MEMORIA DE DISEÑO			
PROYECTO: AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA CON CAPACIDAD CONECTADO A RED LAGUNA SECA UBICADA PARCELACIÓN CAMPESTRE LAGUNA SECA CASA 55, YUMBO, VALLE DEL CAUCA			
NOMBRE DEL CLIENTE	ACONDICIONAR INGENIEROS	**NIT CLIENTE:**	805028002-7
CONSTRUCTOR	GREENDIPITY S.A.S.	**NIT CONSTRUCTOR:**	900820657-1
DIRECCIÓN CONTRUCTOR	CRA. 41 8-12 Cali	**TELÉFONO:**	2-3811216
ACTVIDAD ECONÓMICA:	**7110:** Actividades de arquitectura e ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica. **7490:** Otras actividades profesionales, científicas y técnicas n.c.p.		
INGENIERO A CARGO DEL DISEÑO	Ing. Jair Alfonso Saavedra		

De conformidad con el artículo 10 del anexo general del RETIE resolución 90708 de 2013 la memoria de cálculo a continuación tiene como contenido:

Tabla de contenido

a. RESUMEN GENERAL 3

a. Cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos. 4

b. Coordinación de aislamiento eléctrico. 6

c. Cortocircuito y falla a tierra. 8

d. Riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 9

e. Riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. 10

f. Nivel tensión óptima tensiones disponibles. 12

g. Campos electromagnéticos. 12

h. Sistema de puesta a tierra. 13

i. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. 15

j. Cálculo de protecciones contra sobrecorrientes. 17

k. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canaletas y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.) 18

l. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. 19

m. Pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 19

n. Regulación de tensión. 20
o. Clasificación de áreas. 20
p. Diagramas unifilares. 20
q. Planos y esquemas eléctricos para construcción. 20
r. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. 20
s. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas. 20
ECUACIONES EMPLEADAS EN LA MEMORIA 21

PRESENTACION DE PROYECTO

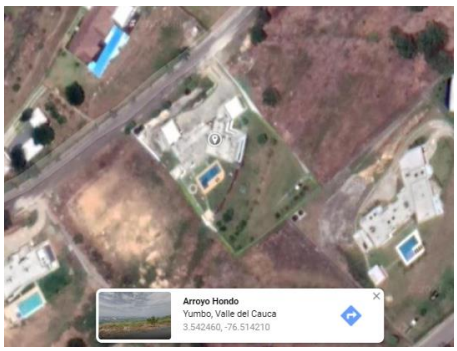
a. Paneles sobre Techo loza

a. RESUMEN GENERAL

- **Nombre del proyecto:** Sistema Solar Fotovoltaico conectado a red Laguna Seca
- **Ubicación de proyecto:** Parcelación campestre laguna seca casa 55, Yumbo
- **Capacidad instalada:** 4.6 kWp
- **Cantidad de módulos:** 12 unidades (paneles de 390 Wp cada uno JINKO SOLAR)
- **Cantidad de inversor:** 4 Unidades Micro inversores
- **Tecnología:** Inyección a red
- **Nivel de tensión:** Punto de conexión No: 3F-4H 220 Vac a 60Hz
- **Tipo de instalación:** sobre loza.

UBICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se encuentra instalado sobre techo de cómo se ilustra a continuación:



a. Techo Casa Laguna Seca Yumbo– Valle.

- Localización: Cali, Valle del Cauca, Colombia.
- Dirección: Parcelación Campestre Laguna Seca Casa 55
- Coordenadas: Latitud: 3.542479, longitud: -76.514178° 952 msnm

Actualmente. Se cuenta(n) con servicio de energía eléctrica a través EMCALI y conecta la acometida eléctrica del primario en un transformadores de 112.5kVA en nivel de tensión 1 en 115.0 / 34.5 / 13.2 KV voltios que al pasar por el transformador se reduce a 220- 127V y de desde allí al tablero general, ubicado al interior de cliente.

a. Cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.

En esta sección de la memoria detallada de cálculo, se evalúan tres aspectos: la carga instalada, el análisis de armónicos y el análisis de factor de potencia, de la siguiente forma:

I. Carga Instalada

El cliente cuenta con la provisión de un transformadores de 112.5 kVA con relación de transformación de 115.0 / 34.5 / 13.2 KV a 220V con medición neta en MT – NT: I y un consumo de energía activa en promedio de 840 KWh-mes conectado al nodo Operado de Red por EMCALI.

En este estudio no se consideran análisis de factor de potencia ni armónicos, ya que un porcentaje muy alto de las cargas (Más del 90%), son de tipo resistivas y apelando a lo mencionado en la Nota 2 del artículo 10.1 del RETIE, se considera que el análisis de factor de potencia y armónicos, exigido en el ítem a. del literal 10.1 del RETIE, no aplica para este caso a tratar.

En la siguiente tabla 1, se presentan las cargas totales para el análisis de cargas iniciales y futuras.

CALCULO CRECIMIENTO DE LA DEMANDA		ECUACION
DMD año 0	10.080 kWh	[1]
Tasa de crecimiento energía	3%	
Años de proyección demanda *n*	8 año(s)	
Calculo DMD_(Año n): 8 año	12.769 kWh/año	

CALCULO DE CARGA			
CARGA INSTALADA			55 kW
KVA INSTALADOS	PF	0,9	49.5 kVA
FACTOR DIVERSIDAD		75%	37 kVA
RESERVA		25%	12kVA
CARGA TOTAL INCLUYE RESERVA			50 kVA

Tabla 1. Cálculo de carga y potencia

Bajo la consideración anterior, el factor de diversidad ha previsto la simultaneidad de conexión de cargas máxima en un 75% de la capacidad instalada total en el tablero general de baja tensión de cliente a un factor de potencia de FP: 0,9. Se ha previsto la reserva de hasta un 25% de la capacidad instalada en kilovoltiamperios (kVA) con lo cual el transformador de potencia (112.5 kVA) alcanza un cargabilidad del 44% a plena carga.

La planta solar se conecta en un único punto lado de baja tensión de la red interna del cliente, desde un transformador de distribución trifásico propiedad del cliente así:

Direccion Comercial: Cra 41 No. 8 - 12, Brr. Los Cámbulo E-mail: info@greendipity.co tel. 2 3811216 - Cali		Greendipity®
FUENTES ENERGIA	Planta de Emergencia	**sin equipar**
FUENTES ENERGIA	EMCALI - 1	**220 kVA -3F-4H**
FUENTES ENERGIA	Solar FV - I	**4,7KVA-3F-5H**

Tabla 2. Distribución Fuentes energía del cliente.

En diseño tiene un área de 28.3 m^2 para generar hasta 460 KWh-mes impactando un 50% del consumo de la red pública.

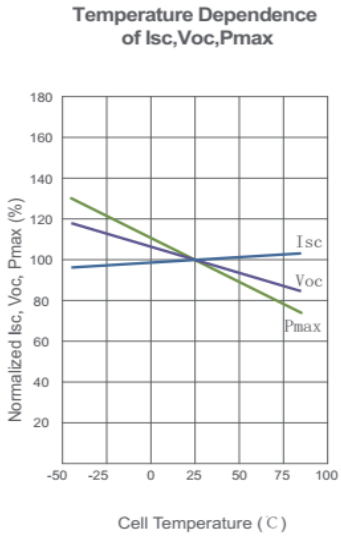
La dimensión del sistema solar FV

Sistema solar FV utiliza 4 microinversor de cadena Grid Tie marca APsystem serie YC1000-3, de manera que se satisfaga primordialmente el autoconsumo de cliente, considerando un factor de planta entre el 15 % y el 25% y un rendimiento anula 1.404,18 KWh/KWp.

II. Análisis de Armónico

Conforme lo indica el estándar IEEE 519 de 1992, las principales fuentes de armónicos para una instalación eléctricas son:

- Convertidores
- Hornos de arco
- Compensador de VAR estático
- Inversores monofásicos
- Inversores trifásicos
- Controles de fase electrónicos
- Variadores de modulación con ancho de pulso



Para efectos de esta memoria detallada, el sistema cuenta con inversores trifásicos con punto de inyección en baja tensión como se menciona anteriormente, con distorsión armónica total en corriente inferior al 3% conforme los certificados de producto del fabricante del inversor y un factor de potencia ajustable superior a 0,995 inductivo capacitivo a Smax.

Los efectos que se deriven de la inclusión del sistema solar a las instalaciones eléctricas existentes en el cliente deber ser medidos y controlados por parte de usuario final ya que por parte de los inversores del sistema solar fotovoltaicos son despreciables.

b. Coordinación de aislamiento eléctrico.

I. Configuración campo solar

Paneles solares recomendados

CARACTERÍSTICAS DEL PANEL SOLAR	SRP-390-BMA
Condición de prueba	STC
Potencia máxima (Pmax / W)	390
Voltaje de circuito abierto (Voc / V)	49.3
Corriente de cortocircuito (Isc / A)	10.12
Voltaje a máxima potencia (Vmp / V)	41.1
Corriente a máxima potencia (Imp / A)	9.49
Eficiencia del módulo (%)	19,19 %
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,29 %/°C

Tabla 3. Panel solar FV

La configuración del campo solar lado DC del sistema podrá estar conformado por 4 String de 3 paneles en serie de tal modo no supere la tensión máxima de aislamiento del inversor del sistema solar según ficha técnica 60VDC.

Como cualquier otro dispositivo semiconductor, las células solares son sensibles a la temperatura afectando de este modo la mayor parte de los parámetros del material semiconductor. En una celda solar, el parámetro más afectado por un aumento de la temperatura es el voltaje de circuito abierto. El impacto del aumento de la temperatura se muestra en la siguiente figura. Debido que el voltaje que alcanzan los paneles varía dependiendo de la temperatura y según su condición de conexión (circuito abierto o bajo carga), se debe calcular el rango de variación de voltaje que puede alcanzar el campo solar y así comprobar no se supere el límite seguro de la instalación, conforme el siguiente cálculo matemático:

$$Vmax(Tmin)_{DC} = V_{OC} + V_{OC} \times \{(T_{min} - T_{STC}) \times K_{Voc}\ \}$$

Donde:

$Vmax(Tmin)_{DC}$: Voltaje en circuito abierto a mínima temperatura (voltios)

V_{OC}: Voltaje en circuito abierto del panel en condiciones de laboratorio (voltios)

T_{min}: Temperatura mínima ambiente del lugar (grados centígrados)

T_{STC}: Temperatura de prueba del panel en laboratorio 25°C (grados centígrados)

K_{Voc}: Coeficiente de corrección voltaje en circuito abierto por temperatura suministra el fabricante del panel (grados centígrados)

Para máxima temperatura sobre el panel solar:

$$Vmin(Tmax)_{DC} = V_{OC} + V_{OC} \times \{(T_{max} - T_{STC}) \times K_{Voc}\ \}$$

Para efecto de los cálculos posterior la $T_{max} = T_p + T_{amb}$ para el sitio de instalación del proyecto la temperatura promedio, de esta forma matemáticamente se procede:

$$T_{max} = T_p + T_{amb}$$

Donde:

T_p: Temperatura que alcanza el panel a medio día por encima de la temperatura ambiente 40ºC (grados centígrados)

T_{amb}: Temperatura ambiente 28ºC para el sitio de instalación de los paneles (grados centígrados)

Para los siguientes datos:

Datos Ubicación Atlas IDEAM	Temperatura	Ubicación
Tmin	20 ºC	Yumbo
Tprom	26 ºC	Yumbo
Tpanel	35 ºC	Panel

Tabla 4. Datos meteorológico lugar instalación.

Configuración String	String min	String máx.
Cantidad de paneles en serie	1	4
Por cada Panel Vmin(Tmax)	16 V	16 V
Por cada Panel Vmax(Tmin)	55 V	55 V
Por cada String Vmin(Tmax)	22 V	22 V
Por cada String Vmax(Tmin)	60 V	60 V

Tabla 4. Datos eléctricos campo solar FV para diseño Sistema Solar FV.

Como se puede observar el voltaje en DC del sistema variará entre 16 V- 55 V, por lo que todos los componentes de este lado del sistema deberán tener por lo menos un aislamiento para 1000V. En la tabla a continuación se muestra el nivel de aislamiento para cada componente:

Componente	Nivel de aislamiento
Panel solar fotovoltaico	1000 V
Cable solar 4mm a 6 mm	1000 V
Conectores MC4 4mm a 6 mm	1000 V
Inversor String	1000 V

Tabla 5. Nivel de aislamiento para diseño sistema solar FV

El proyecto de generación de energía eléctrica a través de los paneles no requiere en este caso la selección de aisladores por lo tanto la rigidez dieléctrica, resistencia mecánica, resistencia a variaciones de temperaturas entre otros la distancia de fuga no es referidos en este documento.

I. Aislamiento en el lado AC del sistema solar

El sistema solar lado AC de cada inversor tiene un voltaje de conexión punto de inyección - 220/127V, por lo que todos los componentes de este lado del sistema deberán tener por lo menos un aislamiento para 600V. En la tabla a continuación se muestra el nivel de aislamiento para cada componente:

Componente	Nivel de aislamiento
Cable salida del inversor	600 V
Interruptor totalizado Inversor	600 V

Tabla 6. Nivel de aislamiento para diseño sistema solar FV.

c. Cortocircuito y falla a tierra.

II. Cortocircuito hasta el punto de conexión y alimentador de baja tensión

Para el cálculo de la corriente de falla en la salida AC del inversor hacia el tablero existente se aplica el siguiente cálculo de cortocircuito en base a las especificaciones técnica de fábrica del inversor:

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Datos base		
potencia nominal salida inversor	1.11 kVA	
tensión ac salida del inversor	220 v	
calculo salida del inversor		ecuación
corriente nominal del inversor	15 a	[2]
corriente corto en el inversor	5.0 kA	[4]

Tabla 7. Cálculo de corriente de cortocircuito salida inversor

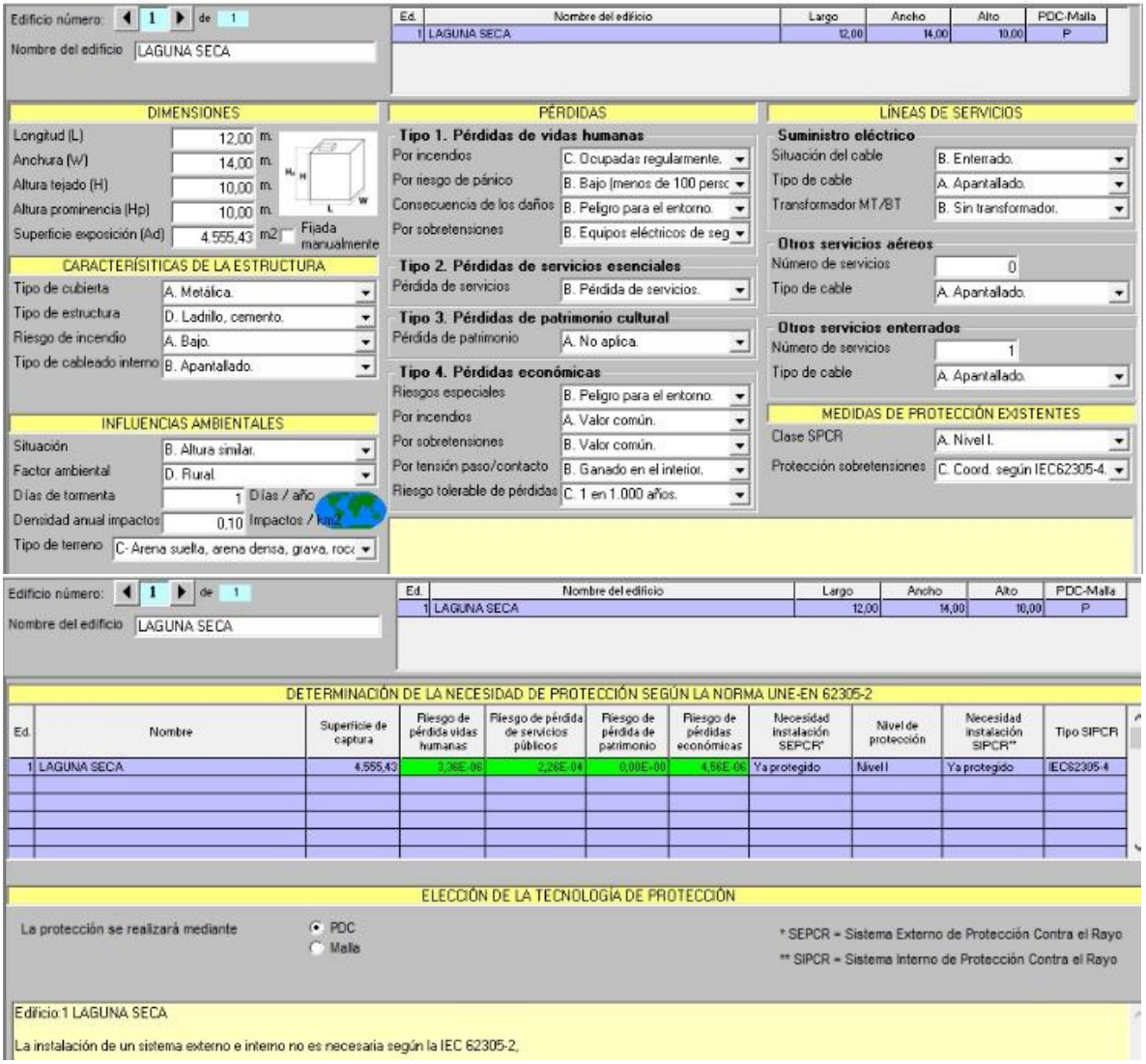
Esta corriente se podrá considerar como la corriente máxima de cortocircuito presente entre los puntos de estudio entre: el inversor fotovoltaico y el Tablero general del cliente, de 5.0 kA - 220V 3F se tomará como referencia esta corriente para los parámetros de protección del sistema.

III. falla a tierra

La instalación cuenta con sistema de neutro puesto a tierra, en esta se puede observar que debido al hecho que el neutro del Tablero de distribución este puesto a tierra y que su reactancia homopolar sea mucho menor que la reactancia capacitiva homopolar de los alimentadores, al existir una falla a tierra, prácticamente toda la corriente homopolar retorna a la barra a través del neutro del Tablero de distribución, existiendo corriente solo en el alimentador fallado y no en los otros alimentadores disminuyendo los riesgos por fallas a tierra.

d. Riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Para realizar este análisis, se utilizó la metodología basada en la norma IEC 62305-2, para análisis de riesgo contra descargas atmosféricas. Los datos de entrada y los resultados de la evaluación se presentan en la siguiente tabla.



Basado en el programa anterior, para el cálculo de riesgo, diseño y memoria de un sistema de protección contra el rayo.

En el caso de elegir la protección contra el rayo mediante pararrayos con dispositivo de cebado (PDC), el diseño se realiza con la norma UNE 21186 / NF 17102 / NP 4426. Si se elige protección mediante mallas y puntas, el diseño se realiza con la norma IEC 62305.

De acuerdo con la tabla de resultado anterior se concluye, que los riesgos de pérdida de vida humana, pérdida de servicios públicos, pérdida económica y pérdida de patrimonio cultural están controlados con las condiciones actuales de la estructura, por lo tanto, la estructura, actualmente y bajo estas condiciones se encuentra protegida contra impacto directo de rayos.

e. Riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

De acuerdo con la sección 9.2.1 del RETIE (Matriz de análisis de riesgos), la metodología a seguir para evaluar el riesgo de este proyecto es la siguiente:

Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.

Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la vivienda. 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.

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 9.4 del RETIE. Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se aplica la siguiente matriz para la toma de decisiones (Tabla 9.3) obtenida del Anexo General del RETIE.

Medidas para mitigar el riesgo eléctrico

Se identifica en la matriz de control de riego de origen eléctrico la necesidad de implementar medidas de prevención y hacer control a los factores que han sido calificado con nivel de riego Alto, medio, bajo y muy bajo.

Para las pruebas de aislamiento del cableado y paneles, lado corriente continua de la instalación, se ha establecido el protocolo de pruebas de conexión y desconexión de la fuente solar siguiendo de procedimientos internacional de seguridad para el cuidado de las personas, la economía, el, medio ambiente, la vida animal y vegetal. Los cuáles se encuentran descritos en el manual de operación de los equipos para minimizar el riesgo presente en un arco eléctrico, dentro de las acciones a ejecutar con los trabajadores se encuentra la socialización de dicho pasos previo a la implementación del protocolo; así como también la elaboración y divulgación de los procedimientos en seguridad aplicables que permitan verificar la existencia de controles de riesgo aplicables en cada situación y el personal cuente con los elementos de protección (casco, guantes, botas, gafas, tapete, uniforme) y herramientas (alicates, destornilladores, pinza multi amperimétrica) con el aislamiento adecuado para la elaboración de la actividad, las tensiones en circuito abierto pueden llegar hasta 1000 voltios en el lado de los paneles.

Durante la instalación, operación y mantenimiento de la instalación eléctrica es potencialmente probable se presente cortocircuitos al exponerse a contactos directo con los bornes de conexión de los equipos, los equipos tienen en las cajas de conexiones eléctricas guardas de seguridad y aislamiento. Los cuáles ante una negligencia o impericia de no técnicos puede generar un accidente, para ellos se debe contar con la marcación de riego eléctrico mediante símbolos como reza el artículo 6.1.1 del anexo general del RETIE Resolución 90708 de 2013, además contar con la herramienta y elementos de protección con aislamiento adecuado para la elaboración de la actividad como fue mencionado anteriormente, la intervención en la instalaciones eléctricas solo debe ser realizada por personal Técnico, Tecnólogo, Ingeniero de

la electrotecnia, capacitado y entrenado en energía solar fotovoltaica. No es permitido manipular las conexiones eléctricas en presencia de tensión, para ello se debe implementar el procedimiento de desconexión, bloqueo y etiquetado para interrumpir el paso de la corriente, eliminando la probabilidad de electrocución por contacto directo.

Para la instalación y mantenimiento de la planta, es procedente suspender las actividades ante una amenaza de tormenta o lluvia con el fin de minimizar la probabilidad de descargas eléctricas a personas, que puedan generar un impacto negativo al cliente y la empresa. Para ello se debe contar con la autorización y coordinación del personal de seguridad del cliente o contratista con el fin de adoptar medidas preventivas que pueden ser consignadas en el formato de suspensión de trabajos. Es procedente evaluar antes del reinicio las condiciones del lugar de trabajo sean adecuadas y se cuente con la autorización del personal de seguridad y el Ingeniero a cargo del proyecto por parte del Cliente.

NOTA 1: Es necesario mantener actualizado y socializar con los trabajadores los permisos de trabajo de alto riesgo al igual que los análisis de trabajo seguro. Dado que las condiciones de lugar de trabajo pueden variar de un día al otro, la vigencia máxima de un permiso de trabajo es un día y se requiere uno adicional cuando se presente algún cambio en el entorno que cambie las condiciones de trabajo y vulnere la seguridad de los trabajadores, los equipos, la vida animal y vegetal.

ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL

Botas con símbolo de riesgo eléctrico

Cabeza de persona con casco

Gafas

Guantes

NOTA 2: Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro

NOTA 3: De deben cumplir con las distancias mínimas de seguridad adaptadas de la NFPA 70 e IEEE 1584:

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

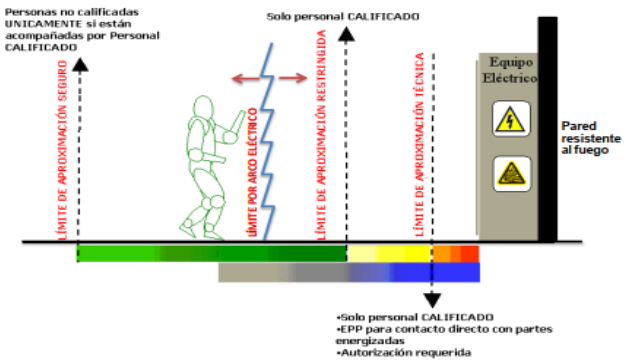


Imagen 1. Distancias de seguridad

Conforme el artículo 13.4 del RETIE, de cumplimiento con las distancias mínimas de seguridad para trabajos en o cerca de partes energizadas en el lado AC tabla 13.7 salida y 13.8 para la entrada DC del inversor (es) personal sin competencia o formación en la electrotecnia UNICAMENTE si está acompañado (a) por personal CALIFICADO debe permanecer a 3 metros de distancia horizontal de los equipos energizados. Para personal CALIFICADO con autorización y elementos de protección personal con el equipo energizado puede hacer una aproximación técnica de evitar contacto para el lado AC y 1 m para las conexiones DC del inversor (es) y panel (es). Estas barreras buscan prevenir lesiones a trabajadores, visitantes y son requerimientos básicos para la seguridad eléctrica, para ellos es procedente que personal que ingrese al sitio de la instalación cuente con los siguiente (s) EPP.

f. Nivel tensión óptima tensiones disponibles.

Se ha determinado el acoplamiento o punto de inyección del sistema en Baja tensión ubicado en dos: Tablero de distribución No.1 y Tablero de distribución No.2 o general en baja tensión a punto de conexión: 220/127V, según la norma NTC 1340 se asocia al nivel I (Baja tensión).

g. Campos electromagnéticos.

Conforme el artículo 14.4 del anexo general del RETIE resolución 90708 de 2013, se muestran los valores máximos permitidos por el RETIE para la exposición de personas a campos electromagnéticos.

TIPO DE EXPOSICIÓN	INTENSIDAD DE CAMPO ELECTRICO (kV/m)	DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO (μT)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas	8,3	1000
Exposición del público general	4,16	200

Tabla 9. RETIE 14.1 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.

Para redes de distribución y uso final, el valor de exposición al público debe medirse a partir de las distancias de seguridad, donde se tenga la posibilidad de permanencia prolongada de personas (hasta 8 horas) o en zonas de amplia circulación del público; para nuestro caso no aplican cálculos dado a que los equipos e instalación se encuentra fuera de la exposición a personas por tiempo prolongado en áreas aisladas y de acceso restringido.

h. Sistema de puesta a tierra.

No se realiza cálculo de sistema de puesta a tierra ya que el local posee una malla a tierra entrada de la alimentación y a la cual están conectados los conductores de tierra de cada uno de los alimentadores que van desde el tablero de distribución general a las diferentes cargas, por lo cual se infiere que el alimentador que llega al local tiene un conductor que está conectado a la malla a tierra general desde la subestación. El calibre del conductor usado para la puesta a tierra de los paneles, inversor y tablero de interconexión se determinará según los calibres de los conductores de acometida de acuerdo con la sección 250 Norma NTC 2050

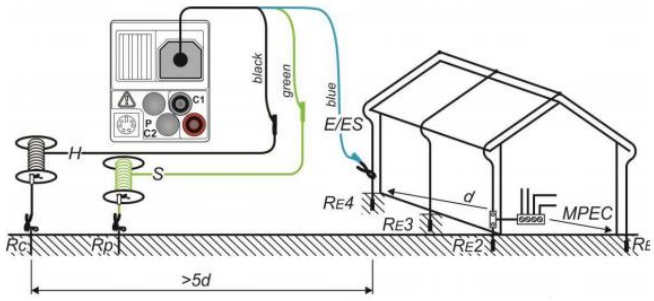
El conductor desnudo o con aislamiento de color verde para la conexión a tierra, el barraje a tierra y electrodos de puesta a tierra, hacen parte de un sistema de puesta tierra existente, adicionalmente existe un sistema de apantallamiento de acuerdo con la norma NTC 4552-2. Todos los equipos del sistema fotovoltaico serán puestos a tierra para la protección y la seguridad de las personas, 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.

Se realizó la medición del sistema de puesta a tierra (SPAT). Los valores de la medición están dentro del valor recomendado por la normatividad RETIE (Articulo 15.4) (< 10 ohm).

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión.(y metálicas o con cable de guarda de distribución)	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω

Tabla 10. Valores de resistencia de sistemas de puesta tierra.

Para efectuar esta comprobación, se realizó un método a través del cual, una pinza emisora y otra receptora se coloca en el cable que está vinculado al sistema de puesta a tierra, y el instrumento nos da un resultado en ohm. Es cada vez más frecuente al realizar mediciones de tierra el encontrarse con sistemas de puestas a tierra con un gran número de electrodos/picas conectados entre sí, o con sistemas interconectados con otros. En estos casos se recomienda utilizar el método sin picas, mediante 2 pinzas. El medidor de Tierras y Aislamiento puede llevar a cabo este tipo de medición, siendo además prácticamente inmune a señales de alta frecuencia, gracias a una técnica especial patentada de que disponen.



En las fotografías 1 se evidencia el método y resultado de la medida realizada en la malla a tierra de la vivienda.

Fotografía 1. medición de resistencia a tierra principal.

De acuerdo con las mediciones de equipotencialidad anteriores se observa que todos los tableros eléctricos anteriormente mencionados cumplen con la normatividad y por lo tanto el conductor de protección de tierra tiene la continuidad apropiada que garantiza la equipotencialidad de todo el sistema eléctrico de la instalación con el sistema de puesta a tierra.

La medición de la malla a tierra principal arroja un resultado de 0.8 – 0.10 Ω con el método de las 2 pinzas. Teniendo en cuenta los rangos de valores descritos en: RETIE (artículo 15.4), ANSI/IEEE80, NTC 2050, NTC 4552. El sistema de malla tierra cumple con los requerimientos normativos, con ello se garantiza que ante alguna eventualidad de falla, la descarga se direccione siempre hacia tierra protegiendo a los seres vivos.

i. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

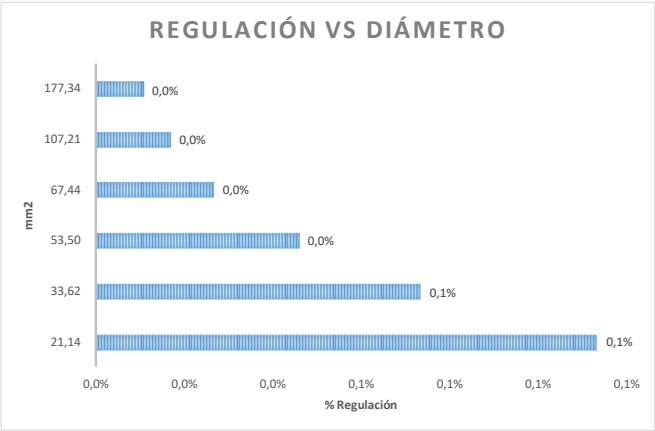
I. cable solar FV

La máxima tensión de entrada permitida en el inversor String equivale a la máxima tensión nominal del sistema fotovoltaico en circuito abierto Voc de conformidad con la sección 690-7.a) de la NTC 2050 y para cada inversor del proyecto ABB el límite máximo está definido por fábrica en 1000V DC.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL CONDUCTOR

XLPE 2000V 90°C

Tipo de instalación	**Fotovoltaica**
Especificaciones STC de un panel fotovoltaico	
Potencia Pmax	390
Voltaje máximo Vmp	41,1
Voltaje en circuito abierto Voc	49,3
Corriente máxima Imp	9,49
Corriente de Cortocircuito Isc	10,2
Coeficiente de Cortocircuito %/°C	0,05
Coeficiente de circuito abierto %/°C	-0,38
Especificaciones de entrada del inversor	
Volatje máximo del sistema	60 Vmax
Maximo voltaje operación Circuito abierto	1000 Voc
Corriente de corto por cada MPPT	59 Amppt
Configuración del sistema por inversor	
Paneles en serie	3
Cadenas o string por seguidor MPPT	1
Cantidad de seguidores MPPT del inversor	1
Cantidad de Inversores	1
Longitud cable solar hasta Inversor m	**1**
STC: Radiación 1000W/m2 - 25°C - AM: 1,5	



Regulación o caida de Tensión

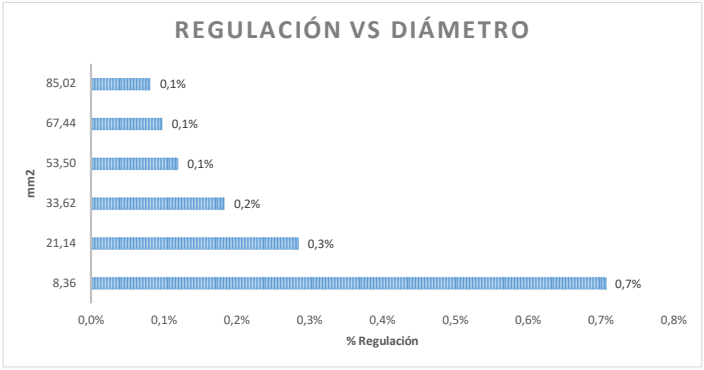
Para el calibre	14	12	10	8	6	4	**Referencia**
Material	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	
Conduit	Acero	Acero	Acero	Acero	Acero	Acero	
Máxima Temperatura del lugar	26	**Mínima Temperatura dellugar**		20	**Lugar:**	Cali - Valle	**IDEAM**
Corriente en una cadena (Tmax)	10,4	Corriente por cadenas conectadas al inversor			10,4	OK...	Ecuación [13]
Voltaje en un panel (T min)	50,2	Voltaje en la entrada del invesor			150,7	OK...	Ecuación [14]
Resistencia ca (Ohm/km) monopolar	8,21	5,31	3,34	1,95	1,24	0,80	Esp. Fabrica Cable
% Caida de tensión por cadena	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	Ecuación [15]
Corriente nominal del cable	30	41	55	70	96	132	Tabla Centelsa / Procable
Corección por temperatura ambiente 31°C - 35°C	29	39	53	67	92	127	Tabla 310-16 NTC2050
Corección por agrupamiento 7 a 9 conductores	20	28	37	47	65	89	Sec. 310 - 16,Nota 8-a)
Comprobación de la capacidad de corriente	OK...	OK...	OK...	OK...	OK...	OK...	
Pérdidas electricas del conductor (kW-h)							
Perdidas de potencia KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Ecuación [16]
Perdidas de energía al día kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Ecuación [11]
Costo de las perdidas al año kWh	2.356,4	1.525,5	959,7	559,7	355,9	228,2	Ecuación [12]

Ahora, la tensión nominal de la fuente fotovoltaica corresponde a la suma de las tensiones en circuito abierto de los módulos eléctricamente conectados en serie y corregida en función del coeficiente térmico para Voc a la mínima temperatura del lugar donde se realizará la instalación. NEC 690.7(A). El conductor seleccionado para transportar la corriente DC de (los) panel (es) hasta la (s) entrada (s) de (los) cable cobre 12 AWG UV XLPE 2000VDC 90°C, 1 String de 3 paneles o cadenas para cada inversor, cable puesta a tierra desnudo calibre 8 AWG cobre, dando cumplimiento al límite técnico definido para la regulación en la sección 215-2. b) Nota 2 de la NTC 2050 para circuitos alimentadores hasta 3%. Los costos anualizados, asociado a las pérdidas de energía eléctrica que experimenta todo conductor con el paso de la corriente y longitudes del circuito para el calibre selecciona están calculados conforme el CUE (costo unitario de la energía $/kWh) en 1.525.5 pesos el primero año de operación aproximadamente.

II. salida del(los) inversor(es) a punto de conexión a red

Para el cálculo económico de conductor AC se ha realizado el siguiente análisis comparativo entre diferentes calibres de conductores. Se ha empleado información base del cliente como lo es el costo unitario aproximado de la energía, nivel de tensión de acoplamiento del sistema y datos eléctricos de los inversores y distancias desde estos hasta el punto de conexión en las subestaciones.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL CONDUCTOR							
THHW, THHWN-2 o THHN							
Tipo de instalación							
Monofásico Si (1) No(0)	**0**						
Potencia nominal kW	1,65						
Voltaje	**220**						
Corriente nominal	**7,5**						
Trifásico Si(1) No(0)	**1**						
Máxima potencia de salida kW	5						
Potencia nominal HP=0,746kW	**6**						
Voltaje linea VFF [VFF x Raiz (3)]	**220**						
Voltaje fase VLN [VFF/Raiz(3)]	127						
Corriente maxima de salida	14						
Longitud del circuito (m)	**50**						
Conductores por fase	**1**						
Factor de potencia Cosϕ	**0,90**						
Seno del ángulo Sen ϕ	**0,44**						
Costo del kilovatio	**360**						
Horas de funcionamiento día	**12**						
Regulación o caida de Tensión							
Para el calibre	8	4	2	1/0	2/0	3/0	**Referencia**
Material	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	Cobre	
Conduit	PVC	PVC	PVC	PVC	PVC	PVC	
Resistencia ca (Ohm/km) monopolar	4,27	1,67	1,05	0,656	0,525	0,427	Tabla 9 - NTC2050
Reactancia del conductor (Ohm/km) monopolar	0,213	0,197	0,187	0,18	0,177	0,171	Tabla 9 - NTC2050
Impedancia eficaz Eq. para Cosϕ= 0,9	1,312	0,530	0,342	0,223	0,183	0,153	Ecuación [6], [8]
% Caida de tensión	0,7%	0,3%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	Ecuación [7]
Corriente nominal del conductor	55	95	130	170	195	225	Tabla 310-16 NTC2050
Corriente nominal 1 conductores por fase	55	95	130	170	195	225	Ecuación [17]
Corección por temperatura ambiente 31°C - 35°C	53	91	125	163	187	216	Tabla 310-16 NTC2050
Corección por agrupamiento 4 a 6 conductores	42	73	100	131	150	173	Sec. 310 - 16,Nota 8-a)
Comprobación de la capacidad de corriente	OK...	OK...	OK...	OK...	OK...	OK...	
Pérdidas electricas del conductor (kW-h)							
Perdidas de potencia KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Ecuación [10]
Perdidas de energía al día kWh	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	Ecuación [11]
Costo de las perdidas al año kWh	58.281,2	23.527,7	15.200,4	9.904,4	8.139,1	6.794,4	Ecuación [12]



El conductor seleccionado para transportar la corriente AC de los inversores hasta el punto de conexión a red en la subestación es cable cobre THHN/THWN-2 8 AWG 600V 90°C, 1 conductores por fase hasta el interruptor de 220V – Tablero Distribución Sistema Solar, cable puesta a tierra en cobre THHN/THWN-2 8 AWG 600V 90°C según Tabla250-95 de la NTC 2050, dando cumplimiento al límite técnico definido para la regulación en la sección 210-19. Nota 4 de la NTC 2050 para circuitos alimentadores hasta 5% y tabla 250-95 de la NTC 2050.

Los costos anualizados, asociado a las pérdidas de energía eléctrica que experimenta todo conductor con el paso de la corriente y longitudes del circuito para el calibre selecciona están calculados conforme el CUE (costo unitario de la energía $/kWh) en 58.281,2 pesos aproximadamente el primero año de operación aproximadamente. Una vez analizado los calibres mayores a 2 AWG también cumplen el criterio de regulación anterior, seleccionar un calibre por encima no es necesario teniendo en cuenta los factores de corrección de temperatura y agrupamiento de que afectar la capacidad de corriente del conductor seleccionado es adecuado y cumple el criterio técnico a un costo competitivo.

j. Cálculo de protecciones contra sobrecorrientes.

La capacidad del interruptor automático de protección contra sobre corrientes en la salida de cada inversor al tablero de distribución se ha determinado en 25A a 220V 5kA de acuerdo con el siguiente cálculo:

CALCULO PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE, SALIDA INVERSOR A RED ELECTRICA

Corriente máxima de salida de Microinversor – A	22.5	Configuración Inversor
Factor de Seguridad	25%	SECCIÓN 690-8 a)
Corriente de protección – A	27.1	Ecuación [18]
Capacidad del interruptor - A	25	SECCIÓN 240-3 a)
Corriente de corte – kA	5.0	Datasheet
Numero de polos	3	Datasheet

Tabla 11. Calculo Protecciones AC.

CALCULO PROTECCIÓN DIFERENCIAL, SALIDA A INVERSOR

Corriente máxima de salida de cada inversor – A	22.5	Calculado
Factor de Seguridad	25%	SECCIÓN 690-8 a)
Corriente de protección A	32	Ecuación [18]
Sensibilidad mm A	300	SECCIÓN 240-3 a)
Voltaje máximo de funcionamiento V	220	Datasheet

Tabla 12. Especificación cálculo de protección diferencial.

La capacidad de corriente de los conductores del sistema fotovoltaico y la corriente nominal de disparo son seleccionadas conforme la sección 690-8 a) de la NTC 2050 y la sección 240-60 del mismo código eléctrico.

CALCULO PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE, ENTRADA FV A INVERSOR

Corriente máxima de cada cadena o String - A	9,5	Calculado
Factor de Seguridad	25%	SECCIÓN 690-8 a)
Corriente de protección	11,8	Ecuación [18]
Capacidad del Fusible 10x38mm - A	15	SECCIÓN 240-3 a)
Voltaje máximo de funcionamiento del fusible	1000	Datasheet

Tabla 13. Calculo Protecciones DC.

Según el código eléctrico nacional NTC2050 en la sección 240-3. b) se permite usar el dispositivo de protección contra sobre corriente inmediatamente superior al calculado anteriormente, de esta forma y de conformidad con la sección 240-6.a) la capacidad normalizada para este dispositivo será de 15 A en concordancia con la recomendación del fabricante. En los circuitos de fuente fotovoltaica se permite emplear conductores de cobre suave o de aluminio de acuerdo con el capítulo 3 del RETIE y las prescripciones según la tabla 20.9 del RETIE para cables o alambres especificados en mm2.

k. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canaletas y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)

Tubo galvanizado cables AC hasta el (los) inversor (es).

Cable Seleccionado	Área - A	Cantidad - C	Área requerida D x C
THHN/THWN-2 cobre 8 AWG 90ºC 600V	96,1	4	384,3 mm2
Cable Cu 8AWG desnudo	10,8	1	10,8 mm2
NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES COMPACTOS EN TUBO CONDUIT METÁLICO INTERMEDIO TIPO IMC – CAPITULO 9 DE LA NTC 2050.		Subtotal área	395,0 mm2
		Área Requerido AR	395,0 mm2
			4,0 cm2
			0,000 m2
Ocupación debe ser ≤ 40%, el resultado: Si cumple		AR/AT	3,52%
Especificaciones mecánicas Tubo			
Tipo	**Diámetro interno**		**Area disponible**
IMC 1" largo 3 mts	0,12 mts		0,011 m2

En base a la Tabla C4 de la NTC 2050 para el número máximo de conductores en tubo Conduit metálico intermedio tipo IMC se ha seleccionado para el cable solar Tubo tipo IMC o intermedio de 1 pulg diámetro (59,74 mm interior) y el criterio: Ocupación del ducto (Área total del conductor / Área interior del tubo) x 100 debe ser menor o igual 40%, el resultado es 37,34% de ocupación, si cumple esta condición.

tubo galvanizado cables AC desde el tablero de distribución nuevo hasta la entrada en el punto de inyección a la red.

Cable Seleccionado	Área - A	Cantidad - C	Área requerida D x C
THHN/THWN-2 cobre 8 AWG 90ºC 600V	82.301,9	4	329207,5 mm2
Cable Cu 8AWG desnudo	96,1	1	96,1 mm2
NÚMERO MÁXIMO DE CONDUCTORES COMPACTOS EN TUBO CONDUIT METÁLICO INTERMEDIO TIPO EMT – CAPITULO 9 DE LA NTC 2050.		Subtotal área	329303,6 mm2
		Reserva (0,0%)	0,0 mm2
		Área Requerido AR	329303,6 mm2
			3293,0 cm2
			0,329 m2
Ocupación debe ser ≤ 40%, el resultado: No cumple		AR/AT	2937,00%
Especificaciones mecánicas Tubo			
Tipo	**Diámetro interno**		**Area disponible**
IMC 1" largo 3 mts	0,12 mts		0,011 m2

En base a la Tabla C12 de la NTC 2050 para el número máximo de conductores en tubo EMT, se ha seleccionado de 1 pulg diámetro (120 mm interior) y el criterio: Ocupación del ducto (Área total del conductor / Área interior del tubo) x 100 debe ser menor o igual 40%, el resultado es 39,27% de ocupación, si cumple el requisito.

l. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Se presentan los cálculos y curvas obtenidas como resultado de las simulaciones para cálculo de corrientes de cortocircuito en cada uno de los ramales y barrajes del sistema; además del estudio de coordinación de protecciones donde se evidencia de forma gráfica el comportamiento termomagnético de las curvas asociadas a los diferentes tipos de Interruptores.

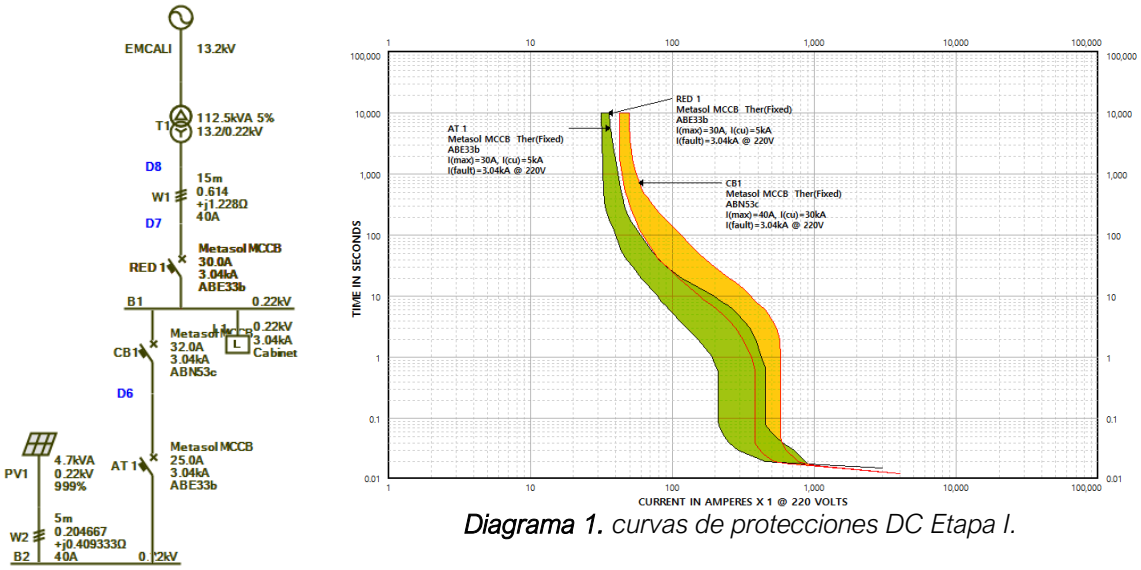


Diagrama 1. curvas de protecciones DC Etapa I.

m. Pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

En este apartado se procede a realizar una comparación entre las pérdidas de energía asociadas a las incidencias registradas que afectan a la producción como los armónicos y factor de potencia. El sistema solar fotovoltaico conectado a red descrito anteriormente hace uso de un inversor de la marca FIMER/ABB tienen la posibilidad monitorear la distorsión armónica total de corriente (THDI) en el punto de conexión con la red eléctrica y se desconecta si este valor supera un cierto límite estipulado por el estándar IEC/EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, estos estándares o normas fijan límites a la emisión de armónicos por equipos incluidos dentro del campo de aplicación fotovoltaica. los inversores FIMER/ABB al ser certificados por estos estándares garantizan que el valor la THDI sea inferior al 3% por lo cual, si presenta una inyección o circulación de corrientes armónicas al interactuar con la red eléctrica debido a la diferencia de impedancias se generaría una situación anómala que el inversor detecta y se activa automáticamente su modo protección anti-isla (islanding). Finalmente, se puede afirmar que la conexión a la red de distribución eléctrica del inversor FIMER/ABB, cumplen con los estándares internacionalmente 1 , por lo tanto, no afectan la calidad del servicio eléctrico en cuanto a armónicos ya que las distorsiones que inyectan a la red son significativamente menores que las inyectadas por las cargas de los usuarios.

n. **Regulación de tensión.**

De conformidad con el límite técnico de regulación que limite de caída de tensión y evite la tensión se reduzca hasta en un 5% en el tramo más alejado de la fuente o punto de conexión, en ese orden se han realizado las validaciones pertinentes y los conductores seleccionados cumple, ofrecen una eficiencia razonable de funcionamiento según la sección 210-19 a) 4). Un cuadro resumen es mostrado a continuación:

Acometida	Cableado	Longitud (km)	Vmax (V)	V(%)	Referencia
Panel(es) - Inversor (es)	Cable solar cobre 12 AWG UV XLPE	0,01	60	0.9 %	Sec. 210-19 NTC 2050
Inversor (es) – punto de inyección	Cable 8 AWG THHN/THWN 90°C 600V	0,02	220	0.2 % / 0.3 %	Sec. 210-19 NTC 2050

o. **Clasificación de áreas.**

No aplica: La instalación eléctrica no es clasificada como peligrosa o de alto riesgo, debido que no se generan atmosferas potencialmente explosivas en condiciones de operación. **Según artículo 28.3 Instalaciones Especiales del anexo general del RETIE resolución 90708 de 2013.**

p. **Diagramas unifilares.**

Ver anexo: Diagrama Unifilar Asbuilt y detalles

q. **Planos y esquemas eléctricos para construcción.**

Ver anexo: Diagrama Unifilar Asbuilt y detalles

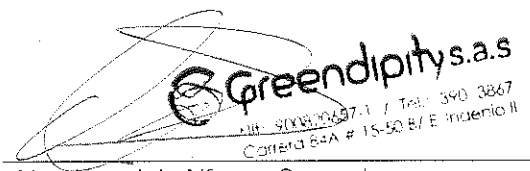
r. **Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.**

Ver anexo: Diagrama Unifilar Asbuilt y detalles y certificados de conformidad

s. **Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.**

Se encuentran definidas en la nota 3 Medidas para mitigar el riesgo eléctrico, en el análisis de riesgo eléctrico de esta memoria. Conforme el artículo 13.4 del RETIE resolución 90708 de 2013.

NOTA: ***Para efectos de certificación de conformidad con el RETIE y bajo la gravedad de juramento, quien suscribe a continuación queda exonerado de cualquier responsabilidad por adulteración parcial o total; sin previa autorización por escrito. Declaro que el contenido de este documento es cierto y se encuentra soportado por los calculo y métodos aquí mencionados.***



Nombre: Jair Alfonso Saavedra
Ing. Electricista

ECUACIONES EMPLEADAS EN LA MEMORIA **CONSECUTIVO**

$$DMD_{Año\ n} = DMD_{Año\ 0}\ (1 + r)^n$$

Dónde:
$DMD_{Año\ n}$: Es la demanda proyectada al año n [1]
$DMD_{Año\ 0}$: Demanda inicial o año "0"
r: Tasa de crecimiento de la demanda de energía al año n
n: Equivale al año donde se va a proyectar el incremento

$$Factor\ Multiplicador\ = I_{nominv}\ \times 1.25$$

Donde: [2]
1.25: Factor Multiplicador
I_{nominv}: Corriente nominal del inversor

$$V_{DPS} = Tension\ maxima\ Campo\ FV\ \times factor\ de\ operación$$

[3]

Donde:
1.1: Factor de Operación

$$I_{CC}Secundario = I_{Nom} \times M$$

$Donde$: [4]
I_{cc}: Corriente de cortocircuito
M: Factor Multiplicador
I_{Nom}: Corriente nominal del secundario del transformador de potencia

$$I_{CC}Primario = I_{CC}Secundario\ x\ \times \frac{E_2}{E_1}$$

$Donde$:
I_{cc}: Corriente de cortocircuito [5]
E_2: Tensión de línea en el secundario del transformador de potencia
E_1: Tensión de línea en el primario del transformador de potencia

$$Z_{EF} = R\ \cos\theta + X \sin\theta$$

$Donde$:
Z_{EF}: Impedancia eficaz del conductor Tabla 9 NTC 2050 (Ohm/Km)
R: Es la resistencia a corriente alterna del conductor Tabla 9 NTC 2050 (Ohm/Km) [6]
X: Es la reactancia del conductor Tabla 9 NTC 2050 (Ohm/Km)

$$\Delta V_F(\%) = \frac{L \times Z_{EF} \times I_{nom}}{V_L}$$

Donde: [7]
ΔV_F: Caída de tensión trifásica del cableado (%)
L: Longitud de cable por polo por fase del circuito (Kilómetro)
V_L: Voltaje entre líneas del sistema AC (voltaje)
I_{nom}: Corriente nominal AC

$$\Delta P_{AC} = \frac{L \times Z_{EF} \times I_{Nom^2}}{1000}$$

Donde:
ΔP_{AC}: Perdida de potencia (kilovatios) [10]
L: Longitud de cable por polo por fase del circuito (Kilómetro)
Z_{EF}: Impedancia eficaz del conductor Tabla 9 NTC 2050 (Ohm/Km)
I_{Nom}: Corriente nominal del secundario del transformador de potencia

$$\Delta E = \Delta P \times h_{Func}$$

Donde:
ΔE: Perdida de energía al día (kilovatios hora / día) [11]
ΔP: Perdida de potencia (kilovatios)
h_{Func}: Horas de funcionamiento del circuito (hora)

$$C_E = \Delta E \times CUE$$

Donde:
C_E: Costo de las pérdidas de energía (moneda nacional Pesos - COL) [12]
ΔE: Perdida de energía al día (kilovatios hora / día)
CUE: Costo unitario de la energía ($/kWh)

$$I(Tmax)_{DC} = I_{SC} \times \{Isc_{STC} \times (T_P - T_{STC}) \times K_{ISC}\}$$

$$T_P = 40° \times T_{max}$$

Donde:
$I(Tmax)_{DC}$: Corriente de cortocircuito a máxima temperatura (amperios) [13]
Isc_{STC}: Corriente de cortocircuito del panel en condiciones de laboratorio (amperios)
T_{max}: Temperatura máxima ambiente del lugar (grados centígrados)
T_P: Temperatura en la superficie del panel (grados centígrados)
T_{STC}: Temperatura de prueba del panel en laboratorio 25°C (grados centígrados)

K_{ISC}: Coeficiente de corrección corriente de cortocircuito por temperatura suministra el fabricante del panel (grados centígrados)

$$V(Tmin)_{DC} = V_{OC} \times \{V_{OC} \times (T_{min} - T_{STC}) \times K_{VOC}\}$$

Donde:
$I(Tmin)_{DC}$: Voltaje en circuito abierto a mínima temperatura (voltaje)
V_{OC}: Voltaje en circuito abierto del panel en condiciones de laboratorio (amperios) [14]
T_{min}: Temperatura mínima ambiente del lugar (grados centígrados)
T_{stc}: Temperatura de prueba del panel en laboratorio 25°C (grados centígrados
K_{VOC}: Coeficiente de corrección voltaje en circuito abierto por Temperatura suministra el fabricante del panel (grados centígrados)

$$\Delta V_{DC} = \frac{(2 \times L \times R \times I)}{V(T_{min})dc}$$

Donde:
V_{OC}: Caída de tensión en corriente directa del cableado solar (%) [15]
V_{OC}: Longitud de cable del circuito (Kilómetro)
$V(T_{min})$dc : Voltaje en circuito abierto a mínima temperatura (voltaje)
R: Resistencia DC del cable solar por unidad de longitud (Ohm/Km)

$$\Delta P_{AC} = \frac{2 \times L \times R \times I_{ISCFV^2}}{1000} \times \eta_{FV}$$

Donde:
ΔP_{OC}: Perdida de potencia (kilovatios)
L: Longitud de cable por polo por fase del circuito (Kilómetro) [16]
R: Resistencia del cable solar por unidad de longitud (Ohm/Km)
I_{ISCFV}: Corriente de cortocircuito de la cadena a máxima temperatura (amperios)
η_{FV}: Eficiencia global del sistema después de tener en cuenta todas las pérdidas del sistema 0,84.

$$I_{Non-Fase} = N_{CF} \times I_{NomCond}$$

Donde:
$I_{Nom-Fase}$: Corriente nominal por fase (amperios) [17]
N_{CF}: Número de conductores por fase
$I_{NomCond}$: Corriente nominal un conductor (amperios)

$$I_P = k \times I(T_{max})_{DC}$$

Donde:
I_P: Corriente de protección (amperios)
k: Factor multiplicado 1,25 definido por la sección 690-8 a) NTC 2050 [18]
$I(T_{max})_{DC}$: Máxima corriente de los paneles en condiciones de máxima temperatura

$$I_{Nom} = \frac{kVA \times\ 1000}{E2}$$

Donde: [19]
I_{Nom}: Corriente nominal del secundario del transformador de Potencia
kVA: Potencia Nominal del transformador
E_2: Tensión de línea en el secundario del transformador de potencia

$$Factor\ Multiplicador\ = \frac{100}{Z(\%)}$$

Donde: [20]
$Z_{\%}$: Impedancia De Cortocircuito transformador

$$I_{cc}Secundario = I_{Nom} \times Factor\ Multiplicador$$

Donde: [21]
I_{CC}: Corriente de cortocircuito
I_{Nom}: Corriente nominal del secundario del transformador

$$I_{cc}Primario = I_{cc}\,Secuandario \times \frac{E2}{E1}$$

Donde:
I_{CC}: Corriente de cortocircuito (amperio) [22]
E_2: Tensión de línea en el secundario del transformador de potencia (voltaje)
E_1: Tensión de línea en el primario del transformador de potencia (voltaje)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS No 2021-0206

Yo JAIR ALFONSO SAAVEDRA PATIÑO mayor de edad, identificado con la CC. No. 1144126676, en mi condición de INGENIERO (ingeniero, tecnólogo o técnico), portador de la matrícula profesional No. VL205-120620, declaro bajo la gravedad del juramento, que la instalación descripción INSTALACION SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED LAGUNA SECA, localizada en (dirección) Parcelación Campestre Laguna Seca Casa 55, Yumbo, Valle del Cauca, del municipio de YUMBO - VALLE CAUCA, de propiedad de ACONDICIONAR INGENIEROS SAS, CC. No. o NIT 805.028.002-7, cuya construcción estuvo a mi cargo, cumple con todos y cada uno de los requisitos que le aplican establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Incluyendo los de producto que verifique con los certificados de conformidad que examiné y el análisis visual de aspectos relevantes del producto.

(X) (solo si requiere diseño detallado) Igualmente, declaro que la construcción de la instalación eléctrica se ciñe al diseño efectuado por el(los) ingeniero(s) : JAIR ALFONSO SAAVEDRA con matrícula(s) profesional(es) #(s) VL205-120620 diseño que hace parte de la memoria de la instalación y se reflejan en la construcción de la instalación y los planos finales que suscribo y hacen parte integral de esta declaración.

O

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

En constancia se firma en la ciudad de CALI el 02 de FEBRERO del 2021

Firma

Greendipity s.a.s
NIT: 900820657-1 / Tel: 370 3367
Carrera 84A #15-50 E1 Ingenio II

003

Dirección domicilio CARRERA 41# 8 -12 Teléfono (2) 370 2033

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

Relación de documentos anexos incluyendo plano o esquema definitivo:

Planos - Diagramas Unifilares
Auto declaración de cumplimiento
Copia de Matricula Profesional
Ingeniera a detalle
Certificados de Conformidad y Fichas Técnicas Equipos