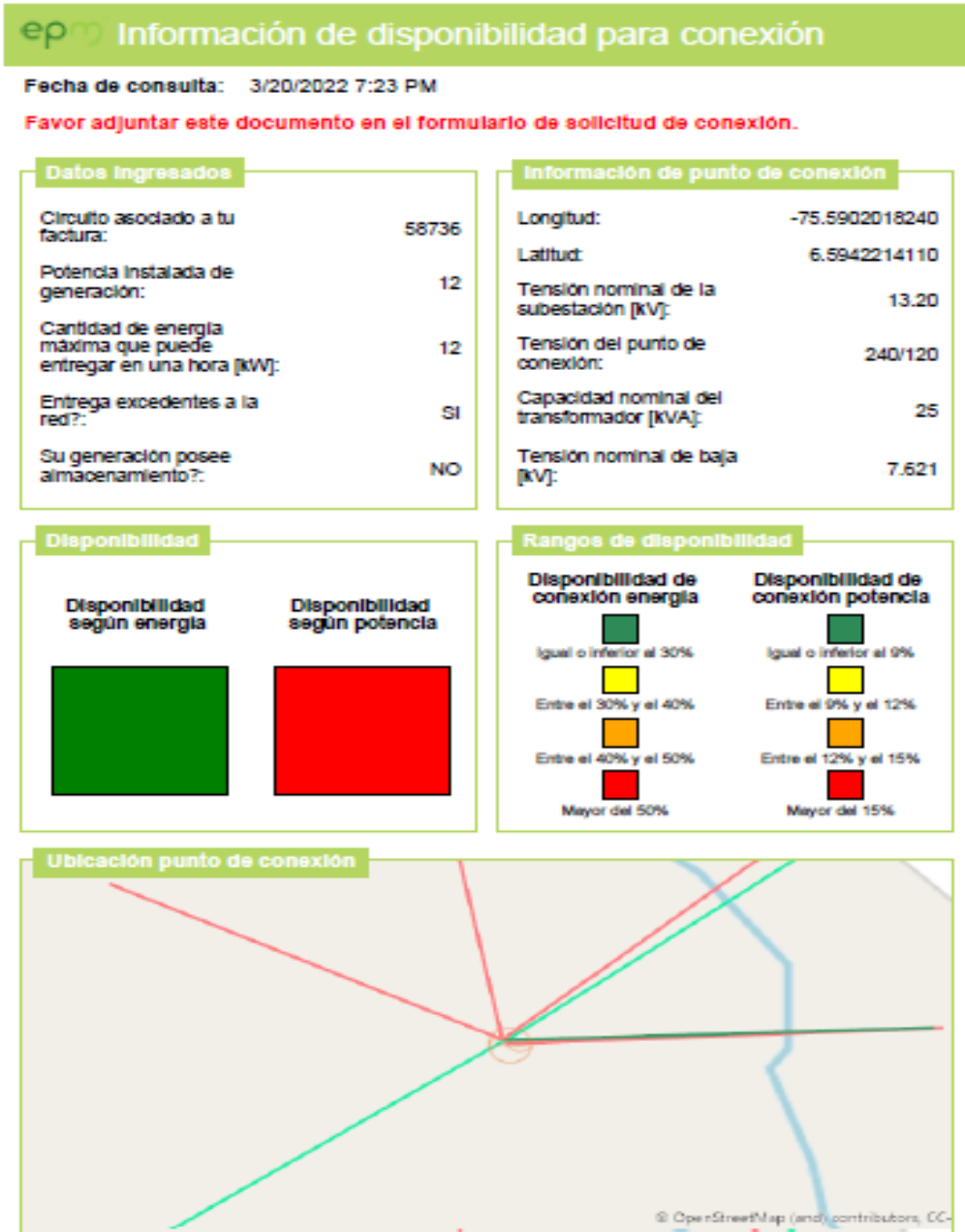


Fig. 17 Disponibilidad de la red para conexión [11].



Medellín, 10 de marzo de 2022

Señores

20220130041582

Medellín

Asunto: Respuesta a su comunicación con radicado EPM No 20220120040759.

Cordial Saludo:

En respuesta a su comunicación con radicado en asunto, en la cual nos solicita información de red para la presentación del estudio de conexión del proyecto de autogeneración fotovoltaica a pequeña escala para la instalación PROYECTO FOTOVOLTAICO - FREDY PÉREZ, ubicada en Entremios, Antioquia con página 185030400000000000 del municipio de Entremios, Antioquia, con una potencia instalada de generación de 12 kW AC y con conexión al transformador de distribución monofásico de 25 kVA No. 70621, el cual figura en nuestro sistema de información de propiedad de EPM, nos permitimos informarle lo siguiente:

- EPM autoriza continuar con el proceso de conexión, sin realizar la presentación del estudio de conexión.

Así pues, para continuar con la legalización del AGPE, deberá realizar la solicitud de conexión respectiva a través la página web de EPM, y adjuntando como soporte a la revisión de parámetros de red en color rojo la presente carta.

Adicionalmente le informamos que transcurridos tres (3) meses a partir de la fecha de emisión de este documento, sin que se reciba la solicitud de conexión, entenderemos que han desistido del proyecto de autogeneración y se dará nulidad a este comunicado.

Fig. 18 Respuesta a petición de insumos para estudios de conexión.

epm[®] | Solicitud de conexión AGPE, AG hasta 5MW y GD

Paso 1. Información General
 Paso 2. Información ubicación
 Paso 3. Información del Servicio
 Paso 4. Requisitos
 Enviar Solicitud

Información General

Información del cliente o usuario potencial:

Cliente nuevo: Sí No *
Eres cliente nuevo si aún no cuentas con el servicio de energía.

Tipo de identificación: * **Número identificación:** *
Ingrese el número sin puntos ni comas.

Nombres: * **Apellidos:** *

Dirección: *

Departamento: * **Municipio:** *

Teléfono/Celular: * **E-mail:** *

Tipo de cliente: *

Comercializador: *

¿El cliente es el mismo solicitante? Sí No *

Fig. 19 Solicitud de conexión AGPE, AG hasta 5MW y GD [12].

E. Certificación UPME.

En esta sección se muestra la certificación UPME la cual se ilustra en la (Fig. 20). Para la expedición de este certificado, el cual sirve para acceder a los beneficios tributarios para proyectos provenientes de FNCER, se deben diligenciar unos formatos los cuales se encuentran en la página de la UPME, donde se declaran los elementos utilizados en la instalación, su referencia, precio y cantidades; también se deben incluir los servicios desarrollados y el valor de cada uno de estos en caso de que el instalador no sea el mismo propietario del proyecto. Se debe diligenciar la

F. Proyectos ejecutados en la práctica.

En esta sección se ilustra una tabla resumen con las características principales de los proyectos en los cuales se ha tenido participación durante este semestre de industria.

Tabla IV Resumen de proyectos SSFV.

| Nombre del proyecto | Ubicación | Área [m²] | Potencia instalada [kW] | Potencia de generación [kW] | Energía generada anual [kWh] | Factor de planta [%] |
|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| SSFV Velas y Velones San Jorge | Entrerriós | 523 | 99,36 | 90 | 148600 | 17,1 |
| SSFV Hotel Brisas Del Nus | San Roque | 280 | 53 | 40 | 84900 | 18,3 |
| SSFV Avícola Santa Ana | El Retiro | 215 | 40 | 35 | 60500 | 17 |
| SSFV Felipe Arango | Entrerriós | 79 | 15 | 13,2 | 20400 | 15,7 |
| SSFV Fredy Pérez | Entrerriós | 67 | 12,32 | 12 | 19700 | 18,2 |
| SSFV Fredy Yepes | Don Matías | 50 | 9,3 | 10 | 14500 | 17,9 |
| SSFV Gildardo Guerra | San Pedro De Los Milagros | 60 | 11 | 10 | 16900 | 17,5 |
| SSFV Henry Osorno | Entrerriós | 50 | 6,2 | 6 | 9200 | 17,1 |
| SSFV Patricia Salazar | Santa Rosa De Osos | 45 | 6,9 | 6 | 9800 | 15,9 |
| SSFV Sebastián Tamayo | Bello | 50 | 6,2 | 5 | 9200 | 16,9 |

G. Información adicional.

Por último, en la sección de anexos se encuentra información detallada la cual se ha tomado de unas memorias de cálculo realizadas para uno de los proyectos ejecutados en el semestre de industria. En los anexos se puede encontrar información relevante como la definición y alcance de un proyecto, análisis de seguridad, el cálculo de los conductores, canalizaciones, protecciones, número de módulos FV, tablas resúmenes de regulación de voltaje, pérdidas de potencia y energía, simulaciones para corroborar la generación según el dimensionamiento realizado, entre otros aspectos que son de suma importancia para llevar a cabo un proyecto de SSFV a pequeña escala.

VII. CONCLUSIONES

- Los conocimientos adquiridos durante esta práctica profesional fueron de vital importancia para el desarrollo de un proceso paso a paso para diseñar y ejecutar proyectos de sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala.
- Se brinda el acompañamiento y apoyo requerido en el proceso de diseño e implementación de proyectos de sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala, detectando e informando errores o inconsistencias al director del proyecto.
- Implementando el proceso de diseño desarrollado y analizando los resultados en cada una de las etapas se logra finalizar satisfactoriamente la entrega de cada proyecto de generación en el cual se participó como practicante de Ingeniería Eléctrica.
- El paso a paso del proceso de diseño e implementación de Sistemas Solar Fotovoltaico a pequeña escala es reproducible, estos se evidencian al construir otros proyectos de sistemas solares en otras ubicaciones incluso con requerimientos y características diferentes.

REFERENCIAS

- [1] A. Carrasquilla Borrero, “Proyecto de Ley. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”,” p. 300, 2018.
- [2] I. D. Marquez, D. M. Puyo, M. L. Robledo, and S. S. Valderrama, *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2021.
- [3] S. Salamanca-Avila, “Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá,” *Rev. científica*, vol. 3, no. 30, p. 263, 2017, doi: 10.14483/23448350.12213.
- [4] M. G. VILLAS, *Energía solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo*, Editorial. Editorial IEPALA, 1999.
- [5] C. M. E. REY, “GUIA METODOLOGICA PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A PEQUEÑA ESCALA EN COLOMBIA,” 2017.
- [6] J. A. Hernandez, C. A. Arredondo, and D. J. Rodriguez, “Analysis of the law for the integration of non-conventional renewable energy sources (law 1715 of 2014) and its complementary decrees in Colombia,” in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2019, pp. 1695–1700, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981233.
- [7] La Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 030/18 Procedimiento para la conexión de autogeneración y generación distribuida,” p. 27, 2018, [Online]. Available:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>.
- [8] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Resolución CREG 015 de 2018,” *Resolución 015 de 2018*. p. 239, 2018, [Online]. Available:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac?OpenDocument>.
- [9] C. de Colombia, “Ley 1715/14 Integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional,” no. May, p. 2014, 2014.
- [10] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, *Resolución 000203 de 2020*, no. 000203. 2020.

- [11] epm, “Consulta de disponibilidad para AGPE, AG hasta 5MW y GD.”
<https://maps.epm.com.co/ETER/Visor/Visor>.
- [12] epm, “Solicitud de conexión AGPE, AG hasta 5MW y GD.”
<https://conecta.epm.com.co/Visitor.aspx?id=6103&idPortal=0>.
- [13] UPME, “Incentivos tributarios.”
<https://www1.upme.gov.co/Incentivos/Paginas/Principal.aspx>.

ANEXOS

Anexo 1. Información general del proyecto.

Anexo 1.1 Objetivo.

El objetivo del proyecto es diseñar e instalar un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red de la finca que aporte a su demanda de consumo de energía eléctrica durante el día y que los excedentes sean entregados a la red eléctrica.

Anexo 1.2 Presentación del proyecto.

El proyecto SFV Freddy Pérez se encuentra ubicado en el municipio de Entreríos, en las coordenadas $6^{\circ}35'39.2''\text{N}$ $75^{\circ}35'24.7''\text{W}$ a una altura aproximada de 2300 m.s.n.m.



Fig. 1 Ubicación del proyecto. Tomada de Google maps.

El municipio de Entreríos cuenta con un clima frío con temperaturas promedio de 19°C y temperatura máxima promedio de 21°C . Los datos mostrados a continuación fueron tomados de Weather para el municipio de Entreríos.

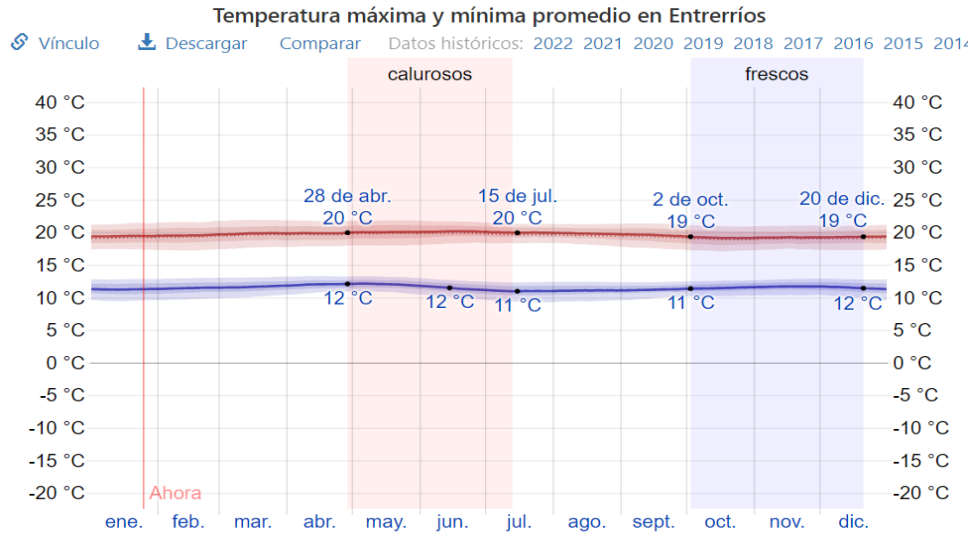


Fig. 2 Temperatura promedio mensual en el municipio de Entrerríos - Antioquia.

La acometida principal de la instalación eléctrica proviene de un transformador de 25 kVA, monofásico tipo poste ubicado en el exterior de la ubicación del proyecto. Este transformador es propiedad del operador de red EPM. La acometida interna de la propiedad es monofásica trifilar (L-L-N) a 240/120 V. A este nivel de tensión se realizará la interconexión del sistema solar fotovoltaico.

Anexo 2. Análisis de seguridad y riesgo.

Anexo 2.1. Análisis de riesgos eléctricos

Tabla I. Matriz de riesgos eléctricos.

ARTICULO 9.3 RETE
ANÁLISIS DE RIESGOS ELÉCTRICOS

Nombre del proyecto: MUJELLES Y FRENOS
Cliente:

Código: PGR355 GSV Medellín_GT
Fecha: Abril de 2020

| RIESGO | POSIBLES CAUSAS | EFFECTOS | PUNTAJE | CLASIFICACIÓN | RESPUESTA |
|---------------------|--|---|---------|---------------|---|
| CONTACTO DIRECTO | Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. | Lesiones graves en personas por electrocución y daños leves en equipos | 8 | Moderado | Establecer distancias de seguridad, interposición interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento. |
| CONTACTO INDIRECTO | Fallas de aislamiento, mal mantenimiento | Lesiones menores en personas por electrocución | 2 | Bajo | Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo. |
| CORTOCIRCUITO | Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos | Lesiones menores en personas por electrocución y daños importantes en equipos e infraestructura | 3 | Bajo | Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles. |
| EQUIPO DEFECTUOSO | Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. | Falla del equipo, interrupciones del servicio | 3 | Bajo | Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, |
| RAYOS | Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. | Daños importantes en equipos e infraestructura | 3 | Bajo | Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre. |
| SOBRECARGA | Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las | Incendio, daños importantes en equipos e infraestructura | 4 | Bajo | Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con |
| TENSIÓN DE CONTACTO | Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. | Lesiones graves en personas por electrocución | 3 | Bajo | Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar. |
| TENSIÓN DE PASO | Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla | Lesiones graves en personas por electrocución | 3 | Bajo | Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar. |

| CLASIFICACIÓN | PUNTAJE |
|---------------|---------|
| Muy alto | 23 a 25 |
| Alto | 16 a 22 |
| Moderado | 11 a 15 |
| Bajo | 3 a 10 |
| Muy bajo | 1 a 2 |

Anexo 2.2. Análisis de riesgo NTC 4552-2.

| | |
|--|---|
| PROYECTO: SFV FREDY PÉREZ | |
| DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER | |
| Longitud de la estructura L (m) | 5 |
| Ancha de la estructura W (m) | 6 |
| Altura máxima de la estructura H (m) | 7 |
| Marque si la estructura posee parte sobresaliente. | <input type="checkbox"/> Ejemplo de dimensiones de estructura |
| Altura máxima de la estructura H_p (m) | 7 |
| Densidad de rayos a tierra (Rayos/km ² -año) DDT | 14 |
| CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO | |
| Seleccione la localización de la estructura a ser protegida. | Aislada: sin objetos en la vecindad |
| Ambiente donde están las acometidas de la estructura. | Rural |
| Seleccione el tipo de suelo en el interior de la estructura | Prado, concreto. |
| Seleccione el tipo de suelo en el exterior de la estructura | Prado, concreto. |
| CARACTERÍSTICAS DE LAS ACOMETIDAS DE SERVICIOS | |
| ACOMETIDA DE POTENCIA | |
| Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la potencia. | <input type="checkbox"/> Ejemplo de estructura adyacente |
| Longitud de la estructura adyacente L_a (m) | 0 |
| Ancha de la estructura adyacente W_a (m) | 0 |
| Altura de la estructura adyacente H_a (m) | 0 |
| Seleccione la localización de la estructura adyacente. | Radio de abjeto a árboles de igual altura a menor |
| Seleccione el tipo de acometida | Acometida Subterránea |
| Altura de las conductores de potencia desde el nivel de la tierra H_c (m) | 0 |
| Seleccione la localización de la acometida de servicio. | Radio de abjeto a árboles de igual altura a menor |
| Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m) | 20 |
| Transformador AT/ET en la acometida | Acometida con Transformador |
| Ingrese la resistividad del suelo ρ (Ωm) | 180 |
| ACOMETIDA DE COMUNICACIONES | |
| Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la potencia. | <input type="checkbox"/> Ejemplo de estructura adyacente |
| Longitud de la estructura adyacente L_a (m) | 0 |
| Ancha de la estructura adyacente W_a (m) | 0 |
| Altura de la estructura adyacente H_a (m) | 0 |

Fig.3 Matriz de riesgo NTC 4552-2

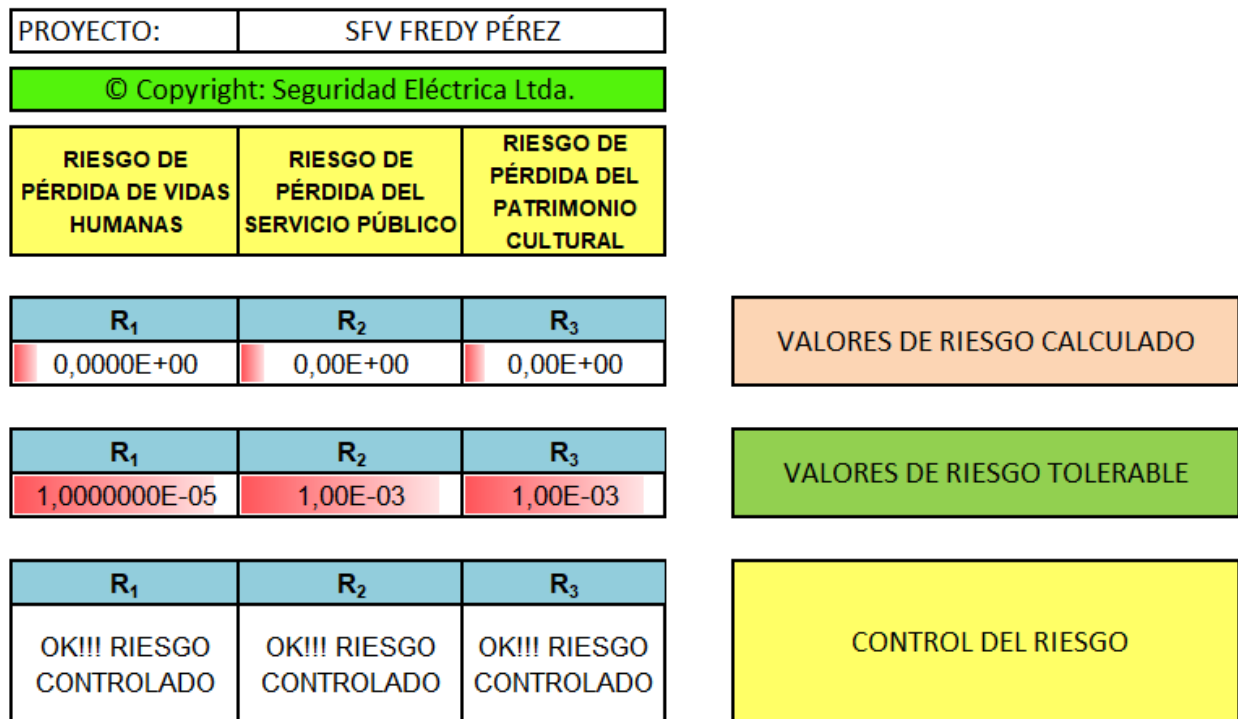


Fig.4 Resultado NTC 4552-2

Anexo 3. Cálculos eléctricos.

Anexo 3.1. Dimensionamiento de conductores a utilizar.

Anexo 3.1.1. Conductores desde módulos solares hasta tablero de protecciones DC.

i. Cálculo de la capacidad de corriente.

El sistema fotovoltaico cuenta con 2 inversores Growatt 6000TL-X cada uno conectado en dos circuitos diferentes, a los cuales se les asocia dos string, cada uno conformado por 7 paneles solares, conectados a cada MPPT de los inversores. Para dimensionar los conductores de este tramo se debe conocer la corriente máxima de salida de los paneles solares utilizados en la instalación. Según la ficha técnica del fabricante, la corriente máxima es:

ELECTRICAL PROPERTIES | STC*

| Module Type | ZXM6-NHLD144 -420/M | ZXM6-NHLD144 -425/M | ZXM6-NHLD144 -430/M | ZXM6-NHLD144 -435/M | ZXM6-NHLD144 -440/M | ZXM6-NHLD144 -445/M |
|--------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Nominal Power Watt Pmax(W) | 420 | 425 | 430 | 435 | 440 | 445 |
| Power Output Tolerance Pmax(%) | 420±3% | 425±3% | 430±3% | 435±3% | 440±3% | 445±3% |
| Maximum Power Voltage Vmp(V) | 40.2 | 40.4 | 40.6 | 40.8 | 41.0 | 41.2 |
| Maximum Power Current Imp(A) | 10.45 | 10.52 | 10.60 | 10.67 | 10.74 | 10.81 |
| Open Circuit Voltage Voc(V) | 48.7±3% | 48.9±3% | 49.1±3% | 49.3±3% | 49.5±3% | 49.7±3% |
| Short Circuit Current Isc(A) | 10.94±3% | 11.02±3% | 11.10±3% | 11.17±3% | 11.25±3% | 11.32±3% |
| Module Efficiency (%) | 19.32 | 19.55 | 19.78 | 20.01 | 20.24 | 20.47 |

*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, AM 1.5
 *The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Fig. 5 Características técnicas del módulo solar empleado. Tomada de ficha técnica del fabricante.

De acuerdo con el artículo 220-10. b) de la NTC 2050 el conductor seleccionado debe permitir una corriente máxima igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua. Se tiene en cuenta que los módulos solares se encuentran conectados en serie, por lo tanto, la corriente equivalente que circula por el arreglo serie es la misma para cada módulo. Entonces la capacidad de corriente mínima A_{min} del conductor a seleccionar debe ser:

$$A_{min} = 1,25 * I_{max} = 14,0625 [A]$$

Por lo que el cable seleccionado debe tener una capacidad mínima de corriente de 14.0625 A.

Para dimensionar el cable necesario se utilizan los factores de corrección de las tablas desde la 310-16 a la tabla 310-19 de la NTC 2050. De acuerdo a la anterior se definen 2 factores de corrección por temperatura de la capacidad de corriente de los conductores.

FT: Factor de corrección por temperatura ambiente.

FAG: Factor de corrección por agrupación de conductores en canalización.

Para hallar el FT se recurre a la tabla 310-16 de la NTC 2050 conociendo que la temperatura máxima promedio del municipio de Entrerriós – Antioquia es de aproximadamente 21 o C. El

conductor de esta acometida es un cable de cobre THHN/THWN cuya temperatura nominal de operación es de 90o C.

| FACTORES DE CORRECCIÓN | | | | | | | |
|------------------------|--|------|------|------|------|------|----------------------|
| Temp. ambiente en °C | Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes | | | | | | Temp. ambiente en °C |
| 21-25 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 21-25 |
| 26-30 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 26-30 |
| 31-35 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 31-35 |
| 36-40 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 36-40 |
| 41-45 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 41-45 |
| 46-50 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 46-50 |
| 51-55 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 51-55 |
| 56-60 | | 0,58 | 0,71 | | 0,58 | 0,71 | 56-60 |
| 61-70 | | 0,33 | 0,58 | | 0,33 | 0,58 | 61-70 |
| 71-80 | | | 0,41 | | | 0,41 | 71-80 |

Fig. 6 Factores de corrección por temperatura de la tabla 310-16 de la NTC 2050.

De lo anterior:

$$F_T = 1,04$$

Para este caso, la salida de los módulos solares cuenta solo con 2 cables conductores de corriente, por lo tanto, no se aplica el factor de agrupación de conductores de la nota 8 a las tablas 310-16 a la 310-19.

| Número de conductores portadores de corriente | Porcentaje del valor de las Tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario |
|---|--|
| De 4 a 6 | 80 |
| De 7 a 9 | 70 |
| De 10 a 20 | 50 |
| De 21 a 30 | 45 |
| De 31 a 40 | 40 |
| 41 y más | 35 |

Fig. 7 Tabla factor de agrupación de la NTC 2050.

Por lo tanto, $F_{AG} = 1$

Ahora se aplican estos factores de corrección hallados a la corriente de salida de los módulos solares. Entonces se tiene que la capacidad de corriente AC del conductor es:

$$A_C = \frac{I_{\max}}{F_T * F_{AG}} = \frac{11,25A}{1,04 * 1} = 10,82 [A]$$

$$A_C = 10,82 [A]$$

Esta capacidad de corriente es menor que los 14,0625 A que según el artículo 220-10. b) de la NTC 2050 debe tener mínimamente de capacidad el conductor, por lo tanto, se concluye que el conductor a seleccionar debe tener una capacidad de corriente de 14,0625 A.

ii. *Temperatura en los terminales.*

Se debe tener en cuenta la temperatura nominal de los terminales de los equipos a la hora de seleccionar el conductor adecuado.

De acuerdo con el artículo 110-14 C) de la NTC2050 y el artículo 20.2.9 f) del RETIE, todos los puntos de conexión, cables y equipos en una instalación eléctrica deberán soportar 60°C si conducen 100A o menos, si conducen más de 100A podrán soportar 75°C.

Por lo tanto, se debe seleccionar un conductor que con una temperatura nominal de 60oC tenga una capacidad de corriente mínimamente de 14,0625 A.

Entonces de la tabla 310-16 de la NTC 2050, se tiene:

Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2,000 V nominales y 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30°C.

| Calibre mm ² | Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13) | | | | | | Calibre AWG o kcmils |
|----------------------------|--|---|--|--|---|--|----------------------------|
| | 60°C | 75°C | 90°C | 60°C | 75°C | 90°C | |
| | TIPOS TW*, UF* | TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW* | TIPOS TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2 | TIPOS TW*, UF* | TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE* | TIPOS TBS, SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2 | |
| | COBRE | | | ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE | | | |
| 0,82 | | | 14 | | | | 18 |
| 1,31 | | | 18 | | | | 16 |
| 2,08 | 20* | 20* | 25 | | | | 14 |
| 3,30 | 25* | 25* | 30* | 20* | 20* | 25* | 12 |
| 5,25 | 30 | 35* | 40* | 25 | 30* | 35* | 10 |
| 8,36 | 40 | 50 | 55 | 30 | 40 | 45 | 8 |
| 13,29 | 55 | 65 | 75 | 40 | 50 | 60 | 6 |
| 21,14 | 70 | 85 | 95 | 55 | 65 | 75 | 4 |
| 26,66 | 85 | 100 | 110 | 65 | 75 | 85 | 3 |
| 33,62 | 95 | 115 | 130 | 75 | 90 | 100 | 2 |
| 42,20 | 110 | 130 | 150 | 85 | 100 | 115 | 1 |
| 53,50 | 125 | 150 | 170 | 100 | 120 | 135 | 1/0 |
| 67,44 | 145 | 175 | 195 | 115 | 135 | 150 | 2/0 |
| 85,02 | 165 | 200 | 225 | 130 | 155 | 175 | 3/0 |
| 107,21 | 195 | 230 | 260 | 150 | 180 | 205 | 4/0 |
| 126,67 | 215 | 255 | 290 | 170 | 205 | 230 | 250 |
| 152,01 | 240 | 285 | 320 | 190 | 230 | 255 | 300 |
| 177,34 | 260 | 310 | 350 | 210 | 250 | 280 | 350 |
| 202,68 | 280 | 335 | 380 | 225 | 270 | 305 | 400 |
| 253,35 | 320 | 380 | 430 | 260 | 310 | 350 | 500 |
| 304,02 | 355 | 420 | 475 | 285 | 340 | 385 | 600 |
| 354,69 | 385 | 460 | 520 | 310 | 375 | 420 | 700 |
| 380,02 | 400 | 475 | 535 | 320 | 385 | 435 | 750 |
| 405,36 | 410 | 490 | 555 | 330 | 395 | 450 | 800 |
| 456,03 | 435 | 520 | 585 | 355 | 425 | 480 | 900 |
| 506,70 | 455 | 545 | 615 | 375 | 445 | 500 | 1,000 |
| 633,38 | 495 | 590 | 665 | 405 | 485 | 545 | 1,250 |
| 760,05 | 520 | 625 | 705 | 435 | 520 | 585 | 1,500 |
| 886,73 | 545 | 650 | 735 | 455 | 545 | 615 | 1,750 |
| 1.013,40 | 560 | 665 | 750 | 470 | 560 | 630 | 2,000 |

Fig. 8 Tabla 310-16 de la NTC 2050.

Se selecciona entonces un cable de cobre No 12 AWG (Cable Solar 2x4mm²) el cual de acuerdo con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, tienen una capacidad de corriente de 25 A para una temperatura de operación de 60°C.

iii. *Protección contra sobrecorriente.*

De acuerdo con el artículo 220-10 b) de la NTC 2050 se tiene que la corriente de dispositivo de protección contra sobrecorrientes IOCPD:

$$I_{OCPD} = 1,25 * I_{max}$$

$$I_{OCPD} = 1,25 * 11,25 \text{ A}$$

$$I_{OCPD} = 14,063 \text{ A}$$

De acuerdo con esto se escoge la protección comercial más cercana que para este caso es un breaker termomagnético bipolar de 20 A.

Según el artículo 27.4.3 c) del RETIE, la corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados, alcancen la temperatura máxima de operación permitida.

Entonces se debe analizar si esta protección será eficiente para el conductor seleccionado a la temperatura nominal de los conectores de los equipos asociados y a la temperatura nominal de su aislamiento aplicando los factores de corrección de temperatura.

De la tabla 310-16 de la NTC 2050 se tiene que la capacidad de corriente para un cable de cobre calibre 12 AWG para una temperatura de 60oC es de 25 A. Entonces:

$$I_{\text{OCPD}} = 20 \text{ A} \leq 25 \text{ A}$$

Además, la capacidad de corriente para un cable de cobre calibre 12 AWG para la temperatura nominal de los cables THHN/THWN de 90oC es de 30 A según la tabla 310-16 de la NTC 2050. Entonces:

$$I_{\text{OCPD}} = 20 \text{ A} \leq F_T * F_{AG} * 30 \text{ A}$$

$$I_{\text{OCPD}} = 20 \text{ A} \leq 1,04 * 0,8 * 30 \text{ A}$$

$$I_{\text{OCPD}} = 20 \text{ A} \leq 24,96 \text{ A}$$

Por lo tanto, el breaker termomagnético de 20 A cumple con el artículo 27.4.3 c) del RETIE.

Anexo 3.1.2. Conductores desde inversores hasta tablero multibreaker AC.

i. Cálculo de la capacidad de corriente.

Para dimensionar los conductores de este tramo se debe conocer la corriente máxima de salida de los inversores (ambos, de igual especificación) utilizados en la instalación. Según la ficha técnica del fabricante, la corriente máxima es:

| Ficha de datos | MIN 2500TL-X | MIN 3000TL-X | MIN 3600TL-X | MIN 4200TL-X | MIN 4600TL-X | MIN 5000TL-X | MIN 6000TL-X |
|--|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Datos de entrada (CD) | | | | | | | |
| Máxima potencia FV recomendada | 3500W | 4200W | 5040W | 5880W | 6440W | 7000W | 8100W |
| Máximo voltaje CD | 500V | | | | | | |
| Voltaje de arranque | 100V | | | | | | |
| Rango de voltaje de MPPT / Voltaje nominal | 80V-500V /360V | | | | | | |
| Máxima corriente por MPPT | 13.5A/13.5A | | | | | | |
| Corriente de corto circuito por MPPT | 16A/16A | | | | | | |
| Número de MPPTs / Cadenas por MPPT | 2/1 | | | | | | |
| Salida (CA) | | | | | | | |
| Potencia nominal CA | 2500W | 3000W | 3600W | 4200W | 4600W | 5000W | 6000W |
| Potencia aparente máxima | 2500VA | 3000VA | 3600VA | 4200VA | 4600VA | 5000VA | 6000VA |
| Corriente máxima de salida | 11.3A | 13.6A | 16A | 19A | 20.9A | 22.7A | 27.2A |
| Voltaje nominal CA (Rango*) | Predeterminado: 240V fase dividida, opcional: 208V & 240V monofásico, 183-228@208V/211-264@240V | | | | | | |
| Frecuencia de red CA (Rango*) | 50Hz/60Hz (45-55Hz/55-65HZ) | | | | | | |
| Factor de potencia nominal /ajustable | >.99 / +0.8 ... -0.8 | | | | | | |
| Distorsión armónica total | < 3% | | | | | | |
| Tipo de conexión CA | Monofásico | | | | | | |

Fig. 9 Características técnicas del inversor Growatt 6000TL-X. Tomado de la ficha técnica del fabricante.

$$I_{\max} = I_{\text{microinversor}} = 27,2 \text{ A}$$

De acuerdo con el artículo 220-10. b) de la NTC 2050 el conductor seleccionado debe permitir una corriente máxima igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua. Entonces la capacidad de corriente mínima A_{\min} del conductor a seleccionar debe ser:

$$A_{\min} = 1,25 * I_{\max} = 34 \text{ A}$$

Por lo que el cable seleccionado debe tener una capacidad mínima de corriente de 34 A.

Para dimensionar el cable necesario se utilizan los factores de corrección de las tablas desde la 310-16 a la tabla 310-19 de la NTC 2050. De acuerdo con lo anterior, se definen 2 factores de corrección por temperatura de la capacidad de corriente de los conductores.

$$F_T = 1,04$$

Para este caso, la salida de los inversores monofásica es de fase dividida, por lo que se cuenta con 4 cables conductores de corriente (L-L-N-T), por lo tanto, al aplicar el factor de agrupación de conductores de la nota 8 a las tablas 310-16 a la 310-19 se llega a:

$$F_{AG} = 0,8$$

Ahora se aplican estos factores de corrección hallados a la corriente de salida del inversor. Entonces se tiene que la capacidad de corriente A_C del conductor es:

$$A_C = \frac{I_{\max}}{F_T * F_{AG}} = \frac{27,2 \text{ A}}{1,04 * 0,8} = 32,69 \text{ [A]}$$

$$A_C = 32,69 \text{ [A]}$$

Esta capacidad de corriente es menor que los 34 A que según el artículo 220-10. b) de la NTC 2050 debe tener mínimamente de capacidad el conductor, por lo tanto, se concluye que el conductor a seleccionar debe tener una capacidad de corriente de 34 A.

ii. Temperatura en los terminales.

Se debe tener en cuenta la temperatura nominal de los terminales de los equipos a la hora de seleccionar el conductor adecuado.

De acuerdo con el artículo 110-14 C) de la NTC2050 y el artículo 20.2.9 f) del RETIE, todos los puntos de conexión, cables y equipos en una instalación eléctrica deberán soportar 60°C si conducen 100A o menos, si conducen más de 100A podrán soportar 75°C.

Por lo tanto, se debe seleccionar un conductor que con una temperatura nominal de 60°C tenga una capacidad de corriente mínimamente de 34 A. Entonces de la tabla 310-16 de la NTC 2050, se selecciona entonces un cable de cobre No 10 AWG el cual de acuerdo con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, tiene una capacidad de corriente de 35 A para una temperatura de operación de 75 °C.

iii. Protección contra sobrecorriente.

De acuerdo con el artículo 220-10 b) de la NTC 2050 se tiene que la corriente de dispositivo de protección contra sobrecorrientes IOCPD:

$$\begin{aligned} I_{\text{OCPD}} &= 1,25 \cdot I_{\text{max}} \\ I_{\text{OCPD}} &= 1,25 \cdot 27,2 \text{ A} \\ I_{\text{OCPD}} &= 34 \text{ A} \end{aligned}$$

De acuerdo con esto se escoge la protección comercial más cercana que para este caso es un breaker termomagnético bipolar de 30 A.

Según el artículo 27.4.3 c) del RETIE, la corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados, alcancen la temperatura máxima de operación permitida.

Entonces se debe analizar si esta protección será eficiente para el conductor seleccionado a la temperatura nominal de los conectores de los equipos asociados y a la temperatura nominal de su aislamiento aplicando los factores de corrección de temperatura.

De la tabla 310-16 de la NTC 2050 se tiene que la capacidad de corriente para un cable de cobre calibre 10 AWG para una temperatura de 75oC es de 35 A. Entonces:

$$I_{OCPD} = 30 \text{ A} \leq 35 \text{ A}$$

Además, la capacidad de corriente para un cable de cobre calibre 10 AWG para la temperatura nominal de los cables THHN/THWN de 90oC es de 40 A según la tabla 310-16 de la NTC 2050. Entonces:

$$I_{OCPD} = 30 \text{ A} \leq F_T * F_{AG} * 40 \text{ A}$$

$$I_{OCPD} = 30 \text{ A} \leq 1,04 * 0,8 * 40 \text{ A}$$

$$I_{OCPD} = 30 \text{ A} \leq 33,3 \text{ A}$$

Por lo tanto, el breaker termomagnético de 30 A cumple con el artículo 27.4.3 c) del RETIE.

iv. *Cálculo del conductor a tierra.*

Según la tabla 250.95 de la NTC 2050 el conductor a tierra de equipos donde el dispositivo automático de protección contra sobre corriente en el circuito antes de estos es de 30 A, como en este caso, debe ser mínimamente un conductor de cobre calibre 10 AWG.

| Calibre mínimo del conductor de continuidad de tierra para ducterías y equipos (Norma NTC 2050, tabla 250-95) | | |
|--|-----------------------|-----|
| Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes del equipo, tubos conduit, etc. (Amperios) | Sección transversal | |
| | Conductor de cobre N° | |
| | <i>mm²</i> | AWG |
| 15 | 2.08 | 14 |
| 20 | 3.3 | 12 |
| 30 | 5.25 | 10 |
| 40 | 5.25 | 10 |
| 60 | 5.25 | 10 |
| 100 | 8.36 | 8 |
| 200 | 13.29 | 6 |
| 300 | 21.19 | 4 |
| 400 | 26.66 | 3 |
| 500 | 33.62 | 2 |
| 600 | 42.20 | 1 |
| 800 | 53.50 | 1/0 |
| 1000 | 67.44 | 2/0 |
| 1200 | 85.02 | 3/0 |
| 1600 | 107.21 | 4/0 |

Fig. 10 Tabla 250-95 de la NTC 2050, para la selección de conductores para tierra.

El cable seleccionado para la puesta a tierra en este tramo es un cable de cobre desnudo No 10 AWG el cual cumple con los requisitos de la tabla 250-95 de la NTC 2050.

Anexo 3.2. Cálculo de canalizaciones.

i. Canalización desde arreglos fotovoltaicos hasta tablero de protecciones DC.

En este tramo del sistema, desde los arreglos de módulos solares hasta los inversores respectivos, el cable solar 2x4mm² seleccionado se encuentra canalizado usando tubería de 3/4" de diámetro tipo IMC en exteriores y PVC Conduit 3/4" en tramo subterráneo que conduce a la zona donde se encuentra el tablero de protecciones DC. Esta configuración cumple con lo requerido en la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050.

ii. Canalización desde tablero de protecciones DC hasta inversores.

Para este tramo se seleccionó tubería EMT de 3/4" de diámetro, teniendo en cuenta que el conductor de esta rama del sistema es solar 2x4mm², que cumple con lo requerido en la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050.

iii. Canalización desde inversores hasta tablero multibreaker general

Para este tramo que conforma el SSFV, se seleccionó tubería EMT 3/4". Este tramo se encuentra ocupado por 4 conductores No 10 AWG, cuyo cálculo de ocupación se ilustra a continuación:

| Ocupacion de ductos | | | | | | |
|--|---------|-------------------------|----------|------------------------------|-----------------------|--------------------|
| Cable Monopolar | | | | | | |
| N° | Calibre | Aislante | Cantidad | Diametro* mm | Area por cable mm2 | Total Grupo mm2 |
| 1 | 10 | TW 600 V | 0 | | | |
| 2 | 10 | THW 600 V | 4 | 4,47 | 15,69 | 62,77 |
| 3 | 2/0 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| 4 | 2 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| 5 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| Area Total | | | | | | 62,77 mm2 |
| Tipo de Ducto: Tuberia Metalica Electrica | | | | | | |
| Diametro: 3/4 Pulgadas | | | | | | |
| Diámetro mínimo recomendado | | | | Diametro** 20,9 mm | | |
| 1 " | | | | Area Total 343,07 mm2 | | |
| Max. Ocupacion | | | | 40,00% | | |
| | | | | Ocupación 18,30% | | |

Fig. 11 Resultados del cálculo de ocupación de ductos para el tramo que va desde los inversores hasta el tablero multibreaker general.

La tubería EMT y el porcentaje de ocupación de ductos hallada, cumple con lo requerido en la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050.

iv. *Canalización desde tablero multibreaker general hasta punto de conexión del SSFV.*

Para este tramo final, se realizó la canalización del mismo modo que en el epígrafe anterior, por lo que se obtienen resultados idénticos.

Anexo 3.3. Resumen de conductores y canalizaciones.

Tabla V Conductores y canalizaciones hasta tablero AC.

| TUBERÍA No. | TIPO DE TUBERÍA | REF. DE CONDUCTORES SELECCIONADOS | NÚMERO DE CONDUCTORES | ÁREA DE CABLES [mm ²] | ÁREA DE TUBERÍA [mm ²] | % DE LLENADO |
|-------------|----------------------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------|
| T01/DC | IMC 3/4"- Bajante | Cu THHN/THWN-2 12 AWG (Solar) | 2 | 23,16 | 343,07 | 6,75% |
| T02/DC | PVC 3/4" | Cu THHN/THWN-2 12 AWG (Solar) | 2 | 23,16 | 263,02 | 8,81% |
| T03/DC | Coraza 3/4" | Cu THHN/THWN-2 12 AWG (Solar) | 2 | 23,16 | 343,07 | 6,75% |
| T04/DC | EMT 3/4" | Cu THHN/THWN-2 12 AWG (Solar) | 2 | 23,16 | 343,07 | 6,75% |
| T05/AC | EMT 3/4" | Cu THHN/THWN-2 10 AWG | 4 | 62,77 | 343,07 | 18,30% |
| T06/AC | EMT 3/4" | Cu THHN/THWN-2 10 AWG | 4 | 62,77 | 343,07 | 18,30% |

Anexo 3.4. Cálculo de regulación de voltaje.

A continuación, se presentan los cálculos de regulación de voltaje para todos los circuitos del sistema solar fotovoltaico.

i. Desde arreglos de módulos solares hasta tablero de protecciones DC.

Tabla III Regulación de voltaje desde arreglos de módulos solares hasta tablero de protecciones DC.

| INVERSORES | LONGITUD ENTRE ARREGLOS DE MÓDULOS SOLARES HASTA TABLERO DE PROTECCIONES DC [m] | CORRIENTE DE CARGA [A] | TENSIÓN ACOMETIDA [V] | MATERIAL DEL CONDUCTOR | CALIBRE CONDUCTOR | IMPEDANCIA EQUIVALENTE [Ohm/km] | % REG |
|------------|---|------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|-------|
| Circuito 1 | 20 | 11,25 | 120 | Cobre | 12 AWG | 6,56 | 1,71% |
| Circuito 2 | 20 | 11,25 | 120 | Cobre | 12 AWG | 6,56 | 1,71% |

ii. Desde inversores hasta tablero multibreaker general AC.

Tabla IVI Regulación de voltaje desde inversores hasta tablero multibreaker general AC.

| LONGITUD ENTRE INVERSORES Y TABLERO MULTIBREAKER GENERAL AC [m] | CORRIENTE DE CARGA [A] | VOLTAJE ACOMETIDA [V] | MATERIAL DEL CONDUCTOR | CALIBRE CONDUCTOR | IMPEDANCIA EQUIVALENTE [Ohm/km] | % REG |
|---|------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|-------|
| 10 | 27,2 | 120 | Cobre | 10 AWG | 3,94 | 4,05 |
| 10 | 27,2 | 120 | Cobre | 10 AWG | 3,94 | 4,05 |

Por lo tanto, se cumple con el artículo 27.3 c) del RETIE ya que se tiene un total de pérdidas por regulación de voltaje de 1,093%.

Anexo 3.5. Cálculo de pérdidas de potencia y energía.

Para analizar las pérdidas de energía del sistema se tendrá en cuenta el valor de hora solar pico del municipio de Entreríos - Antioquia donde está ubicado el proyecto. Según el IDEAM el municipio de Entreríos cuenta con un promedio de anual de 5 horas de sol al día. Este será el valor que se tome para realizar los cálculos de pérdidas de energía en el sistema ya que se considera que éste trabaja a toda su potencia en estas horas.

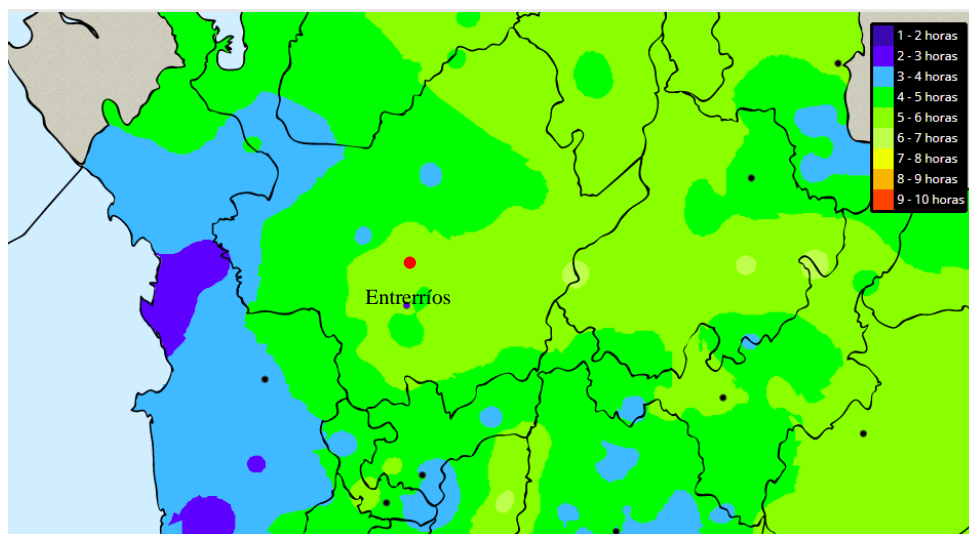


Fig. 12 Horas promedio de sol al día en Entreríos. Tomada de Atlas de radiación solar del IDEAM.

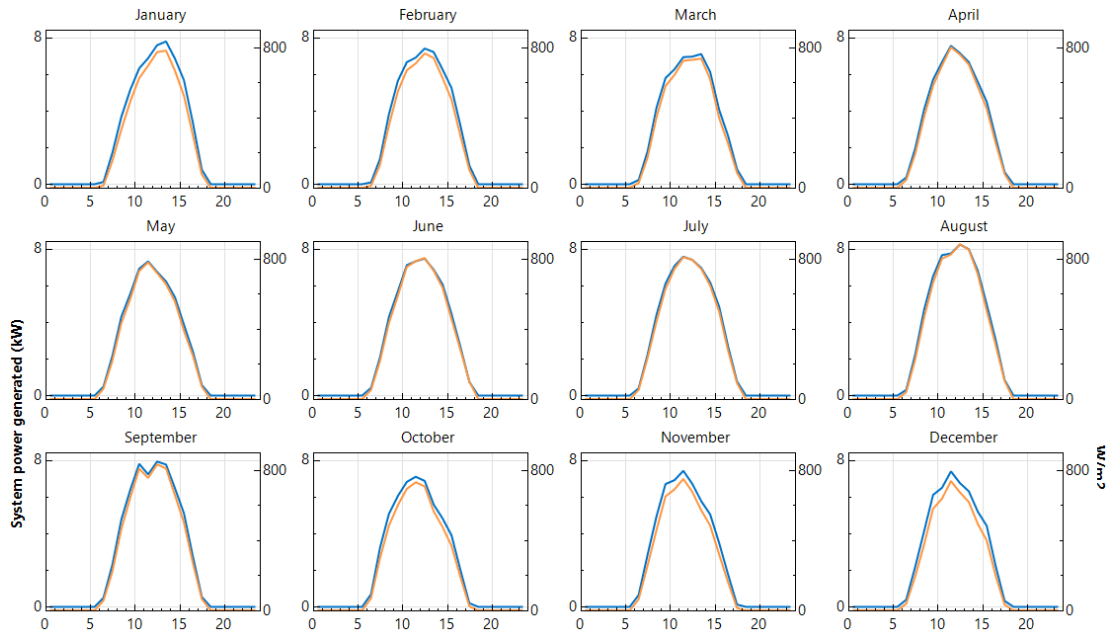


Fig. 13 Irradiancia global disponible (GHI, color naranja) y potencia aprovechada por el sistema FV en kW (color azul) en un día promedio por mes. SAM.

i. Desde arreglo de módulos solares hasta inversores.

Tabla V Pérdidas de potencia y energía hasta inversores.

| MICROINVERSORES | LONGITUD ENTRE MICROINVERSORES Y TABLERO FV AC [m] | CORRIENTE DE CARGA [A] | TENSIÓN ACOMETIDA [V] | MATERIAL DEL CONDUCTOR | CALIBRE CONDUCTOR | IMPEDANCIA EQUIVALENTE [Ohm/km] | PÉRDIDAS DE POTENCIA [W] | PÉRDIDAS DE ENERGÍA INVERTIBLE - TABLERO FV AC [kWh/mes] | PORCENTAJE DE PERDIDAS DE POTENCIA [%] |
|-----------------|--|------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------|--|--|
| Circuito 1 | 20 | 12,25 | 120 | COBRE | 12 AWG | 6,56 | 19,7 | 2,95 | 0,15% |
| Circuito 2 | 20 | 12,25 | 120 | COBRE | 12 AWG | 6,56 | 19,7 | 2,95 | 0,15% |
| TOTAL | | | | | | | 39,4 | 5,9 | 0,3% |

ii. Desde tablero fotovoltaico multibreaker ac hasta punto de conexión del SSFV.

Tabla VI Pérdidas de potencia y energía hasta punto de conexión del SSFV.

| LONGITUD ENTRE TABLERO FV AC Y TABLERO DE INTERCONEXIÓN [m] | CORRIENTE DE CARGA [A] | VOLTAJE ACOMETIDA [V] | MATERIAL DEL CONDUCTOR | CALIBRE CONDUCTOR | IMPEDANCI A EQUIVALENTE [Ohm/km] | PÉRDIDAS DE POTENCIA [W] | PÉRDIDAS DE ENERGÍA TABLERO FV AC - TABLERO INTERCONEXIÓN [kWh/mes] | PORCENTAJE DE PERDIDAS DE POTENCIA [%] |
|---|------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------|----------------------------------|--------------------------|---|--|
| 10 | 27,2 | 120 | COBRE | 10 AWG | 3,94 | 29,15 | 4,4 | 0,24 |

Anexo 4. Resultados de simulación de producción de energía en el software System Advisor Model (SAM).

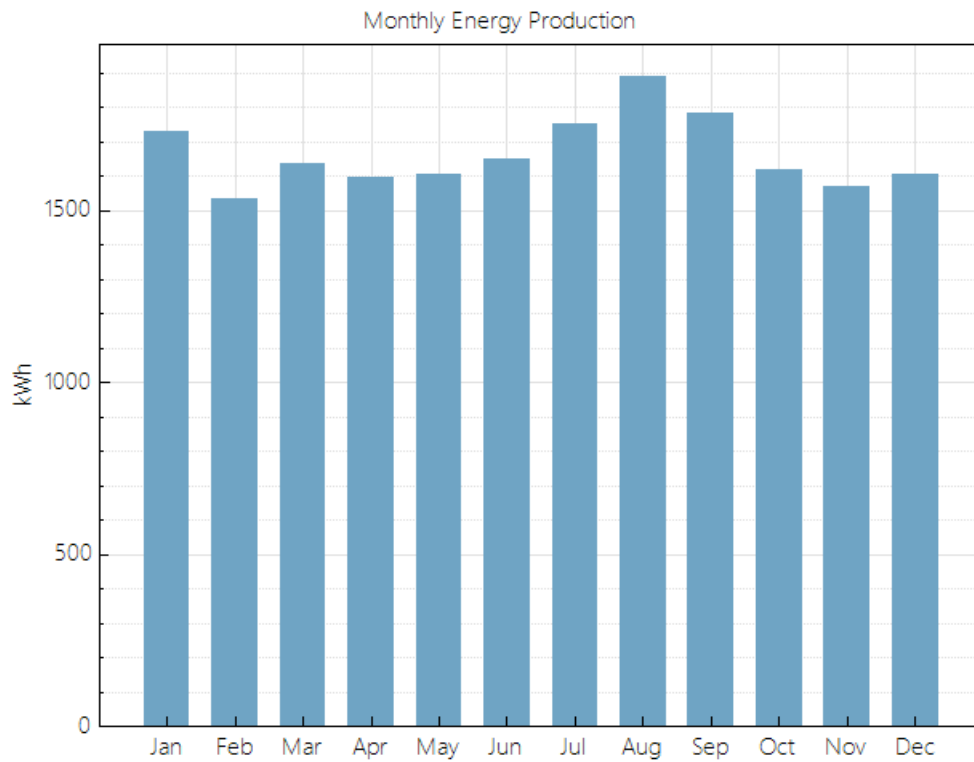


Fig. 14. Producción de energía mensual teórica del proyecto FV. SAM.

Tabla VII Resultados teóricos esperados del SSFV simulados en SAM.

| Medida | Valor |
|--|--------------|
| Energía anual generada (1 año) | 19,959 kWh |
| Factor de planta | 18,5% |
| Rendimiento energético (energía aprovechada por kW generado) | 1,620 kWh/kW |
| Relación de rendimiento | 79% |