MEMORIAS DE CÁLCULO ELECTRICO

PROYECTO: "CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICAS, PARA VIVIENDAS EN ZONA RURAL NO INTERCONECTADAS EN EL MUNICIPIO DE TRINIDAD DEPARTAMENTO DE CASANARE"

PROPIETARIO: ALCALDIA DEL MUNICPIO DE TRINIDAD, CASANARE



DISEÑADO POR: JUAN LUIS SABALZA
INGENIERO EN ENERGIA
M.P. 68289-420414

TRINIDAD, OCTUBRE DE 2024.

TABLA DE CONTENIDO

MEMORIAS DE CÁLCULO ELECTRICO 1
CONTENIDO DE TABLAS 4
1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO 6
1.1 NOMBRE 6
1.2 LOCALIZACIÓN 6
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 7
2.1. JUSTIFICACIÓN 7
2.2. OBJETIVO 7
OBJETIVOS ESPECIFICO 7
2.3. ALCANCE 7
2.4. CAPACIDAD INSTALADA 8
2.5. CONEXIONES 8
2.6. DISEÑO 8
2.7. OBRAS PROYECTADAS 8
2.5.1. APOYOS 8
2.5.2. PANELES 8
2.5.3. ALMACENAMIENTO 9
2.5.4. INVERSORES Y CONTROLADO DE CARGA 9
2.5.5. IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA 9
3. IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA 9
4. PARAMETROS ELECTRICOS Y CALCULOS DEL PROYECTO 10
4.1. PARÁMETRO DE DISEÑO 10
4.2. CÁLCULOS DIMENSIONAMIENTO SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICO OFF GRID 11
4.2.1. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO 11
4.2.2. CARACTERIZACIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO 17
4.2.3. DIMENSIONAMIENTO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS 20
4.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS. 28
4.4. CUADRO DE CARGAS 32
4.5. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN 32
5. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA 33
6. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO 46
6.1. ANÁLISIS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 46

7. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO 51
7.2. Matriz de Análisis de Riesgo 51
7.3. Criterios para determinar alto riesgo 52
7.4. Factores de riesgo más comunes 53
7.5. Medidas a tomar en situaciones de alto riesgo 55
7.6. Notificación de accidentes 56
7.7. Resultados del análisis de riesgo 57
8. IMPACTO AMBIENTAL 62
8.1. Impacto ambiental del SIN (sistema interconectado nacional) 62
8.2. Impacto ambiental del SFV 64
ANEXOS 66
DATASHEET 68

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1 Datos meteorológicos para la ubicación geográfica del municipio de Trinidad, Casanare[5° 10' 1" N, 72° 33' 0" W] Latitud 5.167 Longitud -72.55.....12
Tabla 2 . Cuadro comparativo de radiación solar plana promedio diaria, con inclinación de 10° a una latitud de 5° para el Municipio de Trinidad, Departamento del Casanare, de acuerdo a Mapas de Radiación de Colombia y NASA.....14
Tabla 3 Promedio horario de la radiación solar diaria mensual en la Estación Aeropuerto Tamel, Casanare. 16
Tabla 4 Radiación solar promedio horaria diaria con orientación (acimut) de 0° e inclinación de 10°, Trinidad, Casanare. 17
Tabla 5 Potencia de los equipos de usuarios tipo del municipio de Trinidad 18
Tabla 6 Consumo de energía diaria.....18
Tabla 7 Demanda mensual de energía.....19
Tabla 8 Datos de entrada utilizados para dimensionar el SFV.....21
Tabla 9 Datos de entrada utilizados para dimensionar el SFV de los paneles y las baterías.....21
Tabla 10 Datos de entrada utilizados para dimensionar el inversor off-grd 22
Tabla 11 Resultados del analista del generador fotovoltaico.....23
Tabla 12 Resultados del análisis del sistema de almacenamiento 24
Tabla 13 Resultados del análisis del controlador de carga y el inversor de DC/AC.....25
Tabla 14 Memoria de cálculos de conductores y protecciones 25
Tabla 15 Relación de ampacidad con el calibre de cable solar 26
Tabla 16 Memoria de cálculos de los rendimientos energéticos del SFV.....26
Tabla 17 Resumen dimensionamiento del sistema SFV 27
Tabla 18 Dimensiones y peso del CONJUNTO módulo solar fotovoltaico seleccionado en el diseño 28
Tabla 19 Cuadro de cargas.....32
Tabla 20. Densidad De Descargas A Tierra De Las Principales Ciudades Y Poblaciones De Colombia.....48
Tabla 21. Índice de riesgos por rayos.....48
Tabla 22. Clasificación de estructuras 49
Tabla 23. Tipo de estructura.....49
Tabla 24. Índice para estructura.....49
Tabla 25. Suma Índices de gravedad 49
Tabla 26. Matriz de niveles de riesgo. 50
Tabla 27. Nivel de riesgo.....50
Tabla 28 Decisiones y accione para controlar el riesgo 52
Tabla 29 Evaluación de riesgo 52
Tabla 30 Factores de riegos.....54
Tabla 31 Generación de energía eléctrica del SIN de Colombia entre años 2020 y 2021en kWh 62
Tabla 32 Emisión de GEI por la producción de energía eléctrica con el SFV, y comparación de reducción de emisiones de la consumó de la vivienda tipo 64

LISTA DE FIGURAS

Figura. 1 Localización Geográfica de los usuarios en el municipio de Trinidad. 6
Figura. 2 Mapa de radiación solar diaria horizontal para el mes de Junio/2014 en Colombia.....13
Figura. 3 Curva promedio de la radiación solar horaria diaria con una orientación (acimut) de 0° e inclinación de 10°, Trinidad, Casanare 17
Figura. 4 Gráfica de los consumos mensuales de energía de la casa tipo 19
Figura. 5 Curva de carga horaria del consumo 20
Figura. 6 Diagrama de instalación de los grupos de paneles fotovoltaicos y ángulos......28
Figura. 7 ubicación en plata del conjunto de paneles solares según la orientación de la vivienda 29
Figura. 8 Vista de frontal del conjunto los paneles.....30
Figura. 9 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las diferentes fuentes de energía considerando todo el ciclo de vida (gCO2eq/KWh generado) Fuente: Weisser, Daniel. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. PESS / IAEA. Wagramer Strasse 5, 1400 – Vienna, Austria. 2007 63

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1.1 NOMBRE

“IMPLEMENTACIÓN DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS AISLADOS EN ÁREA RURAL DEL MUNICIPIO DE TRINIDAD DEPARTAMENTO DE CASANARE”.

1.2 LOCALIZACIÓN

El proyecto se encuentra localizado en 29 veredas de municipio de Trinidad Departamento de Casanare. En la figura 1, se puede observar la localización especifica de la ubicación de la Usuarios.

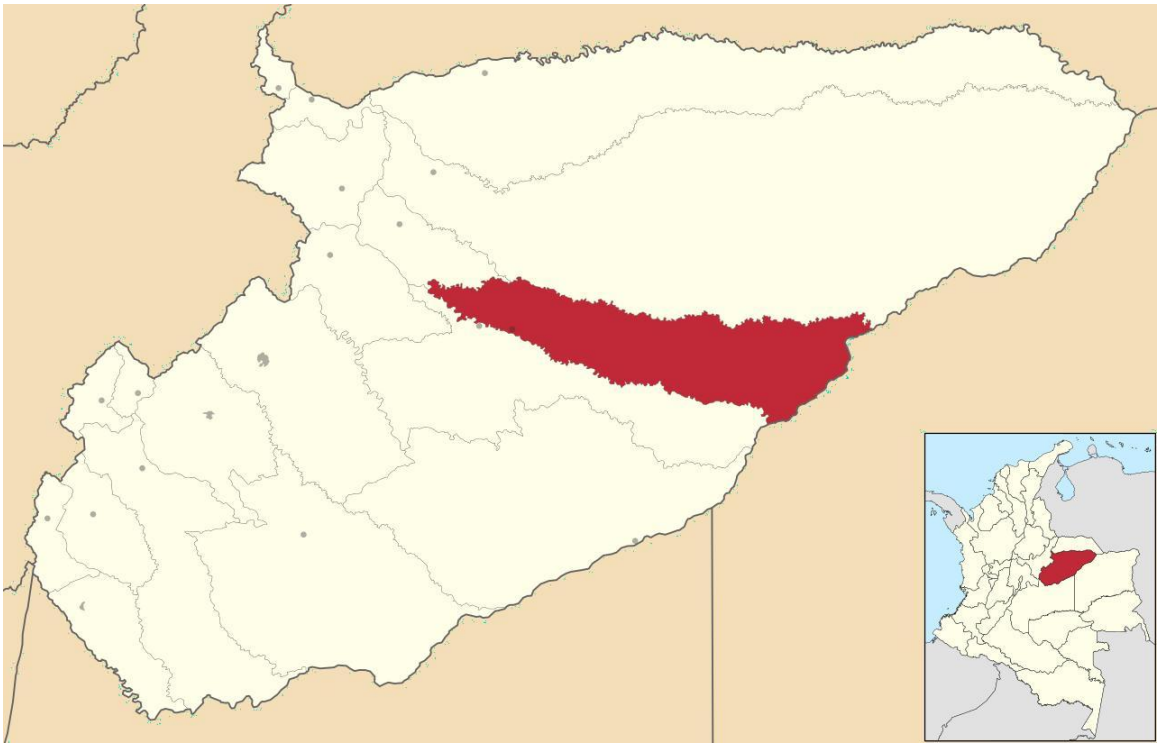


Figura. 1 Localización Geográfica dell municipio de Trinidad.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. JUSTIFICACIÓN.

De acuerdo con al plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026, en Colombia hay necesidad de suministrar energía eléctrica a más de 432 mil viviendas localizadas en sitios alejados de las ciudades o poblaciones en donde no se cuenta con redes de energía eléctrica ni con generadores alimentados con combustibles convencionales

Las instalaciones solares fotovoltaicas están en auge, cada día se utilizan más, su uso es más común; en un futuro cercano la generación fotovoltaica también tendrá aplicación en todos los lugares incluyendo grandes ciudades, se utilizarán para generar energía eléctrica en viviendas, comercio e industria pues con el avance de las tecnologías para los sistemas fotovoltaicos éstas llegarán a ser de fácil acceso e incluso atractivas económicamente para todas las personas y empresas. Como solución a la necesidad de energía eléctrica en las zonas alejadas del Casanare, se plantea el diseño de un sistema solar fotovoltaico local con el cual será posible generar y suministrar energía eléctrica en unas viviendas rurales del municipio de Trinidad. En las veredas alejadas no interconectadas al sistema de energía regional, las veredas beneficiarias del municipio son; Zambranero, Cañada, El Caiman, La Unión De Cojumu, Los Chochos, Santa Martha, Los Chochos, Santa Irene, Porvenir De Guachiria, Mata De Vaquero, Palmarito, Bélgica, Convento, Matapalo, Reforma, Paso Real De La Soledad, Pozo Petrolero, Altagracia, El Palmar, Bucare, Guamal, San Vicente, Arrayanes, Santa María Del Loro, Chaparrito, Palito, Lagunitas, Araguaney, San Pedro y La Morita., que aún no cuenta con el servicio público de energía, la implementación de estos sistemas fotovoltaicos podría suministrar la energía eléctrica básica necesaria para el funcionamiento de los pequeños electrodomésticos, iluminación, comunicación, televisión, radios y refrigeración de la comunidad .

2.2. OBJETIVO.

Diseñar un sistema solar fotovoltaico de energía limpia y renovable con capacidad para 0.9 kW para usuarios en ambientes rurales no interconectados para suplir necesidades de energía eléctrica del municipio de Trinidad Casanare.

Objetivos especifico.

- Evaluar el potencial energético del lugar donde se desea implementar el SFV.
- Caracterización del consumo energético del usuario.
- Dimensionamiento del sistema fotovoltaico y especificación de equipos
- Estructuración de soportes del sistema de paneles
- Diseño del sistema de puesta a tierra de todo el sistema fotovoltaico

2.3. ALCANCE.

El presente proyecto tiene como alcance del diseño de un sistema solar fotovoltaico, para 144 usuarios del municipio de Trinidad, departamento de Casanare.

2.4. CAPACIDAD INSTALADA

Los sistemas solares fotovoltaicos para los hogares de las veredas tendrán una capacidad instalada de 0.9 kW, en el sistema fotovoltaico está compuesto por dos (2) módulos fotovoltaicos mono-perc de 450 W, un (1) controlador de carga, un (1) inversor y una (2) baterías de 200Ah.

2.5. CONEXIONES

En el sistema solar fotovoltaico presenta una conexión de paneles a controlador, de controlador a baterías 24VDC, de baterías a inversor 24 VDC, de inversor a medidor y de inversor a breaker de salida a tablero de distribución 120VAC Línea - Neutro. Como se muestra a continuación en la figura del sistema solar aislado.

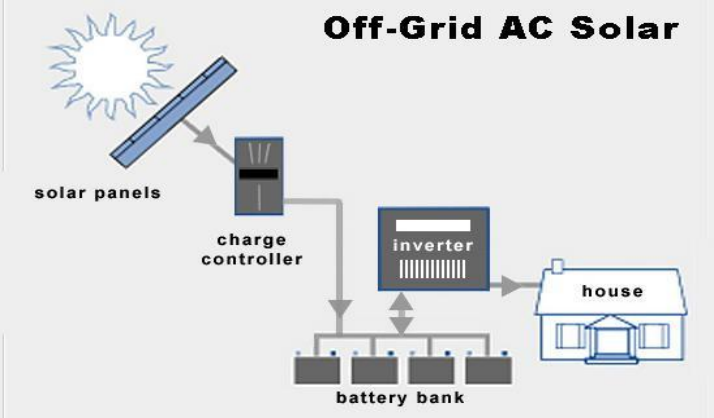


Figura 1 Sistema solar FV off-Grig(desconectado de la red)

2.6. DISEÑO.

El diseño se realizó bajo los lineamientos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas “RETIE”, y se tiene en cuenta las recomendaciones del Código Eléctrico Nacional, Norma NTC 2050 y las Normas de ENELAR S.A. E.S.P entre otras.

2.7. OBRAS PROYECTADAS

2.5.1. Apoyos

- Estructura metálica para soporte de paneles a nivel de 3 m.

2.5.2. Paneles

- Paneles solares mono-perc de 450Wp.

2.5.3. Almacenamiento

- Baterías de Litio 24V-200Ah

2.5.4. Inversores y controlado de carga

- Inversor
- Controlador de carga

2.5.5. IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA

- Acometidas B.T. Zmax = 10 Ohmios

3. IDENTIFICACIÓN DEL SISTEMA

En este tipo de instalaciones que aprovechan la radiación solar se debe definir qué tipo de sistema se va a proyectar en función del propósito que se desea cumplir. En la actualidad existen 3 tipos definidos de instalaciones solares fotovoltaicas.

1. **El sistema OFF GRID** o también conocido como sistemas aislados; este sistema funciona totalmente desconectado de la red de energía eléctrica del operador, en los casos donde no hay acceso a la red eléctricas o sistemas de generación convencionales, donde se desea una completa independencia de energía eléctrica. Al estar desconectado de la se requiere acumular la energía generada durante las horas de brillo solar, para que pueda ser utilizada en los momentos en los que no hay sol, como los horarios nocturnos o casos de días nublados. El sistema El sistema OFF GRID se compone de paneles solares, controladores, inversores y baterías con la capacidad suficiente para cubrir un tiempo calculado de consumos, este tipo de sistemas presenta unas ventajas:
    - Permite una vida independiente de un operador red eléctrica y de los posibles cortes que se puedan producir en la red del operador.
    - Ambientalmente es una energía limpia que reduce la huella de carbono de manera significativa, pues no genera gases de efecto invernadero ni contamina durante su uso (tan solo la contaminación creada al producir los paneles solares).
    - Económicamente retorna la inversión en los 5 a 7 años desde el año cero, y haría uso libre durante 15 años después hasta la degradación del panel hasta los 25 años de vida util.

La razón por la cual se dimensiona la planta de generación fotovoltaica para los usuarios con un sistemas OFF GRID, es porque no hay cerca suministró de energía por red eléctrica convencional, este tipo de sistemas solo usa la generación fotovoltaico y el almacenamiento de energía con un día de autonomía de 24 horas de operación las 7 días a la semana.

4. PARAMETROS ELECTRICOS Y CALCULOS DEL PROYECTO

4.1. PARÁMETRO DE DISEÑO.

4.1.1. Aspectos Generales

En la realización de este diseño se han tenido en cuenta todas las normas, especificaciones y recomendaciones establecidas por las diferentes entidades como la Empresa de Energía de Casanare ENELAR S.A. E.S.P., el IPSE, CODENSA y en especial el RETIE y Norma NTC2050 entre otras normas.
Para el caso de los diseños del sistema solar y de acuerdo a lo estipulado en las siguientes normas y reglamentos:

- RETIE CAPITULO 3: Articulo “20.22 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS”
- NTC2050 SECCIÓN 690: “SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS”

Se desarrolla el proyecto del sistema solar fotovoltaico, ajustándose estrictamente a las condiciones mínimas establecidas en las secciones anteriormente mencionadas de dicho reglamento.

4.1.2. Momento Eléctrico. El momento eléctrico (ME) se calcula según la ecuación:

$$ME = S * L(KVA * m)$$

Donde:

- S=Potencia aparente de envío en cada tramo de la red en KVA.
- L=Longitud de cada tramo de la red en metros.

4.1.3. Regulación del Sistema: La regulación de la tensión de un sistema proyectado (Ver anexo) se calcula en función de las constantes de regulación propias de cada conductor y del momento eléctrico expresándose:

$$Reg(\%) = K * ME$$

Donde:

- K=constante de regulación del conductor (Ver Tabla N° 4)
- ME=Momento Eléctrico

4.1.4. Perdidas del sistema. Las pérdidas del sistema son otro factor importante a tener en cuenta en el diseño de las acometidas ya que al mediano y largo plazo pueden implicar unos altos costos para la empresa de energía.
El cálculo de pérdidas de potencia activa en los distintos sistemas eléctricos se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

Para redes trifásicas:

$$P = \frac{3*I^2 *R*L}{1000}$$

Para redes bifásicas, bifilares y trifilares:

$$P = \frac{2*I^2 *R*L}{1000}$$

Para redes monofásicas bifilares:

$$P = \frac{I^2*R*L}{1000}$$

Dónde:

- P = Pérdidas de potencia en cada tramo de la red en KW.
- I = Corriente de línea en amperios.
- R = Resistencia del conductor en Ohm/km.
- L = Longitud de cada tramo de la red en km.

El porcentaje de pérdidas para todos los sistemas, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\%Pérdidas= \frac{P}{SxCos\varphi} * 100$$

Donde:

- P = Pérdidas de potencia en cada tramo de la red en KW.
- S = Potencia aparente de envío en cada tramo de la red en KVA.
- Cosφ = Factor de potencia de envío.

4.2. CÁLCULOS DIMENSIONAMIENTO SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICO OFF GRID.

4.2.1. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

Se realiza el estudio del potencial energético para la ubicación geografía del municipio de Trinidad, en el departamento del Casanare [6°19'27,6"N , 70°16'03,7"W].

La Tabla 1 muestra el resumen de datos meteorológicos y de radiación solar específica para la ubicación geográfica tomados de la “NASA Surface Meterology and Solar Energy”, cuyos datos han sido medidos durante un horizonte de 22 años por los satélites de la NASA desde Julio de 1983 hasta Julio de 2020.

Tabla 1 Datos meteorológicos para la ubicación geográfica del municipio de Trinidad, Casanare [5°24'33" N, 71°39'40" W] Latitud 5.4091666 Longitud -71.661111

SSE Homepage | Find A Different Location | Accuracy | Methodology | Parameters (Units & Definition)

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER

NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data

Latitude 5.34 / Longitude -72.4 was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	5.34
Longitude	°E	-72.4
Elevation	m	1197
Heating design temperature	°C	15.30
Cooling design temperature	°C	24.65
Earth temperature amplitude	°C	6.89
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	19.6	77.8%	5.05	88.2	2.2	20.8	0	306
February	20.2	75.4%	4.80	88.2	2.2	21.6	0	295
March	20.6	78.5%	4.66	88.2	2.0	22.2	0	333
April	20.4	83.3%	4.26	88.2	1.9	21.8	0	314
May	20.1	84.3%	4.23	88.3	2.0	21.2	0	316
June	19.5	84.0%	4.19	88.4	2.4	20.4	0	288
July	19.3	79.2%	4.23	88.4	2.5	20.1	1	291
August	20.0	72.7%	4.22	88.4	2.2	20.8	0	316
September	20.5	72.3%	4.54	88.3	2.0	21.7	0	320
October	20.4	79.0%	4.45	88.2	1.8	21.6	0	326
November	20.0	82.8%	4.41	88.1	1.8	21.2	0	307
December	19.5	82.7%	4.68	88.2	2.1	20.6	0	303
Annual	20.0	79.3%	4.48	88.2	2.1	21.2	1	3715
Measured at (m)					10.0	0.0		

De la Tabla 1 se tiene que la radiación solar horizontal anual promedio es de 4.51 KWh/m2/día, y el promedio diario mensual más baja se presenta, es en el mes de Julio con 4.19 KWh/m2/día, siendo valores potencialmente buenos para generar energía eléctrica mediante módulos solares fotovoltaicos.

También se toman las lecturas de radicación de acuerdo a los “Mapas de Irradiación Global Horizontal Medio Diario” del “Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia” del IDEAM y la UPME, año 2014 (Figura 3), los cuales se comparan con los datos obtenidos de la “NASA Surface Meteorology and Solar Energy” como se detalla en la Tabla 2.

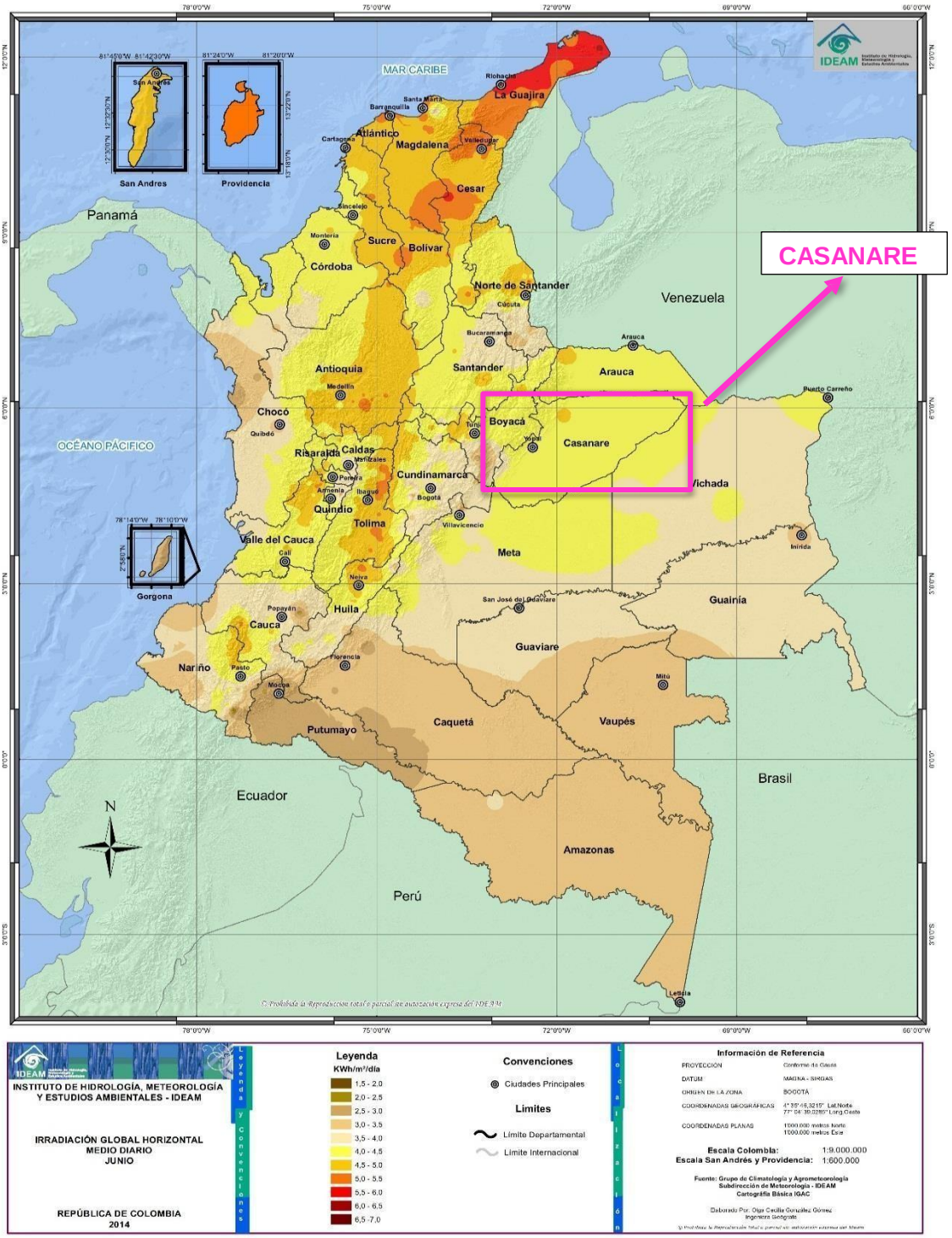


Figura. 2 Mapa de radiación solar diaria horizontal para el mes de Junio/2014 en Colombia

Los valores planos obtenidos de los mapas de Colombia IDEAM y de la NASA, se corrigen aplicando los factores de corrección por inclinación para superficies inclinadas obtenidas de

CENSOLAR, calculados dependiendo de la posición relativa del sol, para el hemisferio norte, de acuerdo a la latitud del lugar (5°) y a la inclinación seleccionada (10° de sur a norte).
La inclinación óptima (βopt) de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes (φ), que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta opt = 3.7 + 0.69 * |\phi|$$

$$\beta opt = 3.7 + 0.69 * |5.167\ °| = 7.27°$$

Para obtener el mayor aprovechamiento anual de la radiación solar se deben instalar los módulos solares del SFV con una inclinación de 7,27°, se recomienda instalar los módulos FV entre 5° y 15° para permitir el auto lavar cuando se presenten precipitaciones en el lugar. Se selecciona la inclinación optima de 8° (sur a norte) para obtener la mayor radiación solar promedio diaria anual.

De acuerdo a los Mapas de Radiación Solar Global sobre una Superficie Plana del Atlas de Radiación Solar de la UPME e IDEAM, y la NASA (Tabla 2), del municipio de Yopal, por ser la se estima la radiación solar promedio mensual diaria en el año para la ubicación geográfica específica.

Tabla 2 . Cuadro comparativo de radiación solar plana promedio diaria, con inclinación de 10° a una latitud de 5° para el Municipio de Trinidad, Departamento del Casanare, de acuerdo a Mapas de Radiación de Colombia y NASA

MES	Radiación Solar Horizontal a Latitud 4°56 y Longitud -72,58 (KWh/m2-día)		Factor Corrección Inclinación 10° a una Latitud de 5°	Radiación Solar con Inclinación 10° a Latitud4°56 y Longitud -72,58 (KWh/m2-día) (KWh/m2-día)	
	Meteonorm	NASA		Meteonorm	NASA
Enero	5,77	5,24	1,04	6,00	5,45
Febrero	5,89	5,07	1,02	6,01	5,17
Marzo	5,31	4,39	1,00	5,31	4,39
Abril	5,22	4,12	0,97	5,06	4,00
Mayo	5,48	4,22	0,94	5,15	3,97
Junio	5,34	4,11	0,93	4,97	3,82
Julio	5,18	4,08	0,94	4,87	3,84
Agosto	5,14	4,21	0,97	4,99	4,08
Septiembre	5,07	4,63	1,00	5,07	4,63
Octubre	5,09	4,64	1,03	5,24	4,78
Noviembre	5,35	4,59	1,05	5,62	4,82
Diciembre	5,98	4,94	1,05	6,28	5,19
Anual	**5,40**	**4,52**		**5,38**	**4,51**

De la Tabla 2 se observa que los datos de la NASA y los Mapas de Radiación Solar de Colombia difieren ostensiblemente, siendo más bajos los datos de los mapas de Colombia que los de la NASA.

Con el fin escoger la información es más confiable, se analiza que la información de la NASA está basada en el promedio de datos en un horizonte de veintidós (22) años recopilados por

los satélites meteorológicos que dispone permanentemente la NASA, mientras que los datos de los mapas de radiación solar de Colombia (elaborados en el año 2014) están basados en unos rangos interpolados de acuerdo a las mediciones de las estaciones meteorológicas de los aeropuertos y base del IDEAM, ubicadas en diferentes partes del territorio nacional, con piranómetros instalados desde el año 2005, arrojando un horizonte máximo de nueve (9) años.

Se seleccionan los datos de radiación solar de la NASA como los más confiables para diseñar y dimensionar el SFV porque sus datos son valores fijos y en centésimas, y no en rangos como los datos de los mapas de Colombia lo cual genera un margen amplio de incertidumbre. Además, el horizonte de recolección de la información de los datos de la NASA es mucho mayor que los datos de los mapas de Colombia (22 años contra 9 años), garantizando también una mayor confiabilidad.

De la Tabla 2 y aplicando el criterio del promedio, se selecciona el valor de la radiación solar promedio diaria mensual con un ángulo de inclinación de la superficie de 10° a una latitud de 5° en la columna de la NASA, el cual corresponde a 4,82 kWh/m2-día.

En la Tabla 3 se muestra el promedio horario de la radiación solar diaria mensual en la Estación Aeropuerto Yopal, Municipio de Yopal, Casanare, obtenida del "Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia" del IDEAM y la UPME, año 2014.

Tabla 3 Promedio horario de la radiación solar diaria mensual en la Estación Aeropuerto YOPAL,

PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m^2)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
1-2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
2-3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
3-4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
4-5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
5-6	0,1	0,1	0,1	0,7	1,6	1,4	0,5	0,4	1,6	3,8	2,5	0,6
6-7	38,5	32,9	35,1	53,8	58,5	64,1	52,0	53,7	77,3	100,6	86,0	60,1
7-8	186,1	145,5	134,0	167,8	169,3	181,1	171,7	175,4	245,6	281,1	271,1	246,3
8-9	384,5	311,1	270,0	304,0	303,0	338,9	316,9	332,8	425,7	483,5	451,0	445,9
9-10	602,6	500,6	426,6	466,8	451,5	490,3	439,2	482,1	594,9	660,9	642,8	616,6
10-11	758,7	656,2	540,9	572,0	549,6	578,8	554,5	588,8	648,5	720,2	715,9	723,8
11-12	743,9	709,7	591,5	614,9	615,4	631,2	591,5	624,3	663,6	701,8	683,8	671,5
12-13	723,3	646,1	630,0	627,4	604,6	593,3	606,9	606,1	721,5	672,7	656,5	667,6
13-14	618,2	583,4	597,8	555,5	510,2	481,8	490,9	566,2	676,5	586,3	538,2	531,6
14-15	484,2	462,8	488,8	431,8	444,4	404,9	451,9	472,5	519,0	449,9	386,5	420,6
15-16	315,7	327,0	326,8	302,9	295,7	289,6	338,8	331,0	356,3	281,1	252,7	301,3
16-17	167,7	170,4	176,9	152,5	148,4	149,6	179,0	179,3	171,1	123,1	108,4	128,5
17-18	40,0	46,9	44,0	31,6	32,2	33,1	43,4	44,5	30,9	15,1	11,7	21,0
18-19	0,6	0,6	0,3	0,2	0,2	0,4	0,6	0,6	0,2	0,2	0,2	0,3
19-20	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
20-21	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
21-22	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
22-23	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
23-0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
Acumulada diaria	5064,0	4593,4	4262,9	4282,0	4184,6	4238,5	4237,7	4457,7	5132,8	5080,5	4807,2	4835,8

Entre 0 y 200 (Wh/m^2) | Entre 200 y 400 (Wh/m^2) | Entre 400 y 600 (Wh/m^2) | Entre 600 y 800 (Wh/m^2) | Mayor a 800 (Wh/m^2)

Con la información de esta estación se obtienen los datos y la curva promedio horaria de la radiación solar diaria mensual de la zona del municipio de Trinidad, por ser la estación más cercana al sitio de estudio y tener condiciones meteorológicas similares, detallados en la Tabla

4 y la Figura 3. Se aplica el factor de corrección por inclinación, de tal forma que arroje el valor de radiación solar promedio obtenido de la IDEAM (4.82 kWh/m2-día).

Tabla 4 Radiación solar promedio horaria diaria con orientación (acimut) de 0° e inclinación de 10°, Trinidad, Casanare.

Hora	G(0°,10°) Wh/m2
0	0
1	0
2	0
3	0
4	0
5	1,27
6	58,0
7	163,8
8	306,5
9	443,5
10	523,5
11	570,9
12	536,7
13	444,8
14	366,2
15	262,0
16	135,3
17	29,94
18	0,36
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0
TOTAL	3.843

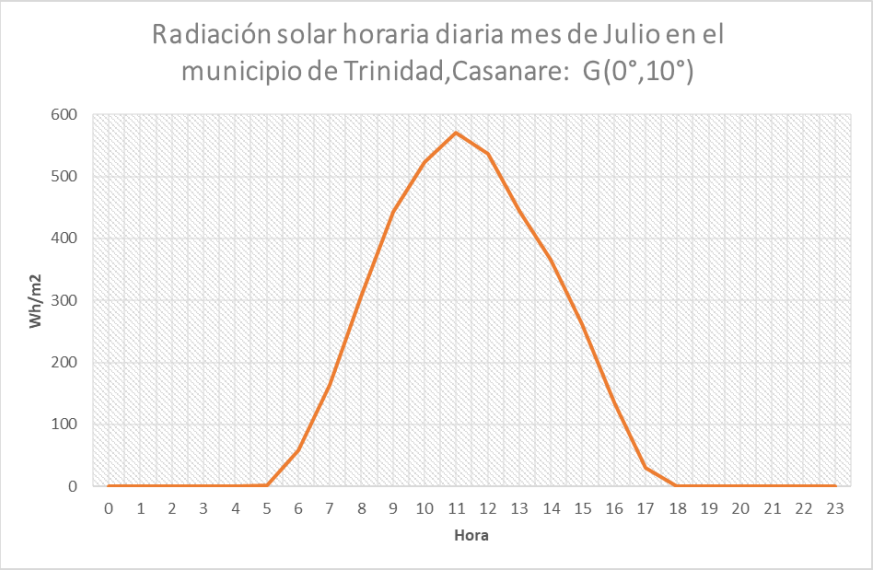


Figura. 3 Curva promedio de la radiación solar horaria diaria con una orientación (acimut) de 0° e inclinación de 10°, Trinidad, Casanare.

4.2.2. CARACTERIZACIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO

Para el análisis de consumo de energía del usuario, se escoge el total de la carga proyectada para el funcionamiento, como se muestra a continuación.

Tabla 5 Potencia de los equipos de usuarios tipo del municipio de Trinidad

APARATOS ELÉCTRICOS	POTENCIA [W]
TELEVISOR	80
DECODIFICADOR	20
VENTILADOR	80
RADIO	50
CELULAR	10
LICUADORA	400
REFRIGERADOR	180
LAMPARA	12

De la tabla 5, se escoge el total de la carga para el dimensionamiento y así tener la certeza del buen funcionamiento de los de todos los electrodomésticos, el total de carga es de 832 W en potencia de fuerza. Mediante el análisis de los datos la potencial y el uso diario de los usuarios residenciales rurales se estable un consumo de energía para cada uno de los equipos, con el fin de obtener la demanda de energía como se muestra a continuación en la tabla 6.

Tabla 6 Consumo de energía diaria.

PROMEDIO DIARIO USO DE CASA TIPO TRINIDAD.											DEMANDA DIARIA	
HORA	LAMPARA 10 W		CELULAR		RADIO		LICUADORA		NEVERA			
	Cantidad	Tiempo [Horas]	Cantidad	Tiempo [Horas]	Cantidad	Tiempo [Horas]	Cantidad	Tiempo [Horas]	Cantidad	Tiempo [Horas]	POTENCIA [W]	CONSUMO [Wh]
0									1	0,2	180	36
1									1	0,2	180	36
2									1	0,2	180	36
3									1	0,2	180	36
4									1	0,3	180	54
5	2	1,0							1	0,3	204	78
6	2	1,0					1	0,20	1	0,3	604	158
7	2	1,0							1	0,4	204	96
8									1	0,4	180	72
9			1	1,00	1	1,00			1	0,5	240	150
10			1	1,00	1	1,00			1	0,5	240	150
11					1	1,00			1	0,6	230	158
12					1	1,00	1	0,2	1	0,8	630	274
13									1	0,8	180	144
14			1	1,00					1	0,6	190	118
15			1	1,00					1	0,5	190	100
16									1	0,5	180	90
17	3	1,0							1	0,4	216	108
18	3	1,0					1	0,2	1	0,3	616	170
19	3	1,0							1	0,3	216	90
20	2	1,0							1	0,3	204	78
21	2	1,0							1	0,2	204	60
22									1	0,2	180	36
23									1	0,2	180	36
TOTAL		8,00		4,00		4,00		0,60		9,20	**630**	**2364**

En la Tabla 7 se calcula la demanda promedio de energía diaria que presenta el consumo de la carga de la vivienda mes a mes, según el modelamiento, la casa tipo necesita un consumo energético de 2.364 Wh/día. De acuerdo al consumo de energía, se extrapola la información para establecer el consumo mensual como se muestra a continuación.

Tabla 7 Demanda mensual de energía

ENERGÍA DEMANDADA MENSUAL		
MES	**DIAS**	**KWh/mes**
Ene	31	73,3
Feb	28	66,2
Mar	31	73,3
Abr	30	70,9
May	31	73,3
Jun	30	70,9
Jul	31	73,3
Ago	31	73,3
Sept	30	70,9
Oct	31	73,3
Nov	30	70,9
Dic	31	73,3
TOTAL	**365**	**862,9**

La Figura 4 muestra el consumo mensual y anual de energía eléctrica para la instalación del sistema solar fotovoltaico para la casa tipo del municipio de Trinidad, Casanare.

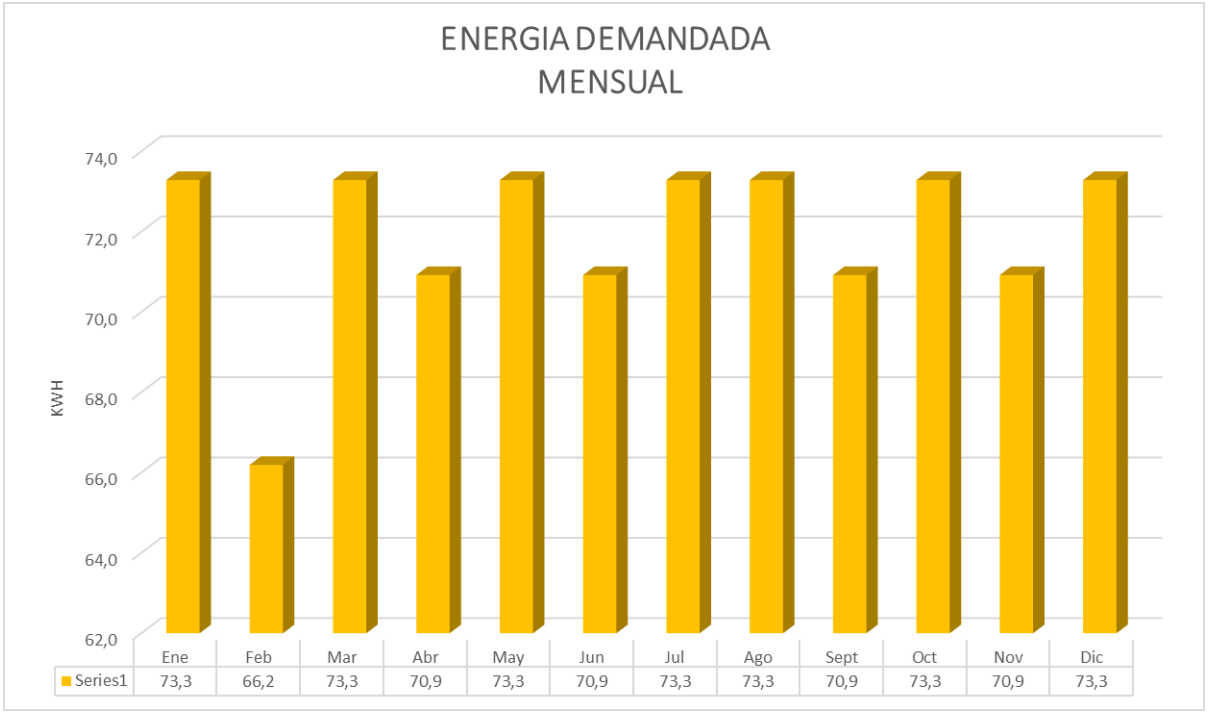


Figura. 4 Gráfica de los consumos mensuales de energía de la casa tipo

En la Figura 5 se muestra la curva de carga diaria obtenida de la Tabla 5, estimación del consumo de energía eléctrica diaria del usuario.

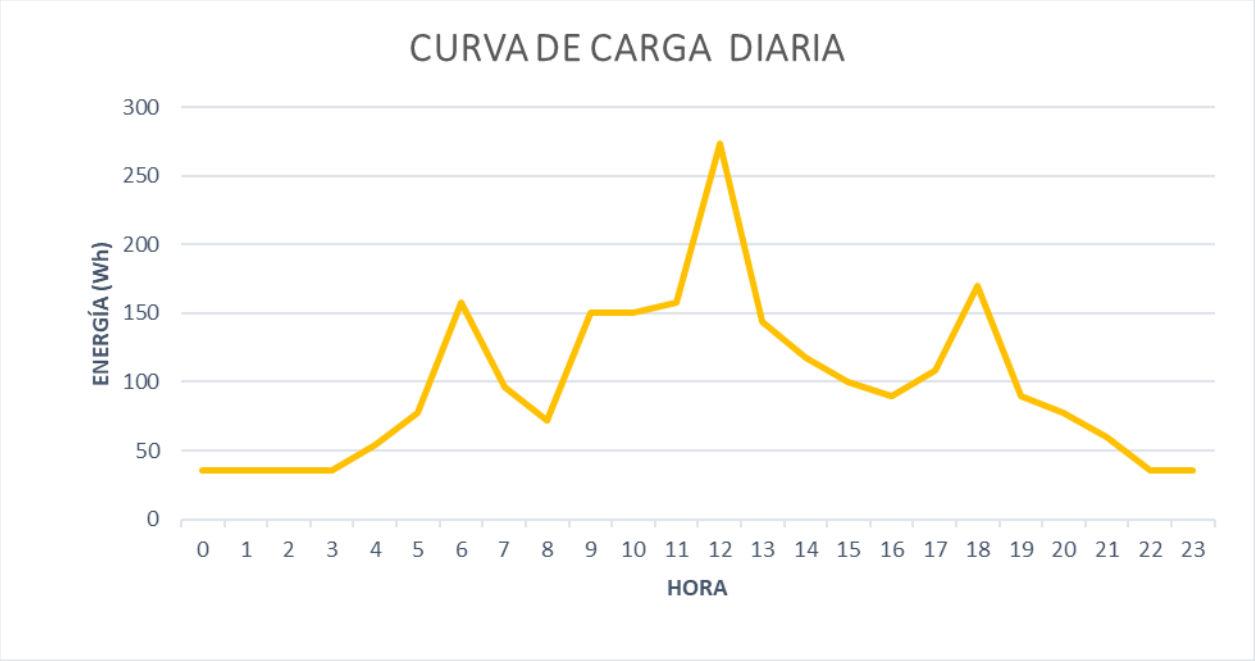


Figura. 5 Curva de carga horaria del consumo

4.2.3. DIMENSIONAMIENTO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS

Con base en los datos de radiación solar para el mes critico (3.84 kWh/m^2-día) y el consumo energético total diario de (2.365 kWh/día), se procede a efectuar los cálculos para dimensionar el sistema fotovoltaico OFF GRID (SFV) que satisfaga dicho consumo, seleccionando los equipos óptimos que lo conformarán.

Se trata de un sistema fotovoltaico aislado de la red convencional, cuya energía generada será para consumo del usuario y la demás energía será acumulado en baterías para el respaldo en las noches.

En la Tabla 8 se muestran los datos de entrada seleccionados para efectuar el dimensionamiento.

Tabla 8 Datos de entrada utilizados para dimensionar el SFV.

DATOS DE ENTRADA				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
1	**Datos carga**			
1,1	Demanda diaria media mensual AC entregada directamente por los módulos FV	$L_{dm,AC,MFV}$	1.256,00	Wh
1,2	Demanda diaria media mensual AC entregada directamente por las baterías	$L_{dm,AC,BAT}$	946,00	Wh
1,3	Demanda diaria media mensual AC total	$L_{dm,AC}$	2202	Wh
1,4	Potencia AC máxima	$P_{AC,MAX}$	630	W
2	**Datos radiación**			
2,1	Latitud del lugar	θ	6,32	°
2,2	Angulo de orientación (acimut)	α	0	°
2,3	Ángulo óptimo de inclinación: $\beta = 3.7 + 0.69 * \lvert\theta\rvert$	β	8,06	°
	Ángulo de inclinación seleccionado		8	°
2,4	Radiacion diaria media mensual en posicion definida (mes crítico: Julio): $G_{dm}(\alpha,\beta) = G_{dm}(0°,5°)$	$G_{dm}(\alpha,\beta)$	3.835,20	Wh/m2

En la tabla 9, se especifica en modulo fotovoltaico y las baterías para el almacenamiento de energía, donde se establece la profundidad de descarga al 20% y dos de autonomía por el respaldo de las baterías.

Tabla 9 Datos de entrada utilizados para dimensionar el SFV de los paneles y las baterías.

3	**Datos módulos fotovoltaicos*-Panel Solar JA SOLAR 450W 24V Monocristalino Perc**			
3,1	Tipo	Silicio policristalino		
3,2	Irradiancia en condiciones estandar de medida	G_{CEM}	1000	W/m2
3,3	Potencia maxima	$P_{M,MOD}$	450	W
3,4	Tensión máxima	$V_{M,MOD}$	41,52	V
3,5	Tensión de circuito abierto	$V_{OC,MOD}$	49,52	V
3,6	Intensidad máxima	$I_{M,MOD}$	11,36	A
3,7	Intensidad de cortocircuito	$I_{SC,MOD}$	10,84	A
3,8	Coeficiente de temperatura de $V_{OC,MOD}$	θ_{VOC}	-0,04%	1/°C
3,9	Coeficiente de temperatura de $V_{M,MOD}$	θ_{VM}	-0,35%	1/°C
3,10	Coeficiente de temperatura de $I_{SC,MOD}$	θ_{ISC}	-0,41%	1/°C
3,11	Temperatura mínima de operación de los módulos	T_{min}	-40	°C
3,12	Temperatura ambiente de los módulos en las condiciones STC	T_{amb}	25	°C
3,13	Temperatura máxima de operación de los módulos	T_{max}	85	°C
3,14	Eficiencia	η_{MOD}	20,20%	
3,15	Factor de reducción potencia módulos FV año 25	FR_{MOD}	0,86	
3,16	Rendimiento energético del módulo fotovoltaico	PR_{MOD}	0,817	
4	**Datos baterías**			
4,1	Tipo	VRLA LITIO		
4,2	Profundidad de descarga máxima de la batería	P_{dmax}	80%	
4,3	Autonomía de la batería	A_{BAT}	2	Día
4,4	Tensión nominal batería	$V_{N,BAT}$	24	V
4,5	Tensión banco de baterías	$V_{B,BAT}$	24	V
4,6	Constante por pérdidas en baterías	K_{BAT}	0,95	
4,7	Rendimiento energético de las baterías	PR_{BAT}	0,931	

En la tabla 10 de se especifican las características de los equipos electrónicos tales como el inversor controlador OFF grid con MPPT(seguimiento del punto de máxima potencia) que se incorporan en in inversor hibrido de última tecnología siendo más eficiente.

Tabla 10 Datos de entrada utilizados para dimensionar el inversor off-grid

DATOS DE ENTRADA				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
5	**CONTROLADOR**			
5,1	Tensión máxima entrada DC	$V_{E,MAX,CON,GRID}$	160,0	V
5,2	Rango Tensión entrada DC	$V_{E,CON,GRID,MIN}$	32,0	V
		$V_{E,CON,GRID,MAX}$	160,0	V
5,3	Intensidad máxima entrada DC	$I_{E,CON,GRID,MAX}$	40,0	A
5,4	Tensión salida AC	$V_{S,CON,GRID}$	24	V
5,5	Frecuencia salida	$f_{S,CON,GRID}$	0	Hz
	Constante por pérdidas en controlador	$K_{CON,GRID}$	0,98	
5,6	Salida onda	Directa		
6	**INVERSOR**			
6,1	Tensión entrada DC	$V_{E,INVBAT}$	24	V
6,2	Tensión salida AC	$V_{S,INVBAT}$	120	V
6,3	Frecuencia salida	$f_{S,INVBAT}$	60	Hz
6,4	Constante por pérdidas en inversor	K_{INVBAT}	0,95	
6,5	Salida onda	Senoidal pura		

El datasheet de los equipos seleccionados se anexan en el informe, a continuación, se presenta los resultados del dimensionamiento más óptimo para la casa tipo en el municipio de Trinidad

Tabla 11 Resultados del analista del generador fotovoltaico

DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
1	Media diaria de energía media mensual a producir			
	$L_{dm} = L_{dm,AC,MFV}/K_{INVGRID} + L_{dm,AC,BAT}/(K_{INVGRID} * K_{INVBAT} * K_{BAT})$ =	L_{dm}	2351	Wh
2	Irradiancia media diaria mensual (mes crítico) con inclinación 10°	$G_{dm}(0°,10°)$	3835	Wh/m2
3	Número total de módulos			
	$N_T = L_{dm} * G_{CEM} / (P_{M,MOD} * G_{dm}(0°,5°) * FR_{MOD} * PR_{MOD})$ =	N_T	2,0	Un
	Redondear al número entero mayor:		2	Un
4	Número de controladores			
	N_{CON}	$N_{CON.GRID}$	1	Un
5	Número de módulos por controlador			
	$N_{M,CON} = N_T$	$N_{M,CON}$	2	Un
6	Número máximo de módulos conectados en serie			
	$N_{MAX,S} = V_{E,MAX,CON} / V_{OC,MOD}$ =	$N_{MAX,S}$	3,23	Un
	$N_{MAX,S} = V_{E,CON,GRID,MAX} / V_{M,MOD}$ =		3,85	Un
	Se selecciona el menor valor		3,00	Un
7	Número de ramas conectadas en paralelo por controlador			
	$N_P = N_{M,CON} / N_{MAX,S}$ =	N_P	0,62	Un
	Se redondea al número entero mayor		1	Un
8	Número de módulos conectados en serie por controlador			
	$N_S = N_{M,CON} / N_P$ =	N_S	2	Un
9	Intensidad máxima del generador por controlador			
	$I_{M,G} = I_{M,MOD} * N_P$ =	$I_{M,G}$	11,36	A
10	Intensidad de cortocircuito del generador por controlador			
	$I_{SC,G(Tmax)} = I_{SC,M0D} * N_P * (1 + \theta_{ISC} * (T_{max} - T_{amb}))$	$I_{SC,G(Tmax)}$	9,00	A
	Verificar que: $I_{SC,G(Tmax)} < I_{E,INV,CON,MAX}$	9 < 40		A
11	Tensión máxima del generador por controlador:			
	$V_{M,G(Tmin)} = V_{M,M0D} * N_S * (1 + \theta_{VM} * (T_{min} - T_{amb}))$	$V_{M,G(Tmin)}$	102	V
	$V_{M,G(Tmax)} = V_{M,M0D} * N_S * (1 + \theta_{VM} * (T_{max} - T_{amb}))$	$V_{M,G(Tmax)}$	66	V
	Verificar que: $V_{M,G(Tmin)} < V_{E,CON,GRID,MAX}$	102 < 160		V
	Verificar que: $V_{M,G,(Tmax)} > V_{E,CON,GRID,MIN}$	66 > 32		V
12	Tensión de circuito abierto del generador por controlador			
	$V_{0C,G(Tmin)} = V_{0C,M0D} * N_S * (1 + \theta_{V0C} * (T_{min} - T_{amb}))$	$V_{OC,G(Tmin)}$	102	V
	Verficar que: $V_{OC,G(Tmin)} < V_{E,MAX,CON,GRID}$	102 < 160		V
13	Potencia máxima del generador FV			
	$P_{M,G} = N_T * P_{M,MOD}$ =	**$P_{M,G}$**	**900,00**	**W**

El cálculo más relevante de la tabla anterior es el número de paneles a utilizar para suplir la demanda de energía del consumo de bombeo y los motores en su momento más crítico.

El número de paneles esta dado de la siguiente formula:

*NT = Ldm * GCEM / (PM,MOD * Gdm(0°,5°)*FRMOD*PRMOD)*

***Ldm**= Media diaria de energía media mensual a producir Ldm= Ldm,AC,MFV / KINVGRID*

Ldm,AC,= Demanda diaria media mensual AC total
KINVGRID= Constante por pérdidas en inversor enlazado a red

***GCEM**= Irradiación en condiciones estándar de medida*
***PM,MOD**= Potencia máxima del panel solar*
***Gdm(0°,5°)=** Irradiancia media diaria mensual (mes crítico) con inclinación 10°*
***FRMOD**= Factor de reducción potencia módulos FV año 25*
***PRMOD**= Rendimiento energético del módulo fotovoltaico (tabla 9)*

De los calculo realizados la potencia generada por los paneles salares de 900 W, en un conjunto de 2 panales, con una tensión máxima de salida de 66 v y la intensidad de corriente máxima es de 9 amp. Por conjunto de paneles, inversor y controlador de carga.

Se analiza el óptimo almacenamiento del sistema SFV, en un batería de 24V en como se muestra a continuación obteniendo una capacidad de 4800 Wh, con una capacidad de baterías de 200 Ah. El perfil energético mide el estado de carga en relación al tiempo de carga y a la utilización de la batería. Las baterías de litio poseen un mayor perfil energético. Al trabajar a mayor voltaje, la intensidad de corriente necesaria para producir la misma energía es menor, Por lo que el tiempo requerido para cargarlas es menor. Y aumenta la vida útil para las baterías.

Tabla 12 Resultados del análisis del sistema de almacenamiento.

DIMENSIONAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
1	Profundidad de descarga máxima diaria de la batería			
	$P_{dmax,d}$ = P_{dmax} / A_{BAT} =	$P_{dmax,d}$	40%	%
2	Capacidad nominal diaria del banco de baterías			
	$C_{BAT,Wh}$ = $L_{dm,AC,BAT}$ / (PR_{BAT} * $P_{dmax,d}$) =	$C_{BAT,Wh}$	4094	Wh
	$C_{BAT,Ah}$ = $C_{BAT,Wh}$ / $V_{B,BAT}$ =	$C_{BAT,Ah}$	171	Ah
3	Capacidad nominal de la batería seleccionada			
	Se selecciona la batería comercial más cercana al valor calculado	$C_{BAT,S,Ah}$	200	Ah
4	Número de baterías conectadas en serie			
	$N_{BAT,S}$ = $V_{B,BAT}$ / $V_{N,BAT}$ =	$N_{BAT,S}$	1	Un
5	Número de ramas conectadas en paralelo			
	$N_{BAT,P}$ = $C_{BAT,Ah}$ / $C_{BAT,S,Ah}$ =	$N_{BAT,P}$	0,9	Un
	Se redondea al número entero mayor		1	Un
6	Número total de baterías			
	$N_{BAT,T}$ = $N_{BAT,S}$ * $N_{BAT,P}$ =	$N_{BAT,T}$	1	Un
7	Capacidad nominal del banco de baterías			
	$C_{B,BAT,Ah}$ = $C_{BAT,S,Ah}$ * $N_{BAT,P}$ =	**$C_{B,BAT,Ah}$**	**200**	**Ah**
	$C_{B,BAT,Wh}$ = $C_{B,BAT,Ah}$ * $V_{B,BAT}$ =	**$C_{B,BAT,Wh}$**	**4800**	**Wh**

Seguido del almacenamiento se calcula las capacidades de inversor off grid, de las características principales es la intensidad máxima de carga que debe soportar el controlador y la potencia AC máxima para el inversor.

Tabla 13 Resultados del análisis del controlador de carga y el inversor de DC/AC.

DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
1	Potencia Total			
	$P_{T,M,G} = P_{M,G} / 1000 =$	$P_{T,M,G}$	0,90	KW
2	Potencia nominal controlador			
	$P_{N,CON,VGRID} = P_{T,CONGRID} / N_{CON,GRID} =$	$P_{N,CONGRID}$	0,90	KW
	$P_{OUT,CON,GRID} = 1,25 * P_{AC,MAX} / (N_{CONG,RID}*1000) =$	$P_{OUT,CON,GRID}$	0,79	KW
	Potencia nominal del controlador	$P_{N,CON,GRID}$	**1,0**	**KW**
	Se selecciona el controlador comercial intermedio			

DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
1	Potencia Total			
	$P_{T,INVBAT} = 1.25 * P_{AC,MAX} / 1000 =$	$P_{T,INVBAT}$	0,79	KW
2	Nº de inversores			
	N_{INVBAT}	N_{INVBAT}	1	Un
3	Potencia nominal inversor			
	$P_{N,INVBAT} = P_{T,INVBAT} / N_{INVBAT} =$	$P_{N,INVBAT}$	0,8	KW
	Se selecciona el inversor comercial más cercano al valor calculado		**1**	**KW**

En la Tabla 14 se muestran los cálculos realizados en para dimensionar los conductores y las protecciones del SFV para la planta de tratamiento de aguas residuales.

Tabla 14 Memoria de cálculos de conductores y protecciones

SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES Y LOS CONDUCTORES				
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Cant.**	**Und.**
1	Entre los módulos fotovotaicos en serie y el controlador de carga			
	Intensidad: $I_{MOD,S} = 1.25 * I_{SC,MOD}$	$I_{MOD,S}$	14	A
	Cable cobre encauchetado aislado 600 V - 75°C		2 x N°1,5 mm	H1Z2Z2
	Interruptor termomagnético 600 VDC - 10 KA		2 x 16A	A
	DPS 600 VDC - 40 KA		1	Un
4	Entre el banco de baterías en serie y el controlador			
	Intensidad: $I_{INVBAT,E} = 1.25 * P_{N,CONGRID} * 1000 / V_{S,CONGRID} =$	$I_{BAT,E}$	52	A
	Cable cobre batería aislado 600 V - 75°C		(2xNo.6 mm)	H1Z2Z2
	Interruptor termomagnético 125 VDC - 10 KA		2 x63	A
5	Entre el banco de baterias y el inversor			
	Intensidad: $I_{INVBAT,E} = 1.25 * P_{N,INVBAT} * 1000 / V_{E,INV}$	$I_{INVBAT,E}$	52	A
	Cable cobre batería aislado 600 V - 75°C		(2xNo.6 mm)	H1Z2Z2
	Interruptor termomagnético 125 VDC - 10 KA		2 x 63	A
6	Entre el inversor y el barraje AC			
	Intensidad: $I_{INVBAT,S} = 1.25 * P_{N,INVBAT} * 1000 / V_{S,INVBAT}$	$I_{INV,L,S}$	10	A
	Cable cobre encauchetado aislado 600 V - 75°C		2 x N° 12	AWG
	Interruptor termomagnético 220 VAC - 10 KA		1 x15	A

De la selección del cable, según la intensidad de corriente continua entre los equipos antes del inversor, se especifica que el conductor debe ser de tipo solar, como se muestra en la siguiente tabla. Este tipo de cable fotovoltaico o solar mejorará el rendimiento global de los sistemas fotovoltaicos ya que se ve sometido a menos degradación a lo largo de los años, por lo que finalmente se obtendrá una mayor vida útil en comparación con otro tipo de cables. En el dimensionamiento se escoge la ampacidad para las condiciones de uso, entre ellas tenemos dos cables en contacto sobre superficie.

Tabla 15 Relación de ampacidad con el calibre de cable solar

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad[1]		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620

Las constantes por pérdidas de los ítems 1 a 6 de la Tabla 16 se obtienen del estudio "Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar" efectuado por "Fonroche Energies Renouvelables" a la CREG en el año 2015. Las demás constantes se obtienen de las características de cada equipo más los diferentes criterios atmosféricos y de los lugares de implementación, y así evalúa el performance ratio del SFV para un valor de 0.76.

Tabla 16 Memoria de cálculos de los rendimientos energéticos del SFV

Cálculo Rendimiento Energético PR (Performance Ratio) para un sistema solar fotovoltaico			
Item	**Descripción**	**Símbolo**	**Constantes Estructura Fija**
1	**Constante por pérdidas en sombreado**	K_{fs}	0,995
2	**Constante por pérdidas en irradiancia en el colector**	K_{Irr}	0,964
3	**Constante por pérdidas en temperatura**	K_t	0,950
4	**Constante por pérdidas en suciedad**	K_s	0,970
5	**Constante por pérdidas en dispersión**	K_d	0,980
6	**Constante por pérdidas óhmicas**	K_{ohm}	0,985
7	**Constante por pérdidas en inversor-off grid**	$K_{INVGRID}$	0,935
9	**Constante por pérdidas en baterías**	K_{BAT}	0,970
10	**Rendimiento energético de los módulos FV**		
	$PR_{MOD} = K_{fs} * K_{irr} * K_t * K_s * K_d * K_{ohm} =$	PR_{MOD}	0,853
11	**Rendimiento energético de las baterías cargando**		
	$PR_{BAT} = K_{INVBAT} * K_{BAT} =$	PR_{BAT}	0,970
12	**Rendimiento energético total del SFV**		
	$PR_T = PR_{MOD} * K_{INVGRID} * PR_{BAT} =$	PR_T	0,798

En la Tabla 17 se muestran el resumen del dimensionamiento del sistema según los cálculos realizados.

Tabla 17 Resumen dimensionamiento del sistema SFV

DESCRIPCIÓN	DIMENSIÓN	
	VALOR	UNIDAD
Potencia módulos fotovoltaicos	900	W_p
Nº de Módulos fotovoltaicos policristalinos de 450 Wp - 30.3 Vmp	2	Un
Nº de Grupos de módulos	1	Un
Nº de ramas de módulos conectados en paralelo por grupo	1	Un
Nº de Módulos conectados en serie por rama	2	Un
Capacidad banco de baterías	200	Ah
Capacidad almacenamiento baterías	4,8	KWh
Profundidad de descarga de las baterías	80%	%
Autonomía	2	Dias
Nº de Baterías de 200Ah - 12V	1	Un
Nº de Grupos de baterías	1	Un
Nº de Baterías conectadas en serie por grupo	1	Un
Controlador MPPT, 100V/35A A(30-100)V - 24V, 1000W.	1 x 1	KW
DESCRIPCIÓN	**DIMENSIÓN**	
	VALOR	**UNIDAD**
Inversor 24 VDC / 120 VAC, 60 Hz,1000W, onda senoidal pura.	1 x 1	KW
Tensión DC SFV	24	V
Tensión AC SFV	120	V
Radiación solar diaria promedio anual	4508	Wh/m2
Radiación solar diaria promedio mes crítico (Julio)	3835	Wh/m2
Energía inicial suministrada anual	1150	KWh / año

4.3. ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.

En la tabla 18 se muestran las dimensiones y peso del panel o modulo seleccionado en el diseño de SFV.

Tabla 18 Dimensiones y peso del CONJUNTO módulo solar fotovoltaico seleccionado en el diseño

CRAVO NORTE - ARAUCA		
LATITUD °	**LONGITUD °**	**ALTITUD msnm**
5,41	-71,67	1426
DIMENSIONES PANEL SOLAR		
DESCRIP.	**VALOR**	**UNIDAD**
POTENCIA	450	W
LARGO	1,65	m
ANCHO	0,992	m
ESPESOR	0,035	m
PESO	18,6	Kg

En la Figura 6 se muestra la ubicación con geo posición respecto al norte de la instalación de los grupos de paneles fotovoltaicos, a los cuales se le calculará la inclinación respecto al eje

Horizontal según las coordenadas de municipio de Trinidad, como se observó en el capítulo anterior. Dentro de este análisis de la estructura no se proyecta sobras por objetos fijos aledaños, ya que se encuentra ubicado a tres metros cerca de la casa sobre una estructura galvanizada a nivel 3 metros de suelo .

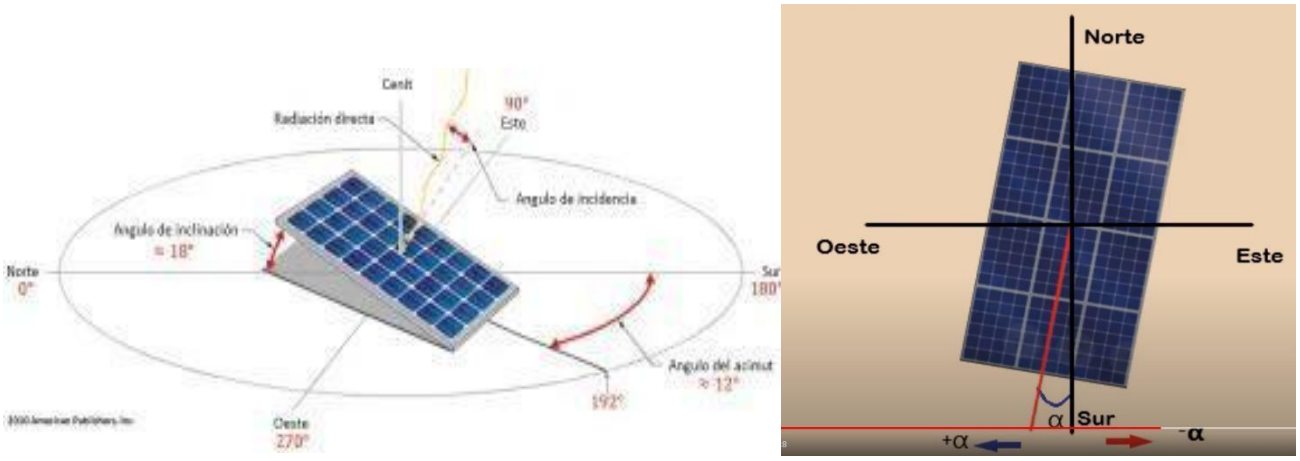


Figura. 6 Diagrama de instalación de los grupos de paneles fotovoltaicos y ángulos.

Para la ubicación del conjunto de paneles sobre estructura se referencian respecto al norte por nuestra ubicación geográfica y para la rotación respecto al oeste con el ángulo de Azimut que es igual a cero, es por esta razón se alinea con el eje de norte y sur, como se muestra a continuación.

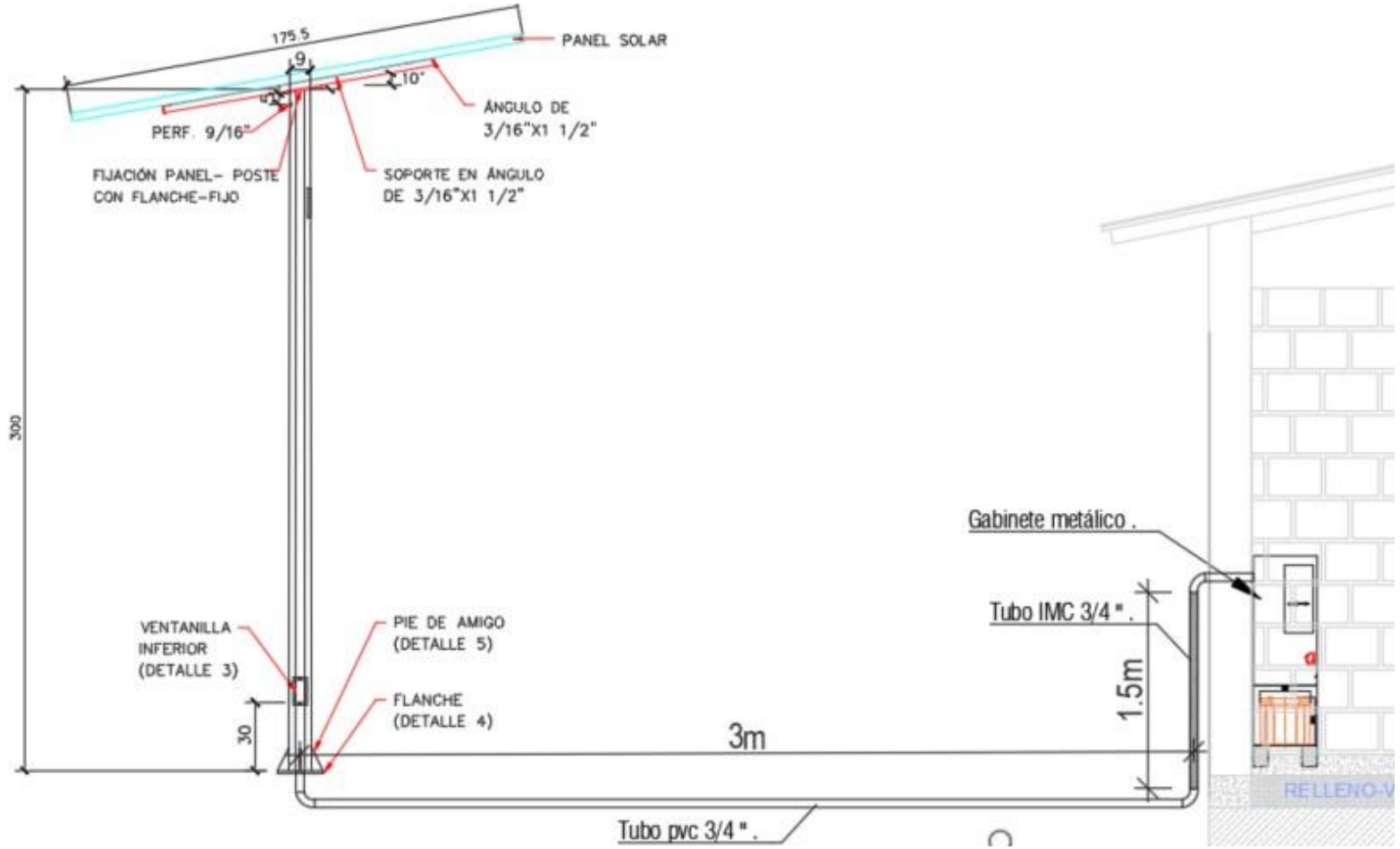


Figura. 7 ubicación en plata del conjunto de paneles solares según la orientación de la vivienda

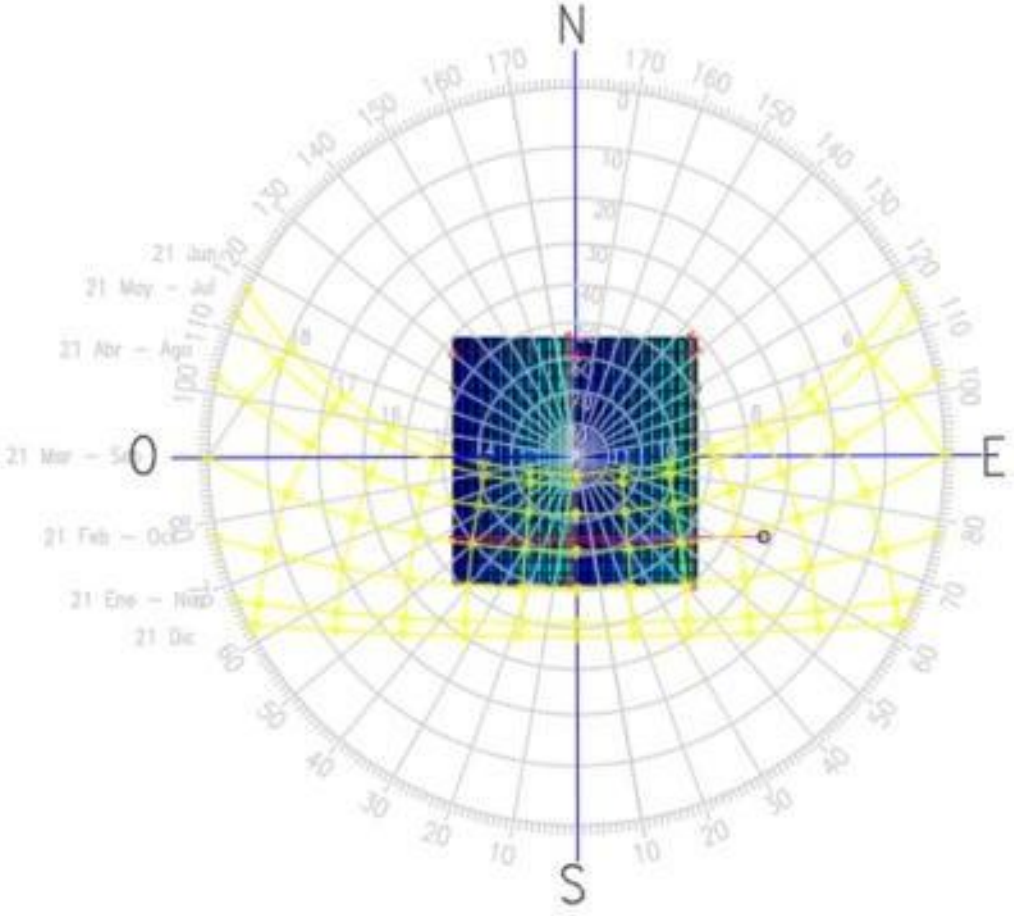
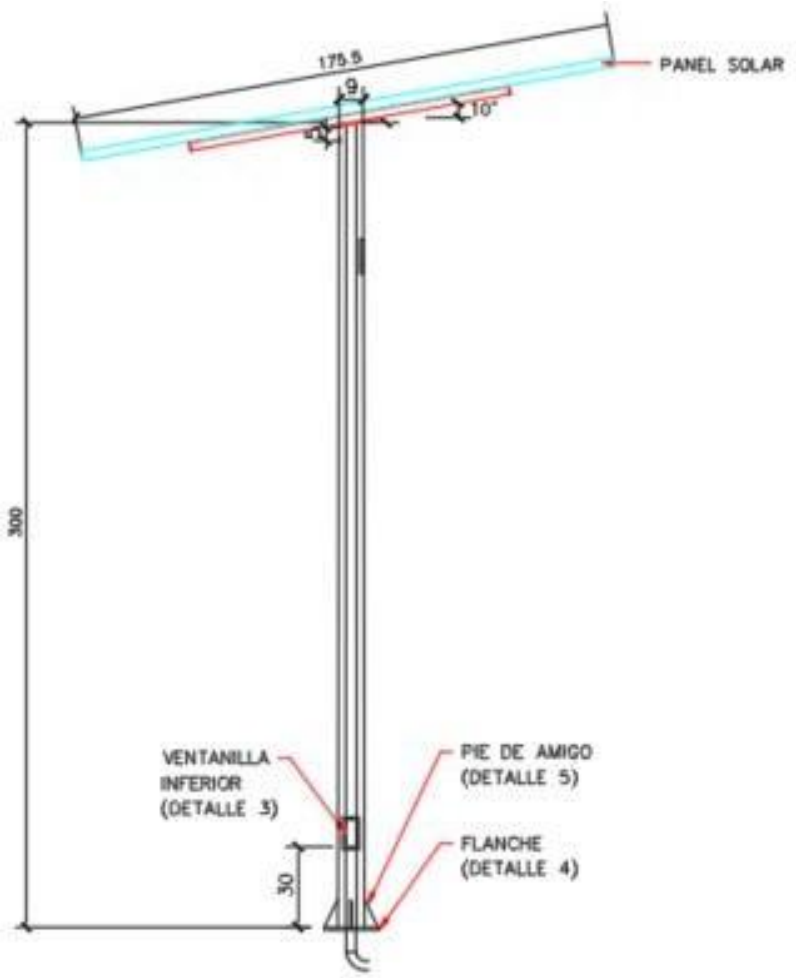


Figura. 8 Vista de frontal del conjunto los paneles.

La estructura de soporte de los paneles: Se debe instalar una estructura metálica galvanizada, anclada por pernos a la cimentación en piso, como se puede observar a continuación en la figura 11. Es de aclarar, que la instalación fotovoltaica tiene una posición referente al norte diferente, donde el nivel + 1 está de la parte baja de los panes debe quedar hacia el norte.



Para la instalación del grupo de paneles se debe instalar con tornillos en los espacios de cada panel e instalar el sistema de puesta a tierra de cada uno.Para la fijación del panel solar por conectores de tornillos laterales o de extremos.



4.4. CUADRO DE CARGAS

Las cargas en su totalidad están compuestas por tomacorrientes, e iluminación, con el fin de conocer las necesidades del mismo, se realizó un levantamiento de cargas de los usuarios más comunes en la región con servicio de energía, por lo cual especifico que existe una carga tipo por usuario

Tabla 19 Cuadro de cargas

(TPG) TABLERO DE PROTECCIÓN GENERAL PARA CASA TIPO , MONOFÁSICO DE4 CIRCUITOS

Nº Circuito	Led 10W		NORMAL		FASES	CARGA			CONDUCTORES	DUCTERIA	PROTECCIÓN	DESCRIPCIÓN
					R	W	I	I.pro	Cu	(EMT TP)	(AMP)	
	Led	10		180								
1	5	50		0	50	50	0,375	0,4688	(2xNº 12)THWN + 1xNº 12T	1/2"	1 x 15 A, 10 kA	Salidas iluminación
2	0	0	3	540	720	720	5,4	6,75	(2xNº 12)THWN + 1xNº 12T	1/2"	1 x 15 A, 10 kA	Salidas de tomas habitaciones
3		0	2	360	360	360	2,7	3,375	(2xNº 12)THWN + 1xNº 12T	1/2"	1 x 15 A, 10 kA	Salidas de tomas COCINA
					770	770	5,775	7,2188	(2 x Nº 12)THWN + 1 x Nº 12T	1/2"	1 x 16 A, 25 kA, 120V	Circuito Alimentador

4.5. Análisis del nivel de tensión

Los niveles de tensión se definen por medio de las características de las cargas con mayor demanda que maneja en el dimensionamiento y como es un sistema solar aislado no requiere el servicio de la subestación eléctrica, por lo tanto la tensión es monofásicas según corresponda.

Dentro de los niveles de tensión normalizados de nivel 1 para Colombia se tiene:

- 440/254 V, 220/127 V, 214/123 V, 208/120 V. sistemas trifásicos.

- 240-120 V, 220-110 V. sistemas bifásicos y Monofásicos.

Para este diseño eléctrico en particular fotovoltaico se tiene que el nivel de tensión requerido con frecuencia de 60 Hz es monofásico bifilar en Baja Tensión es de 110 V entre fase y neutro.

5. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Los sistemas eléctricos serán puestos a tierra para la protección y la seguridad de las personas, y facilitar la operación de los equipos que limitan las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en la línea. Además, mantendrán la tensión con respecto a tierra dentro de un rango normal de funcionamiento.

Los sistemas eléctricos se aterrizarán de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivo de protección en caso de fallas a tierra.

Toda instalación eléctrica debe disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), de tal forma que, en cualquier punto accesible a personas, éstas no queden sometidas a tensiones de paso o contacto superiores a los umbrales soportables por el ser humano.

Según lo establecido en el RETIE en su título 12 “Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla”. A continuación, se presentan los valores de referencia para la resistencia de puesta a tierra según Tabla 3.12.3 del RETIE.

Tabla 20 Valores de referencia par resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.
Equipos electrónicos o sensibles y redes de baja tensión	10 Ω

El objetivo de un sistema de puesta a tierra es:

- Brindar seguridad a las personas
- Proteger las instalaciones, equipos y bienes en general, al facilitar y garantizar la correcta operación de los dispositivos de protección.
- Establecer la permanencia, de un potencial de referencia, al estabilizar la tensión eléctrica a tierra, bajo condiciones normales de

operación.

- Mejorar calidad del servicio.
- Disipar la corriente asociada a descargas atmosféricas y limitar las sobre tensiones generadas.
- Dispersar las cargas estáticas a tierra.
- Para cumplir con lo estipulado en el Reglamento Técnico RETIE se realizará el cálculo
- de los sistemas de puesta a tierra que garanticen el valor máximo de resistencia de
- puesta a tierra para Subestaciones de media tensión de 10 Ohm.

Para el presente proyecto se realiza el análisis para la conexión del sistema de puesta tierra del sistema solar fotovoltaico a la malla de la estación de policía, para esto, en el anexo del sistema de puesta a tierra se puede observar la medida de las resistividad de la malla y los valores arrojados por el telurómetro, como resultado del análisis se opta por hacer la conexión al sistema de puesta a tierra de la estación de policía con el objetivo de optimizar el sistema. Detalle de análisis se se presenta en el Anexo.

5.1. Descripción física des sistema de puesta a tierra de las estructuras

Aterrizaje de la escritura solar fotovoltaica.

Los paneles solares fotovoltaicas disponen en el marco de un orificio (taladro) específico para su puesta a tierra (generalmente señalado mediante el símbolo de tierra), como se puede ver en la imagen.

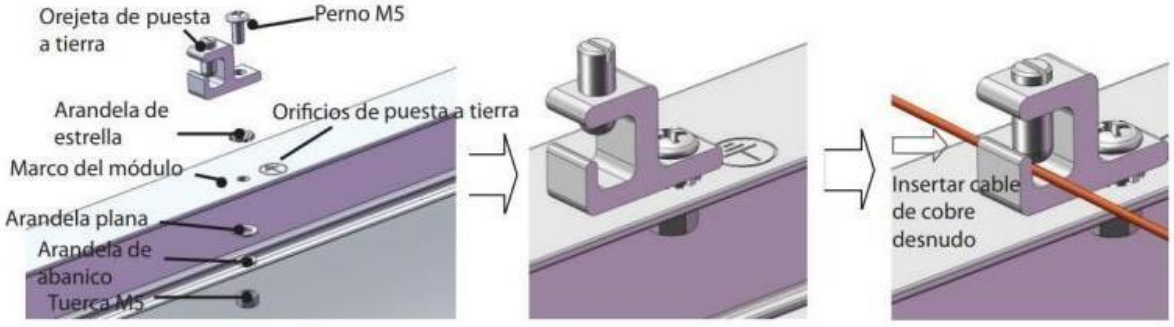


Figura. 9 sistema *de puesta tierra del panel fotovoltaico*

Como decimos, el punto de tierra se realiza por medio de esos orificios en el marco por qué, generalmente, los marcos son de aluminio anodizado, que es un tratamiento superficial que

se aplica al marco de aluminio y que hace que se comporte como un aislante relativamente bueno. La conexión del conductor de protección a tierra en otro orificio no sería lo recomendable, debe hacerse pues en el que está indicado con el símbolo eléctrico de tierra. Además de esto, para asegurar un buen contacto eléctrico, se recomienda utilizar un terminal de conexión de acero inoxidable.

De todos modos, a efectos eléctricos, a pesar de lo dicho acerca del tratamiento superficial de aluminio, el marco de un panel solar se debe considerar como una parte metálica expuesta.

Es recomendable que el conductor de protección a tierra no se atornille directamente al marco de los paneles, sino hacerlo por medio de un terminal auxiliar, de modo que se pueda quitar un módulo (por avería, mantenimiento, etc.) sin interrumpir la conexión a tierra del resto de la instalación.

La simple conexión de los marcos de los módulos a una estructura anclada en el suelo no se considera como una puesta a tierra eficaz. Error muy habitual. El conductor de protección a tierra de los módulos solares es recomendable que se conecte también a un punto de los soportes solares. Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que a su vez se conectará al electrodo principal de tierra (generalmente de tipo pica o jabalina) a través del conductor de enlace.

Las secciones de los conductores de protección y de enlace, y las características de los electrodos de tierra (dimensiones, conexiones, etc.), cumplirán lo prescrito en los RETIE.

El conductor de puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser desnudo, o ir protegido bajo tubo.

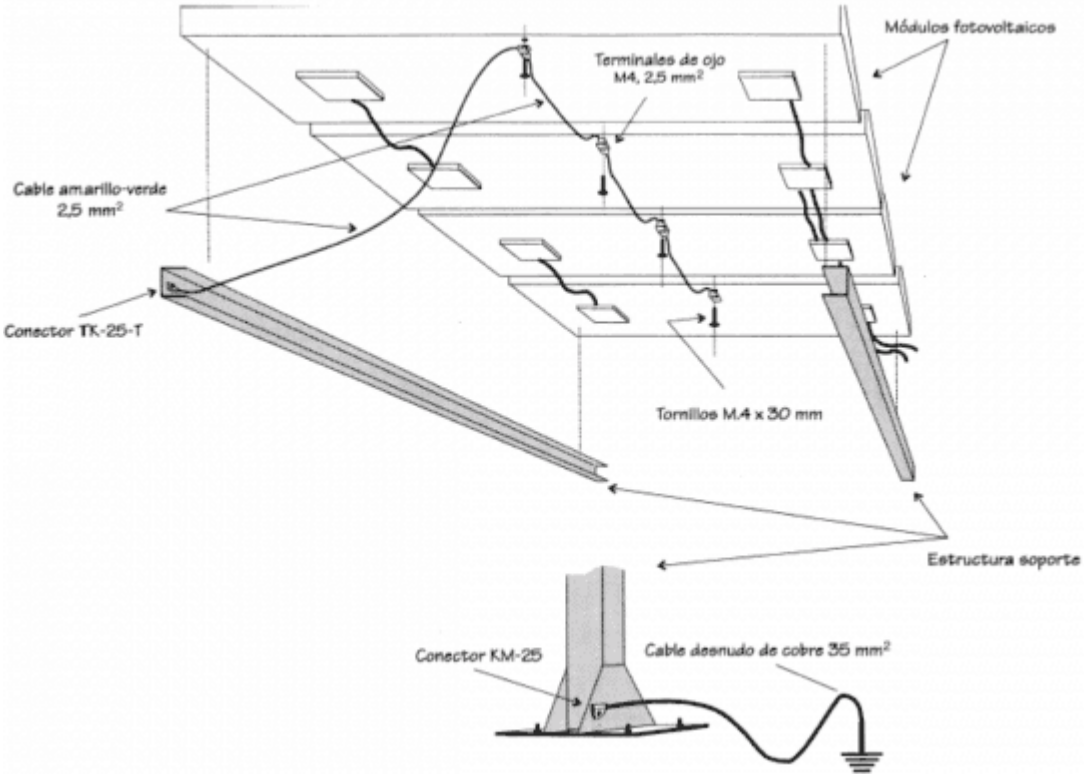


Figura. 10 Esquema de sistema de puesta a tierra con aterrizaje de estructura metálica

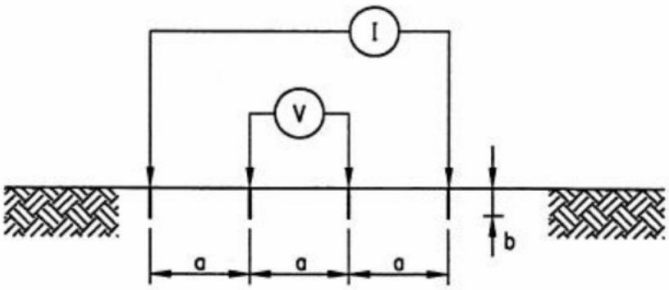
Debemos tener en consideración la importancia de una buena puesta tierra en una instalación fotovoltaica, pues en un sistema con las masas metálicas aisladas de tierra, un defecto como el contacto de un conductor activo con el marco de un módulo solar, pasa casi desapercibido.

Sin embargo, se ha comprobado que un defecto de este tipo conlleva la aparición de otro similar en un breve período de tiempo. Estos dos defectos pueden suponer el cortocircuito de varios paneles en serie (a través del conductor de protección, por ejemplo) y una reducción drástica en la tensión de toda la fila.

5.2. Resistividad de suelo

Por esta razón, se realiza el estudio de resistividad del suelo para verificar los valores por el tipo de suelo en el municipio de Trinidad Casanare. El método utilizado para este análisis es el método de los cuatro puntos de Wenner, es el método más preciso y popular. Son razones para esto que: el método obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin enterrar los electrodos a dichas profundidades: no es necesario un equipo pesado para realizar las medidas; los resultados no son afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos

creados para hincarlos en el terreno.
El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” como se ilustra en la siguiente figura:



Una corriente 'T. se inyecta entre los dos electrodos externos y el potencial "V" entre los dos electrodos internos es medido por el instrumento. El instrumento mide la resistencia R (=V/l) del volumen de suelo cilíndrico de radio "a" encerrado entre los electrodos internos.

Para determinar el cambio de la resistividad del suelo con la profundidad, el espaciamiento entre electrodos se varía desde unos pocos metros hasta un espaciamiento igual o mayor que la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra (por ejemplo, la mayor distancia posible entre 2 puntos de una malla, o la profundidad de las varillas). El espaciamiento "a" del electrodo se interpreta como la profundidad aproximada a la cual se lee la resistividad del suelo. Para caracterizar la variación de la resistividad del suelo dentro de un área específica, se deben realizar varios grupos de medidas (perfiles) en diferentes direcciones.

Diferentes lecturas tomadas con varios espaciamientos alineados dan un grupo de resistividades (perfil), que cuando son graficadas contra el espaciamiento, indican si hay capas diferentes de suelo y dan una idea de su respectiva profundidad y resistividad.

1. **Modelamiento del terreno:**

Los modelos de resistividad del suelo mayormente usados son los de suelo homogéneo y de dos capas. El modelo de dos capas es normalmente una buena aproximación si el terreno posee varias capas de resistividad. Modelos de suelos multicapas suelen emplearse para condiciones de suelo más complejas.
Un modelo de suelo uniforme u homogéneo puede ser usado sólo cuando hay una moderada variación en la resistividad aparente. Si hay una gran variación en la resistividad aparente medida, el modelo homogéneo es poco probable que produzca resultados precisos, por lo cual, en estos casos, se debe usar el método de dos capas. Una representación más aproximada de las reales condiciones del suelo puede obtenerse mediante el uso de un modelo de suelo de dos capas.
El modelo de dos capas consiste de una capa superior de profundidad finita y con diferente resistividad que la capa inferior de profundidad infinita. Existen varias técnicas para determinar un modelo equivalente de dos capas a partir de los datos de resistividad aparente obtenidos de

las mediciones de campo. En algunos casos, un modelo de dos capas puede determinarse por inspección visual de la gráfica de resistividad aparente contra la profundidad obtenida mediante el método de Wenner.

5.3. Diseño del sistema de puesta a tierra

Parámetros

- Valor de la resistencia de puesta a tierra R_g

$$R_g \leq 10\,\Omega$$

- Corriente de falla

Se toma la corriente de falla asumida es, que para el sistema es ma máxima corriente de cortocircuito generada por los paneles solares

T2 $I_{CC1} = 11.36\,A$

- Tiempo máximo de duración de la falla:

$$t = 0.15s$$

- Profundidad de enterramiento de la malla:

$$h = 0.60\,m$$

Resistividad del terreno:

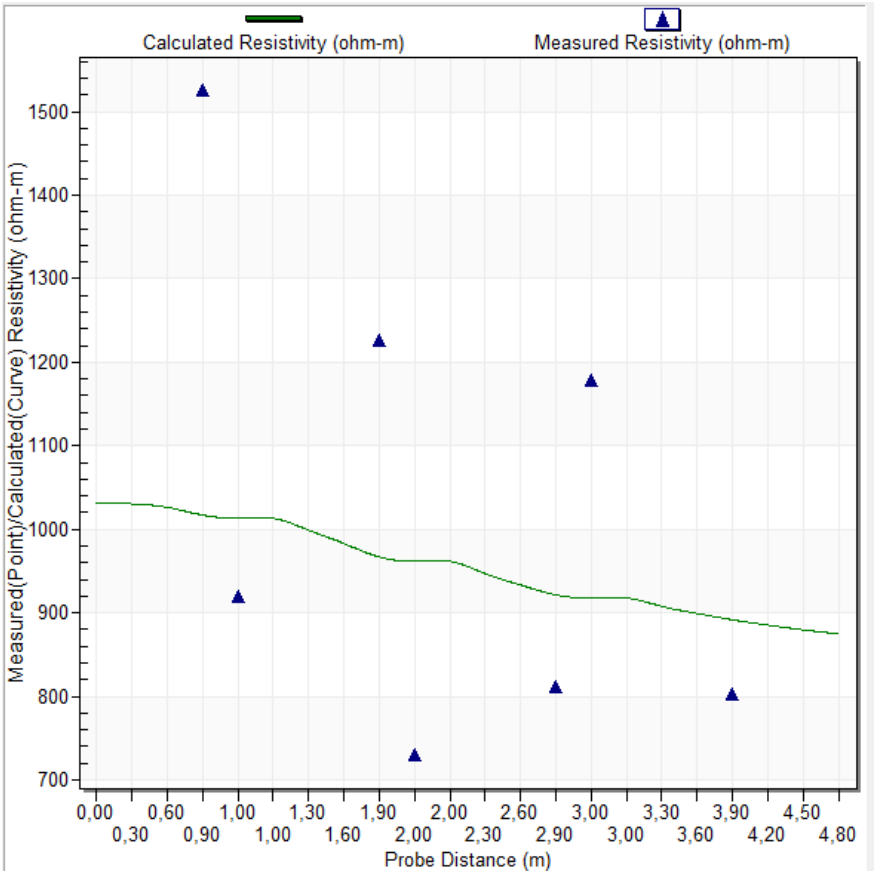
Se adjunta al presente documento en el cual se detalla la medición de resistividad de terreno realizada, la cual arrojo los siguientes datos:

DISTANCIA ENTRE ELECTRODOS		RUTA 1		RUTA 2		PROMEDIO		FOTO RUTA 1	FOTO RUTA 2
1	m	1526	Ω-m	920.4	Ω-m	1223,2	Ω-m	SI	SI
2	m	1227	Ω-m	730.0	Ω-m	978,5	Ω-m	SI	SI
3	m	811.7	Ω-m	1545	Ω-m	1178,35	Ω-m	SI	SI
4	m	802.9	Ω-m	1232	Ω-m	1017,45	Ω-m	SI	SI
% Dispersión máxima de medidas						**20.00%**			

Se puede evidenciar en el análisis de datos que la dispersión de las medidas tomadas en campo supera es del 20% de la desviación considerada para modelar terreno, se debe realizar el modelamiento de datos en software especializado, se utiliza el software ETAP mediante el cual

se calculará la resistividad del terreno de la capa superior e inferior, y la profundidad de la capa superior.

Del modelamiento se presenta la gráfica del perfil de la resistividad del terreno en análisis.



A continuación, se presentan los resultados del modelamiento de la resistividad del terreno, el cual arroja los siguientes resultados:

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	Resistivity Tolerance
Resistivity	Depth	Resistivity	
Ohm-m	m	Ohm-m	%
1031,146	1,454	832,485	5,000

Resultados:

- ❖ RESISTIVIDAD DEL TERRENO CAPA SUPERIOR: 1031.146 Ohm-m
- ❖ PROFUNDIDAD CAPA SUPERIOR: 1,454 m
- ❖ RESISITIVIDAD DEL TERRENO CAPA INFERIOR: 832.485 Ohm-m

Numeral 3.5 de la Norma IEEE-80:

Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes:

- El uso de bentonita, arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo, estable y tiene una resistividad de 2.5 Ω-m al 300% de humedad. Es de naturaleza higroscópica.

- El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas.

- El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.

- Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Favigel.

- Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a 90 Ω-m, pero facilita la corrosión.

Para el presente proyecto considerando la información ya presentada, se establece el tratamiento del suelo con hidrosolta y/o bentonita, que, mediante propiedades capacitivas, permite que los sistemas de puesta a tierra en terrenos con resistividades muy altas funcionen correctamente, por un lado, puede absorber la humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad – aproximadamente 10 ohm – metro y no es corrosiva, con la ayuda de este tratamiento de suelo se puede considerar un descenso de la resistividad del terreno hasta en un 90%, por lo cual para el análisis y simulación de cálculos eléctricos de la malla del sistema

de puesta a tierra se utilizó el sotfware Electrical Power System Analysis Software (ETAP).

Se consideran los siguientes datos de entrada:

La resistividad del terreno considerando el mejoramiento y tratamiento del suelo para bajar su valor hasta en un 90%.

Profundidad de enterramiento de la malla:

$$h = 0.5\ m$$

Electrodos:

$$l_r = 2{,}4\ m. \qquad longitud\ varilla$$
$$N = 3 \qquad Número\ de\ varillas\ en\ la\ malla$$
$$r_v = 0.00794\ \text{m} \qquad radio\ de\ la\ varilla$$

Tipo de unión: Soldadura exotérmica

Temperatura ambiente:

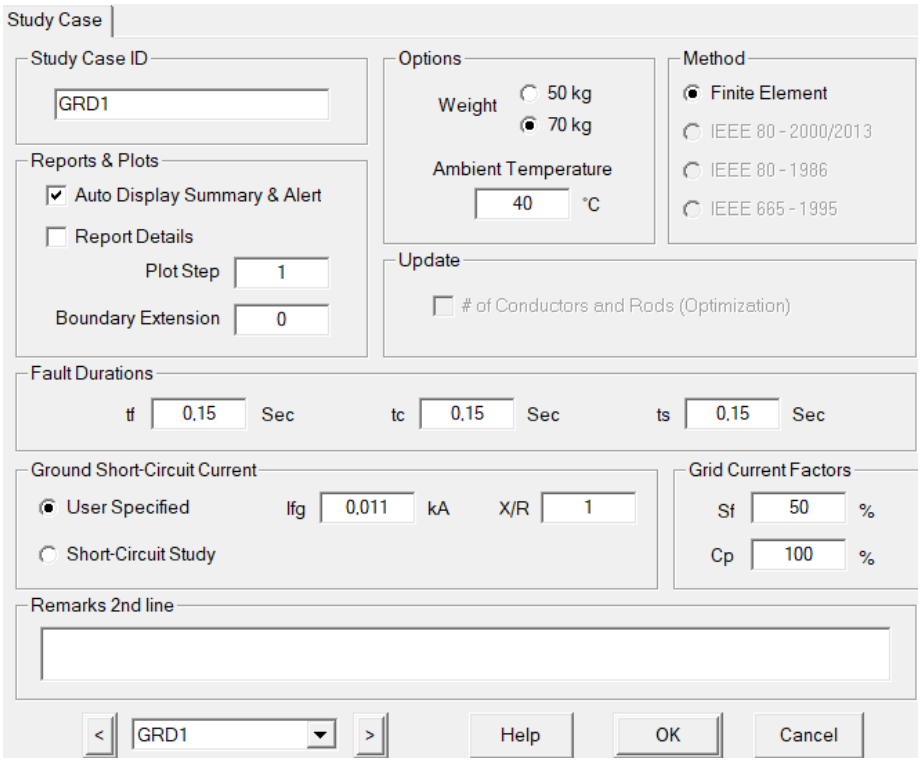
$$T_a = 40°C$$

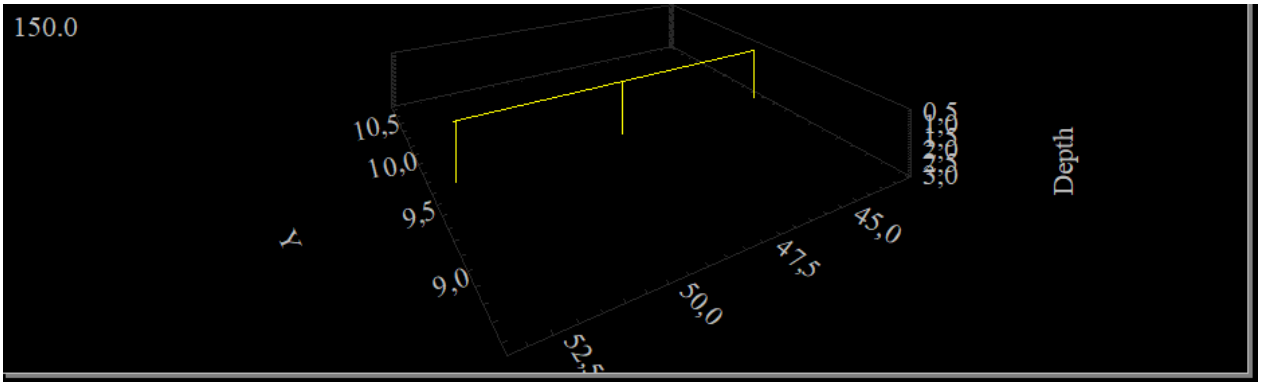
Como se explicó y se indicó en el presente documento del numeral 8,2 al 8,10, mediante la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000, se realiza el cálculo para la malla del sistema de puesta a tierra requerida para esta subestación en particular considerando los siguientes parámetros de entrada.
para el diseño de la malla de puesta a tierra del proyecto. Para el cálculo de la malla se usó el método establecido en la IEEE80 por medio del software ETAP, modelando la malla para la subestación del proyecto.
Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:

- ✓ Corriente de falla a tierra: (Suministrada por ENERCA)=0.01136KA
- ✓ Resistividad relleno superficial de la malla: 1031.146 Ohm-m
- ✓ Profundidad relleno superficial de la malla: 1,454 m
- ✓ Tiempo de duración de la falla: 150 ms
- ✓ Peso de una persona: 70 kg
- ✓ Tipo de conductor de la malla: cobre No. 2 AWG
- ✓ Longitud total del conductor de la malla: 10 m
- ✓ Cantidad de suelo artificial por cable: 1x10=1 Bultos.
- ✓ Tipo de varilla seleccionada: Varilla de Cu de 5/8” x 2,44 m
- ✓ Cantidad total de varillas requeridas: 3Cantidad de suelo artificial por varillas: 1 Bultos.
- ✓ Configuración de la malla: LINEAL

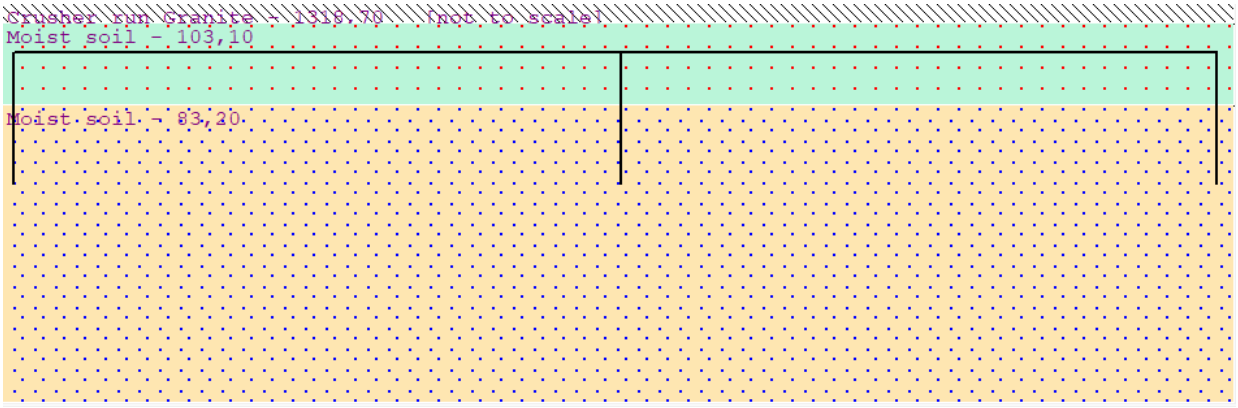
Modelamiento en ETAP:


Info
Analysis
Resistivity ohm-m
Material
Depth m
Surface Material
1318,7
Crusher run Granite
0,15
User-Defined
Calculated
Top Layer
103,1
Moist soil
1,454
Lower Layer
83,2
Moist soil

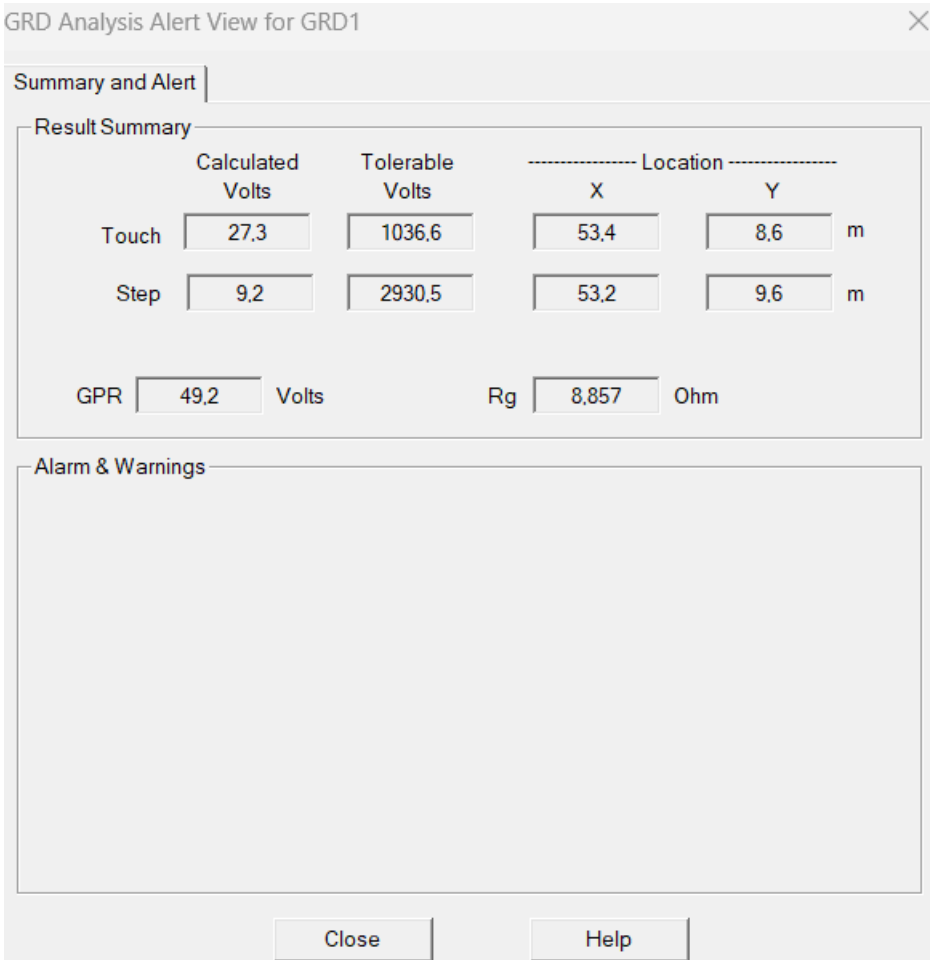

Study Case
Study Case ID
GRD1
Options
Weight
50 kg
70 kg
Ambient Temperature
40
°C
Method
Finite Element
IEEE 80 - 2000/2013
IEEE 80 - 1986
IEEE 665 - 1995
Reports & Plots
Auto Display Summary & Alert
Report Details
Plot Step
1
Boundary Extension
0
Update
# of Conductors and Rods (Optimization)
Fault Durations
tf
0,15
Sec
tc
0,15
Sec
ts
0,15
Sec
Ground Short-Circuit Current
User Specified
Ifg
0,011
kA
X/R
1
Short-Circuit Study
Grid Current Factors
Sf
50
%
Cp
100
%
Remarks 2nd line
<
GRD1
>
Help
OK
Cancel



Malla de 10 m LINEAL y 3 electrodos para usuarios del SFV



RESULTADO PARA PARA USUARIOS DEL SFV



Como resultado del análisis la malla del sistema de puesta a tierra está en cumplimento los dos transformadore. OJO, se realizó una sola medición de resistividad del suelo, por la difícil zona de medición, se observa un área con mucho concreto, medición sesgada sobre este material.

$$\boldsymbol{CUMPLE\ SI}\ E_s < E_{PASO\ 70}$$

$$\boldsymbol{CUMPLE\ SI}\ E_M < E_{CONTACTO\ 70}$$

EL DISEÑO CUMPLE CON LO ESTABLECIDO POR LA NORMA

6. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA.

Se debe realizar una limpieza del panel solar mínimo 2 veces al año, a continuación, se muestra el procedimiento para realizar la limpieza.

Limpieza. De igual forma que la sombra de una chimenea o edificación, o una mala orientación perjudicaría su rendimiento, la suciedad que se deposita en la superficie de los paneles también conlleva una menor producción de electricidad. Por ello, es muy necesario programar unas sencillas tareas de mantenimiento y limpieza con el fin de que permanezcan en perfecto estado.

Al estar expuestos al aire libre, los paneles pueden ensuciarse por múltiples causas: polen de plantas y árboles, depósitos de polución u hollín si vives en zonas con petroleras o bastante tráfico vehicular de carga , polvo en zonas urbanas, hojas y otros residuos vegetales y como no, excrementos de aves. Cualquiera de estos factores de forma independiente al resto, podría ocasionar una reducción de la cantidad de electricidad producida, así que la limpieza de los paneles es fundamental en todos los casos.

A pesar de que la lluvia pueda en ocasiones ayudar en algo en la limpieza de tus paneles solares, lo aconsejable es limpiarlos entre 1 a 3 veces al años para que sigan a pleno rendimiento.

A la hora de limpiar los paneles solares es importante recordar no usar detergentes abrasivos ni útiles de limpieza ásperos (usa esponjas, material de microfibras…) que puedan dañar permanentemente la superficie del panel reduciendo su capacidad productiva. Incluso debes tener en cuenta la calidad del agua que uses, puesto que, si el agua es de pozo o es agua de red con aguas duras, al secarse dejarán sobre el panel una película de sales minerales, reduciendo también su eficiencia.

La mejor manera de limpiar un panel solar es usar una esponja o gamuza suave, y un cubo con agua en el que habrás diluido una pequeña cantidad de lavavajillas. No uses mucha cantidad de jabón o será mucho más difícil aclararlo del todo y correrás el riesgo de que queden restos. Antes de nada, moja bien el panel y asegúrate de que la suciedad esté bien empapada para que sea más fácil retirarla y no rayes la superficie del panel al arrastrarla con la bayeta o esponja. Aclara abundantemente con agua de buena calidad (no aguas duras o procedentes de pozos).

No uses limpiadoras a presión: es muy tentador usarlas porque el trabajo se hace muy rápido y la suciedad sale muy rápido, pero podrías dañarlos permanentemente. Si te encuentras con una marcha persistente, déjala a remojo y frota con cuidado más tarde.

Aparte del cuidado por trabajar en alturas, cuida el aspecto de la seguridad en cuanto a riesgos

por electrocución: agua y electricidad no son buena combinación. Usa materiales aislantes de protección y extrema la precaución.

Evita los días con mucho viento para la limpieza de los paneles, o la suciedad y el polvo que se levanten con el aire, se quedarán pegados a la superficie del panel y no obtendrás buenos resultados.

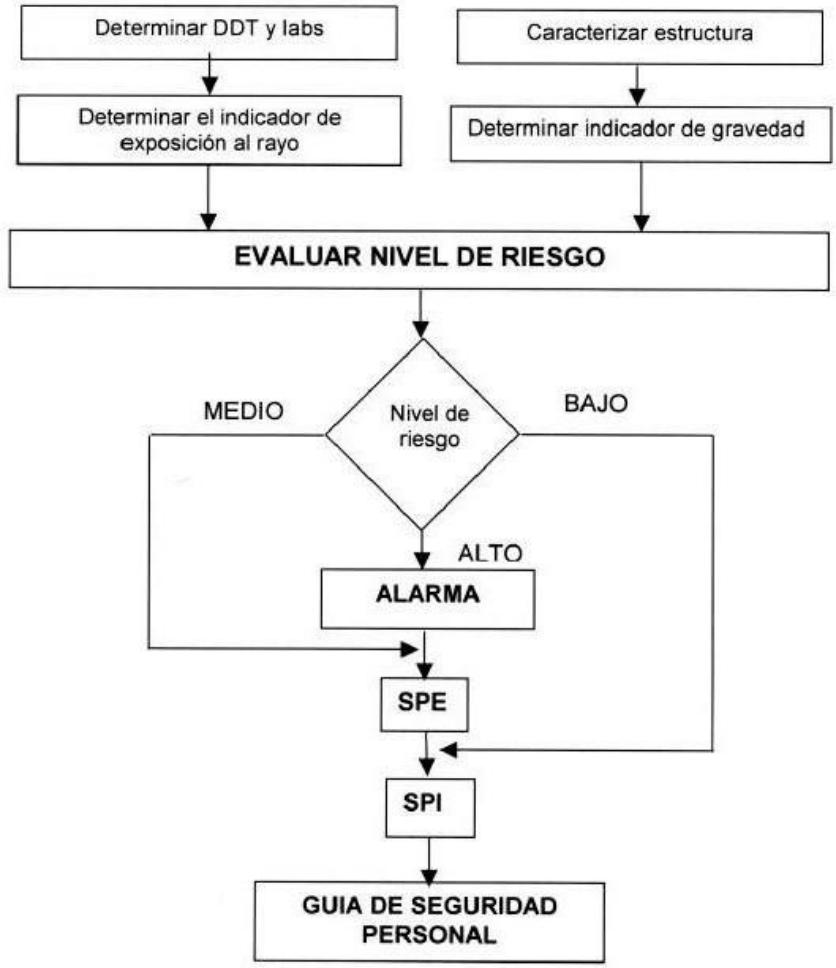
7. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO

En general la utilización y dependencia tanto industrial como domestica de la energía eléctrica ha traído consigo la aparición de accidentes por contacto con elementos energizados o incendios, los cuales se han incrementado por el aumento del número de instalaciones, principalmente en la distribución y uso final de la electricidad. Esta parte del RETIE tiene como principal objetivo crear conciencia sobre los riesgos existentes en todo lugar donde se haga uso de la electricidad o se tengan elementos energizados.

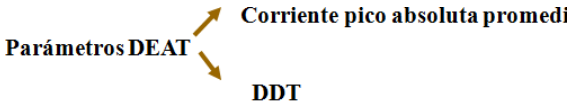
El resultado final del paso de una corriente eléctrica por el cuerpo humano puede predecirse con un gran porcentaje de certeza, si se toman ciertas condiciones de riesgo conocidas y se evalúa en qué medida influyen todos los factores que se conjugan en un accidente de tipo eléctrico. Por tal razón el personal que intervenga en una instalación, en función de las características de la actividad, proceso o situación, debe aplicar las medidas necesarias para que no se potencialice un riesgo de origen eléctrico.

6.1. Análisis de protección contra descargas atmosféricas

Para el caso del PROYECTO, se hace necesario realizar el respectivo análisis sobre la conveniencia de implementar un sistema integran de protección ante descargas atmosféricas. Basado en la metodología planteada por la NTC 4552 se procede a realizar la evaluación, el dimensionamiento y especificación del sistema en caso de ser necesario. Se evalúa el caso de la necesidad de un sistema de protección externa para el caso de las áreas de estructura del conjunto de paneles



Para averiguar el nivel de riesgo es necesario primero determinar 4 índices : f (parámetros de DEAT, estructura)



$$RIESGO = 0.7 * R_{DDY} + 0.3R_{IABS}$$

Densidad De Descargas A Tierra De Las Principales Ciudades Y Poblaciones De Colombia

Ciudad		3kmx3km
Arauca	Puerto Inirida	
Barranquilla	Rioacha	
Bogota	San Andrés	
Bucaramanga	San José del Guaviare	
Cali	Tumaco	
Cartagen	Tunja	
Cúcuta	Valledupar	
Florencia	Villavicencio	
Ipiales	Armenia	1-2.
Leticia	Ibague	
Mitu	Manizales	
Mocoa	Medelllín	
Neiva	Montería	
Pastao	Ocaña	
Popayán	Santa Marta	
Puerto Carreño	Sincelejo	
	Yopal	

Tabla 21. Densidad De Descargas A Tierra De Las Principales Ciudades Y Poblaciones De Colombia

Bajo esta clasificación se estima que para el caso de Casanare (ciudad más cercana al sitio del proyecto) se tiene un valor de 2, por lo tanto el valor DDT <5.
Se estima que el valor de corriente pico absoluta se encuentra por debajo de 20, por lo tanto, se estima que el índice de riesgo por rayos es **BAJO**

INDICE DE RIESGOS POR RAYOS			
DENSIDAD DE DESCARGA A TIERRA (DESCARGAS/Km²-AÑO)	**CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO(kA)**		
	40<|abs	**20<|abs<40**	**|abs<20**
30≤DDT			
15≤DDT<30			
5≤DDT<15			
DDT<5			

SEVEROS ALTOS

MEDIOS BAJOS

Tabla 22. Índice de riesgos por rayos

CLASIFICACION DE ESTRUCTURAS	USO DE LA ESTRUCTURA	VALOR DEL INDICE
ESTRUCTURAS DE USO COMUN	TEATROS, COLEGIOS, ESCUELAS, IGLESIAS, SUPERMERCADOS, CENTROS COMERCIALES, AREAS DEPORTIVAS, HOSPITALES, PRISIONES, ANCIANATOS, JARDINES INFANTILES, GUARDERIAS, HOTELES.	40
	OFICINAS Y VIVIENDAS DE TIPO URBANO Y RURAL	30
	BANCOS, COMPAÑÍAS ASEGURADORA, NDUSTRIAS, MUSEOS, BIBLIOTECAS, SITIOS HISTORICOS Y ARQUEOLOGICOS.	20
ESTRUCTURAS UTILIZADAS PARA LA PRESTACION DE SERVICIOS PUBLICOS	ESTRUCTURAS DE COMUNICACIONES, INSTALACIONES PARA ACUEDUCTO	10

Tabla 23. Clasificación de estructuras

TIPO DE ESTRUCTURA	VALOR DEL INDICE
NO METALICA	40
MIXTA	20
METALICA	0

Tabla 24. Tipo de estructura

ALTURA Y ÁREA DE LA ESTRUCTURA	VALOR DEL INDICE
ÁREA MENOR A 900m2	
ALTURA MENOR A 25m	5
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25m	20
ÁREA MAYOR O IGUAL A 900m2	
ALTURA MENOR A 25m	10
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25m	20

Tabla 25. Índice para estructura

Suma de índices de gravedad: 10+0+0 = 10*0,7= 7

SUMA DE INDICES DE GRAVEDAD	GRAVEDAD
0 A 35	LEVE
36 A 50	BAJA
51 A 65	MODERADA
66 A 80	ALTA
81 A 100	SEVERA

Tabla 26. Suma Índices de gravedad

El índice de gravedad en este caso es **LEVE**

Matriz de niveles de riesgo.

GRAVEDAD / PARAMETROS	SEVERA	ALTA	MODERADA	BAJA	LEVE
SEVEROS					
ALTOS					
MODERADOS					
BAJOS					

	ALTO
	MEDIO
	BAJO

Tabla 27. Matriz de niveles de riesgo.

Al comparar los dos indicadores en la matriz de riesgo (Índice de gravedad moderado y Parámetro de Rayo BAJA), se estima que el nivel de riesgo es **LEVE**

NIVEL DE RIESGO	ACCIONES RECOMENDADAS
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Tabla 28. Nivel de riesgo

Para este nivel de riesgo se hace necesario entonces llevar a cabo las siguientes acciones:

- Sistema Interno
- Cableado y puesta a tierra según NTC 2050

.

8. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO

Para la elaboración del presente reglamento se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo.

Para los efectos del presente reglamento se entenderá que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos

7.2. Matriz de Análisis de Riesgo

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones (Tabla 29). La metodología a seguir en un caso en particular, es la siguiente:

- Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- Definir si el riesgo es potencial o real.
- Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo
- Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 30

Tabla 30 Evaluación de riesgo

RIESGO A EVALUAR:	por EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	(al) o (en) FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)	FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☐ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 29 Decisiones y accione para controlar el riesgo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	***Inadmisible para trabajar.*** Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	***Minimizarlo.*** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	***Aceptarlo.*** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	***Asumirlo.*** Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

7.3. Criterios para determinar alto riesgo

Para determinar la existencia de alto riesgo, la situación debe ser evaluada por un profesional

competente en electrotecnia y basarse en los siguientes criterios:

a. Que existan condiciones peligrosas, plenamente identificables, especialmente carencia de medidas preventivas específicas contra los factores de riesgo eléctrico; equipos, productos o conexiones defectuosas; insuficiente capacidad para la carga de la instalación eléctrica; violación de distancias de seguridad; materiales combustibles o explosivos en lugares donde se pueda presentar arco eléctrico; presencia de lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.

b. Que el peligro tenga un carácter inminente, es decir, que existan indicios racionales de que la exposición al factor de riesgo conlleve a que se produzca el accidente. Esto significa que la muerte o una lesión física grave, un incendio o una explosión, puede ocurrir antes de que se haga un estudio a fondo del problema, para tomar las medidas preventivas.

c. Que la gravedad sea máxima, es decir, que haya gran probabilidad de muerte, lesión física grave, incendio o explosión, que conlleve a que una parte del cuerpo o todo, pueda ser lesionada de tal manera que se inutilice o quede limitado su uso en forma permanente o que se destruyan bienes importantes de la instalación o de su entorno.

d. Que existan antecedentes comparables, el evaluador del riesgo debe referenciar al menos un antecedente ocurrido con condiciones similares.

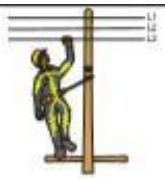
7.4. Factores de riesgo más comunes

Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico, obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

En la Tabla 31 se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección

Tabla 31 Factores de riegos

	**ARCOS ELÉCTRICOS.** **POSIBLES CAUSAS:** Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.
	**AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)** **POSIBLES CAUSAS:** Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
	**CONTACTO DIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
	**CONTACTO INDIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** 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** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
	**ELECTRICIDAD ESTÁTICA** **POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.

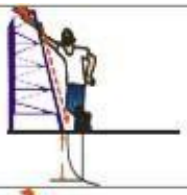
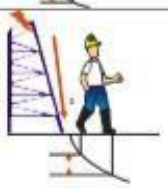
	**EQUIPO DEFECTUOSO** **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.
	**RAYOS** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
	**SOBRECARGA** **POSIBLES CAUSAS:** Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.
	**TENSIÓN DE CONTACTO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
	**TENSIÓN DE PASO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla, **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Tabla 9.5. Factores de riesgos eléctricos más comunes

7.5. Medidas a tomar en situaciones de alto riesgo

En circunstancias que se evidencie ALTO RIESGO o PELIGRO INMINENTE para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.

En estas situaciones, la persona calificada que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente al organismo de control y vigilancia, quien tomará la medidas pertinentes.

7.6. Notificación de accidentes

En los casos de accidentes de origen eléctrico con o sin interrupción del servicio de energía eléctrica, que tengan como consecuencia la muerte, lesiones graves de personas o afectación grave de inmuebles por incendio o explosión, la persona que tenga conocimiento del hecho debe comunicarlo en el menor tiempo posible a la autoridad competente o a la empresa prestadora del servicio.

Las empresas responsables de la prestación del servicio público de energía eléctrica, deben dar cumplimiento a lo establecido en el inciso d) del artículo 4 de la Resolución 1348 de 2009 expedida por el Ministerio de la Protección Social, en lo referente al deber de investigar y reportar cualquier accidente o incidente ocurrido con su personal directo o de contratistas en sus redes eléctricas. Adicionalmente, deben reportar cada tres meses al Sistema Único de Información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en su calidad de administrador de dicho sistema; el reporte debe contener como mínimo el nombre del accidentado, tipo de lesión, causa del accidente, lugar y fecha, y las medidas tomadas. Esta información será para uso exclusivo de las entidades de control, Ministerio del Trabajo, Ministerio de Salud y Protección Social y Ministerio de Minas y Energía. El incumplimiento de este requisito, el encubrimiento o alteración de la información sobre los accidentes de origen eléctrico, será considerado una violación al RETIE.

7.7. Resultados del análisis de riesgo

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	por	Arcos Electricos (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Tableros (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	[illegible]	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: MEDIO, ver acciones en Cuadro 1.

RIESGO A EVALUAR:	Corte de servicio (EVENTO O EFECTO)	por	Ausencia de electricidad (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Instalacion electrica (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☐ REAL ☒

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	[illegible]	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocucion	por	Tension de paso	(al) o (en)	Personas
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	[illegible]	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocucion	por	Tension de contacto	(al) o (en)	Personas
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	[illegible]	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.

RIESGO A EVALUAR:	Daños	por	Corto circuito	(al) o (en)	Equipos electricos
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	[illegible]	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

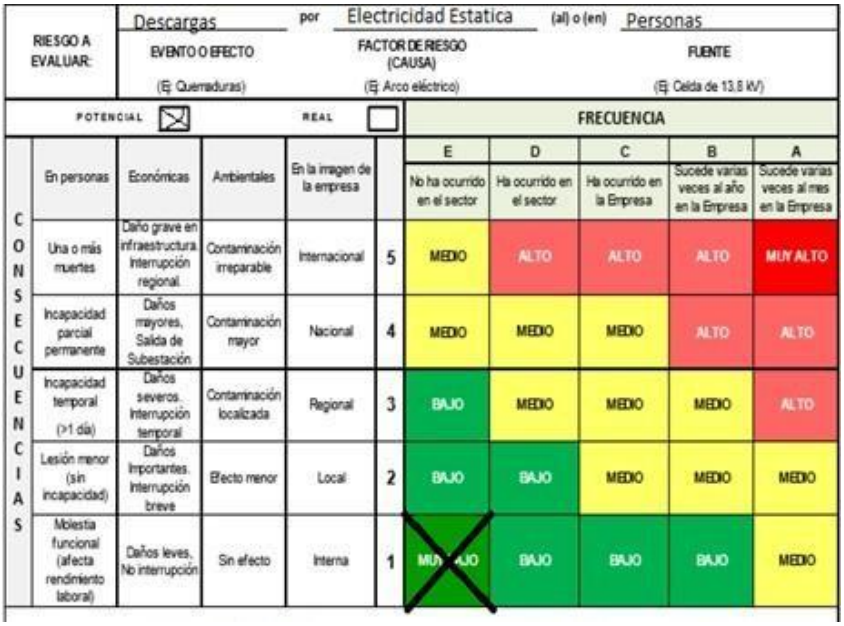
Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1

RIESGO A EVALUAR:	Daños	por	Equipos Defectuosos	(al) o (en)	Instalaxiones y equipos
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	[illegible]	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.

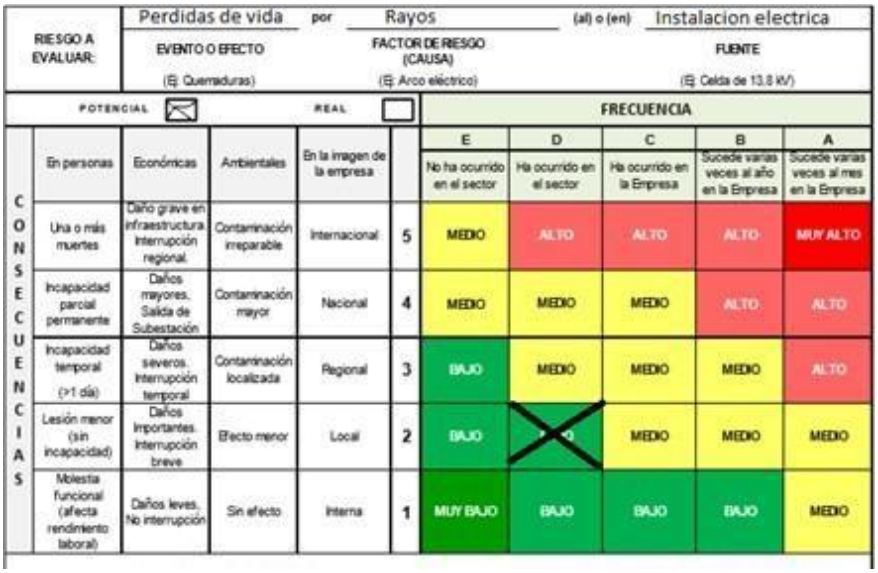


RIESGO A EVALUAR:	Descargas (Ej: Quemaduras)	por	Electricidad Estatica (Ej: Arco eléctrico)	(al) o (en)	Personas (Ej: Celda de 13.8 kV)
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.



RIESGO A EVALUAR:	Perdidas de vida (Ej: Quemaduras)	por	Rayos (Ej: Arco eléctrico)	(al) o (en)	Instalacion electrica (Ej: Celda de 13.8 kV)
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la Empresa	B: Sucede varias veces al año en la Empresa	A: Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.

RIESGO A EVALUAR:	Fallas de aislamiento por Sobrecarga (al) o (en) Conductores		
	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO (CAUSA)	FUENTE
	(Ej Quemaduras)	(Ej Arco eléctrico)	(Ej Caida de 13.8 kV)

POTENCIAL ☒ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	[illegible]	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión nivel de riesgo: BAJO, ver acciones en Cuadro 1.

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	***Inadmisible para trabajar.*** Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	***Minimizarlo.*** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	***Aceptarlo.*** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	***Asumirlo.*** Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 9.4 Decisiones y acciones para controlar el riesgo

9. IMPACTO AMBIENTAL.

Se hace el análisis comparativo del impacto ambiental del sistema fotovoltaico (SFV) dimensionado para el los escenarios deportivos y el sistema de interconexión eléctrica (SIN) del país, con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI: CO2eq), causantes del calentamiento global y del cambio climático mundial.

8.1. Impacto ambiental del SIN (sistema interconectado nacional)

Para evaluar el impacto ambiental del sistema de interconexión eléctrica nacional (SIN), se analizan los distintos aportes en la generación de energía por parte de las centrales eléctricas.

De la página de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética: (http://www.upme.gov.co/generadorconsultas/consulta_ISA.aspx?grupo=G) se recopilan los datos de la energía eléctrica producida por las diferentes centrales de generación del país para los años 2020 y 2021 y se detallan en la Tabla 32.

Tabla 32 Generación de energía eléctrica del SIN de Colombia entre años 2020 y 2021en kWh

GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SIN EN COLOMBIA ENTRE AÑOS 2013 Y 2014 (kWh)							
INTERVALO	Generacion de Cogeneradores	Generacion de Menores	Generacion Hidraulica SIN	Generacion Termica Carbon	Generacion Termica Fuel Oil Y ACPM	Generacion Termica Gas	TOTAL
2013-Octubre	33.730.211,1	254.844.004,7	3.594.533.288,2	439.163.521,7	23.774.742,8	948.982.501,9	5.295.028.270,2
2013-Noviembre	23.192.485,1	292.009.462,5	3.330.594.250,5	455.690.886,9	17.266.860,2	1.035.240.929,1	5.153.994.874,2
2013-Diciembre	32.134.756,5	300.130.080,8	3.621.559.370,3	493.578.346,8	13.306.108,4	862.632.968,3	5.323.341.631,1
2014-Enero	33.288.548,1	262.395.611,6	3.494.121.577,5	583.378.317,5	2.552.775,1	935.082.347,7	5.310.819.177,3
2014-Febrero	32.074.038,2	216.735.650,9	3.248.411.915,6	450.957.944,4	16.837.605,3	1.016.702.069,2	4.981.719.223,6
2014-Marzo	35.690.613,0	279.711.491,5	3.765.488.222,4	434.635.285,5	4.943.832,7	862.995.333,2	5.383.464.778,4
2014-Abril	32.852.790,9	257.590.033,2	3.228.170.625,4	574.392.443,9	23.927.006,5	1.092.145.811,8	5.209.078.711,7
2014-Mayo	32.143.445,0	295.576.960,9	3.196.398.692,1	614.255.033,0	38.764.243,6	1.248.628.771,5	5.425.767.145,9
2014-Junio	45.674.703,0	306.065.767,0	3.082.888.960,4	492.251.682,7	8.233.951,0	1.293.509.115,8	5.228.624.179,9
2014-Julio	45.294.055,5	274.282.951,5	3.678.679.211,5	424.662.863,9	15.633.471,8	1.077.479.242,0	5.516.031.796,1
2014-Agosto	43.575.779,9	246.225.965,3	3.659.804.358,9	394.988.991,6	8.806.204,9	1.058.266.666,3	5.411.667.966,8
2014-Septiembre	42.814.863,6	243.770.506,0	3.762.184.462,4	398.434.091,6	28.512.751,4	950.952.101,0	5.426.668.776,0
2014-Octubre	45.752.752,9	283.304.925,9	3.627.008.039,1	435.025.574,2	45.888.033,5	1.080.722.534,6	5.517.701.860,1
TOTAL	**478.219.042,8**	**3.512.643.411,8**	**45.289.842.974,2**	**6.191.414.983,3**	**248.447.587,1**	**13.463.340.392,2**	**69.183.908.391,4**
%	**0,69%**	**5,08%**	**65,46%**	**8,95%**	**0,36%**	**19,46%**	**100,00%**

La mayoría de los generadores menores son hidráulicos, por lo tanto, se sumaría a la columna de solo generación hidráulica, aumentando la participación de dicho sistema al 70,54%, mientras que los cogeneradores utilizan la biomasa, principalmente desechos (caña de azúcar) como combustible.

En la Figura 13 se presentan las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI: CO2eq) de las distintas fuentes de generación de energía eléctrica considerando todo el ciclo de vida, causantes del calentamiento global y el cambio climático.

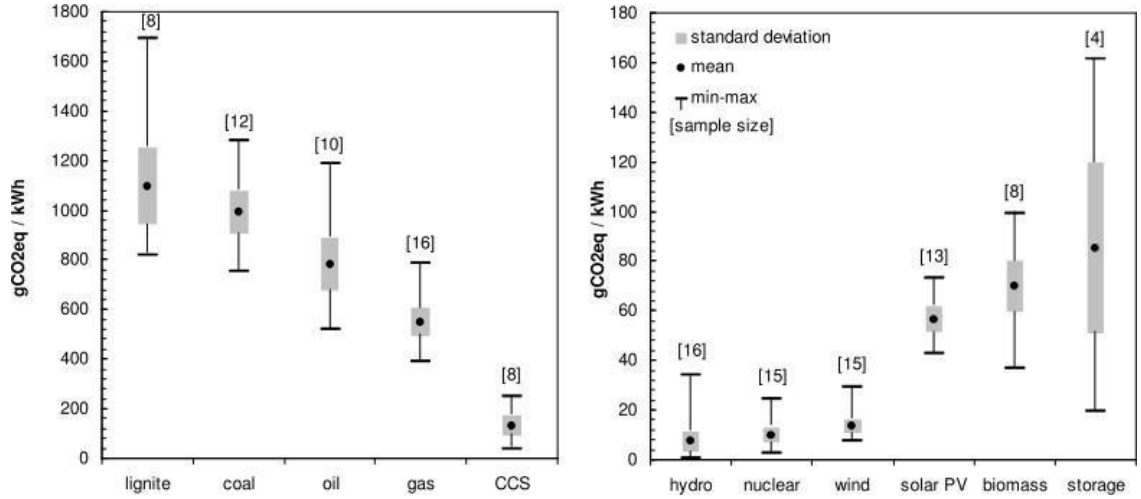


Figura. 11 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las diferentes fuentes de energía considerando todo el ciclo de vida (gCO2eq/KWh generado) Fuente: Weisser, Daniel. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. PESS / IAEA. Wagramer Strasse 5, 1400 – Vienna, Austria. 2007.

De acuerdo al tipo de centrales de generación de energía eléctrica en Colombia, se toman los puntos medios de cada tipo de combustible usando la Figura 13 para determinar el valor de la emisión de gases de cada fuente, calculándose en la Tabla 22 las emisiones totales de GEI arrojados a la atmósfera en Colombia entre el año 2020 y 2021 por la producción de energía eléctrica del SIN.

TIPO GENERACIÓN	ENERGÍA PRODUCIDA		EMISIONES GEI		
	MWh/Año	%	g [CO2eq/kWh]	Ton [CO2eq/Año]	%
Generacion Hidraulica SIN	48.802.486,39	70,54%	8	390.419,89	2,77%
Generacion de Cogeneradores	478.219,04	0,69%	70	33.475,33	0,24%
Generacion Termica Carbon	6.191.414,98	8,95%	1000	6.191.414,98	43,98%
Generacion Termica Fuel Oil Y ACPM	248.447,59	0,36%	780	193.789,12	1,38%
Generacion Termica Gas	13.463.340,39	19,46%	540	7.270.203,81	51,64%
TOTAL	**69.183.908,39**	**100,00%**	**204**	**14.079.303,14**	**100,00%**

Tabla 21. Emisiones de GEI en Colombia en el año 2021-2021 por la producción de energía eléctrica en el SIN

Se observa como los combustibles fósiles (carbón, gas, fuel oil y ACPM) tienen un alto impacto ambiental negativo, pues emiten el 96,99% de los GEI produciendo solamente el 28,77% de la energía eléctrica del SIN.

Por lo tanto las emisiones promedio de GEI producidas en el SIN de Colombia es de 204 g CO2eq por cada kWh de energía eléctrica generada.

8.2. Impacto ambiental del SFV

Dentro de las energías renovables, el SFV en su ciclo de vida es de los que más emisiones de CO2eq emite, y no es porque el SFV durante su funcionamiento emita $CO2_{eq}$ sino es por la emisión de $CO2_{eq}$ a lo largo de la cadena de producción de los elementos que componen los módulos FV tales como el aluminio, el vidrio, las células de silicio y estructuras metálicas que se usan para su montaje, además de los demás elementos que componen el SFV tales como los inversores, controladores, acoples y conductores.

En las Tabla 33 se calcula el impacto ambiental con respecto a la emisión de GEI de los SFV dimensionados de acuerdo a la producción anual de energía eléctrica y al valor medio emitido por la fuente solar fotovoltaica obtenido de la figura 16, para la vivienda tipo

Tabla 33 Emisión de GEI por la producción de energía eléctrica con el SFV, y comparación de reducción de emisiones de la consumó de la vivienda tipo

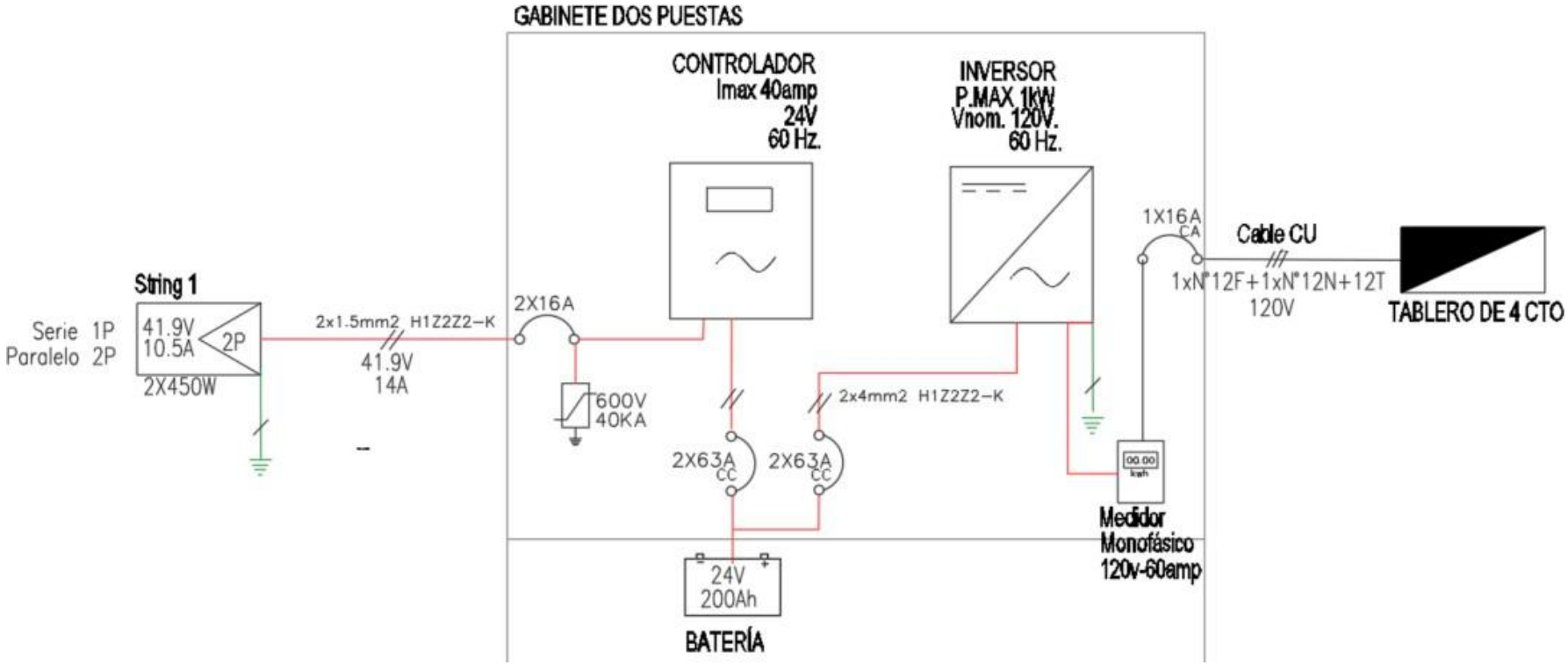


Tipo de Fuente	Energía Suministrada KWh/año	Emisiones GEI		Reducción Emisión	
		g CO_{2eq}/KWh	Ton CO_{2eq}/año	SIN - Solar FV Ton CO_{2eq}/año	(SIN - Solar FV) / SIN %
SIN	1.150	126	0,1449		
Solar FV	1.150	56	0,064382814	0,1	55,6%

De la Tabla 33 se tiene que el sistema Solar fotovoltaico reduce en un 55.6% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, comparado con la producción de energía por parte del Sistema Interconectado nacional (SIN).

ANEXOS

DIAGRAMA UNIFILAR



DATASHEET

DOCUMENTOS DISEÑADOR

PLANOS ELÉCTRICOS

INFORME DE RESISTIVIDAD