

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DECLARACION DE CUMPLIMIENTO DEL
REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS No. 002

Yo **ALVARO ALONSO LOPEZ LOPEZ** mayor de edad, identificado con CC. No. **1.058.324.649**, en mi condición de **Tecnico** (ingeniero, tecnólogo o técnico), portador de la matrícula profesional No. **1058324649-84317**, declaro bajo la gravedad del juramento, que la instalación (Descripción) **Ampliación de instalación con un sistema solar fotovoltaico, desde tablero principal existente, circuito alimentador en cable 4 AWG Cu, con protección termomagnética 2x80A, 9 microinversores marca Apsystems de 1500W, 18 arreglos de paneles que constan de 1 modulo de 545W c/u marca Trina Solar para un total de 18 modulos instalados, SPT existente**, localizada en (dirección) **Carrera 122 No. 13 – 12**, del municipio de **Cali, Valle del Cauca** de propiedad de la **Junta de Accion Comunal Parcelacion El Retiro - Pance**, CC. No. o NIT **890309293-9**, 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 verifiqué con los certificados de conformidad que examiné y el análisis visual de aspectos relevantes del producto.

(1) (solo si requiere diseño detallado) Igualmente declaro que la construcción de la instalación eléctrica se ciñe al diseño efectuado por el(los) ingeniero(s): **Jorge Augusto Camacho Bonilla**, con matrícula(s) profesional(es) #(s) **CN205-27499**, 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 **28** de **abril** del **2022**.

Firma 

Dirección domicilio **Carrera 122 No. 13 - 12** Teléfono **3122693906**

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

Relación de documentos anexos incluyendo plano o esquema definitivo:

- **Matricula profesional**
- **Memorias de Calculo, Plano de conexion**

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	1 de 55

MEMORIA DE CALCULO

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO “ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE”

Diseño:



Jorge Augusto Camacho Bonilla
Ingeniero Electricista
Matricula Profesional: CN205-27499

Cali – Valle del Cauca

2022

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	2 de 55

1. INTRODUCCION

En la presente memoria se presenta el diseño eléctrico del proyecto de generación solar fotovoltaico **ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE** desarrollado en cubierta de 13,5kVA, ubicado en el municipio de Cali, Valle del Cauca.

Para el sistema solar fotovoltaico se tiene proyectado la instalación de 18 módulos solares de 545Wp con 9 microinversores de 1,5kVA, resultando un campo generador fotovoltaico de 9,81kWp, el cual abarca un área de 50,28m². Los diseños presentados en el actual documento, están basados en la normativa técnica eléctrica colombiana establecida en la NTC 2050 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE aplicables a los diseños y cálculos necesarios para el Sistema Solar Fotovoltaico **ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE**.

Posteriormente se realizará la ingeniería necesaria para el diseño conceptual y de detalle para la conexión del sistema solar fotovoltaico con el operador de red Emcali.

2. DESCRIPCION DEL PROYECTO

El proyecto consistirá en la construcción, montaje, operación y mantenimiento de un Sistema Solar Fotovoltaico de Conexión a Red de 13,5kVA. A través de la siguiente memoria de diseño se relaciona toda la ingeniería conceptual y de detalle del proyecto Sistema Solar fotovoltaica **ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE** dándole cumplimiento a la normatividad actual vigente. Con este proyecto se busca autogenerar un porcentaje de la demanda energética actual y generar excedentes de energía que serán reconocidos por el comercializador Emcali según lo establecido en la resolución CREG 174 de 2021.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	3 de 55

2.1. Características del Proyecto

- Nombre del Proyecto: ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE
- Tipo de Proyecto: Autogeneración a Pequeña Escala AGPE

Presentación de los intervinientes:

- Inversionista: JUNTA DE ACCION COMUNAL DE PARCELACION EL RETIRO - PANCE
- Empresa Desarrolladora: Klarzen Green Technology Inc. SAS ESP

Datos técnicos:

- Capacidad de potencia AC: 13,5kVA
- Capacidad del campo DC: 9,81kWp
- Cantidad de módulos solares: 18 módulos de 545Wp
- Cantidad de inversores: 9 microinversores de 1500W
- Energía generada promedio: 9870 kWh/año
- Tipo de sistema: On-Grid
- Tensión de conexión a red: 220 Vac Bifásico

2.2. Ubicación del Proyecto

El proyecto se encuentra ubicado en Cali, Valle del Cauca, en la carrera 122 No.13 - 12, a continuación, se enuncian las coordenadas Magna-Sirgas (Marco Geocéntrico Nacional de Referencia) origen Oeste y Coordenadas geográficas en donde se ubicará el proyecto. En la siguiente imagen se muestra la ubicación del proyecto por medio de un círculo rojo.

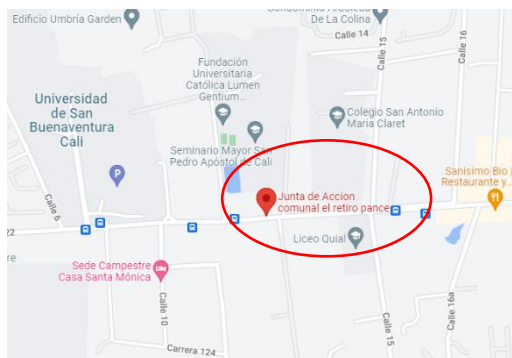


Ilustración 1. Ubicación del Proyecto ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE en el municipio de Pance, Valle del Cauca.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	4 de 55

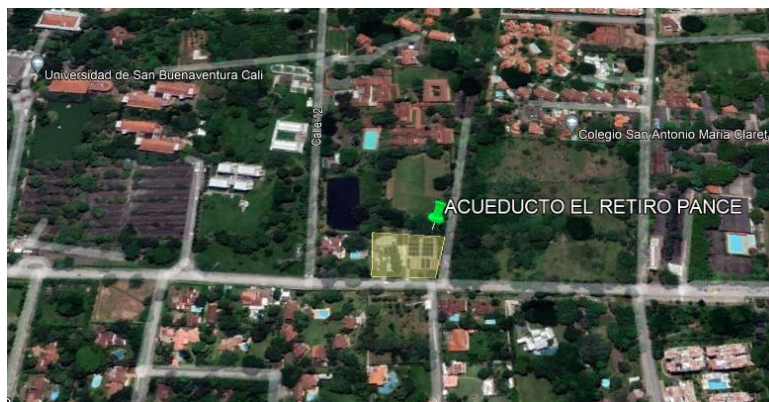


Ilustración 2. Foto aérea del Proyecto ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE.

2.2.1. Coordenadas Geográficas

Latitud: 3,34295 N
 Longitud: -76,54 W
 Altitud: 1069 m

2.2.2. Coordenadas Magna – Sirgas (Origen Oeste)

Norte: 861420,5 m
 Este: 1059733,4 m

2.3. Datos del Diseño

Con la ubicación de la cubierta a intervenir se realiza el estudio del recurso solar, para lo cual se utiliza una base de datos confiable, con unidades meteorológicas cercanas e historial de lecturas amplias para una mejor proyección del recurso. Para este proyecto se usó la base de datos de Meteonorm 7.3, la cual cuenta con 25 años de recolección de datos climáticos, resolución de precisión a 90 metros, 200 estaciones meteorológicas de alta resolución y procesamiento y resolución de datos satelitales.

2.3.1. Orientación de los Módulos Solares

Cuenta con una inclinación de aproximadamente de 10° para tener un auto lavado del módulo más eficiente y así no tener tantas pérdidas de energía por suciedad en el módulo solar.

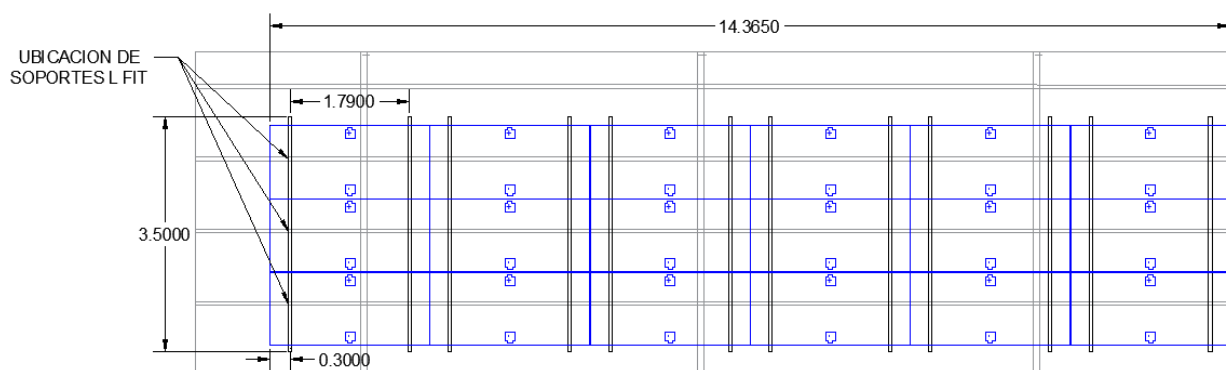


Ilustración 3. Orientación del Sistema solar fotovoltaico ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE.

2.3.2. Irradiación en la Ubicación del Proyecto

A continuación, se puede observar la base de datos de irradiación global horizontal para la ubicación del proyecto para un promedio de irradiación de 5,66 kWh/m² día.

Sitio: **La Maria (Colombia)**
Fuente de datos: **Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100%**

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	5.65	2.11	23.6	2.09	3.062	74.8
Febrero	5.44	2.44	23.9	2.09	3.389	73.6
Marzo	5.66	2.66	23.7	1.99	3.368	75.8
Abril	5.95	2.08	23.1	1.79	3.120	79.5
Mayo	5.92	2.00	23.5	1.80	2.863	78.3
Junio	6.04	1.99	23.3	1.79	2.728	77.7
Julio	6.25	2.05	23.9	2.10	2.811	73.3
Agosto	6.41	2.07	24.1	2.29	3.039	71.4
Septiembre	5.68	2.28	23.5	2.39	3.066	73.7
Octubre	5.31	2.29	23.2	2.20	3.026	76.4
Noviembre	4.57	2.15	22.7	2.00	3.038	79.5
Diciembre	4.96	2.12	23.3	2.00	3.011	77.0
Año	5.66	2.19	23.5	2.0	3.043	75.9

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 6.6%

Ilustración 4. Base de datos de Meteonorm 7.3

2.3.3. Efecto de las Sombras

Se debe evitar en todo lo posible el sombreado de los módulos solares de nuestra planta solar, aunque esto es a veces inevitable, sobre todo en instalaciones fotovoltaicas como es el caso del proyecto **ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE**, donde estamos limitados en espacio, orientación, etc.

A continuación, se observa una gráfica de iso-sombreado de sombras lejanas o sombreado de horizonte, donde se puede apreciar la evolución de la altura solar en el eje y, por el otro lado en el eje x se puede observar Acimut para el proyecto.

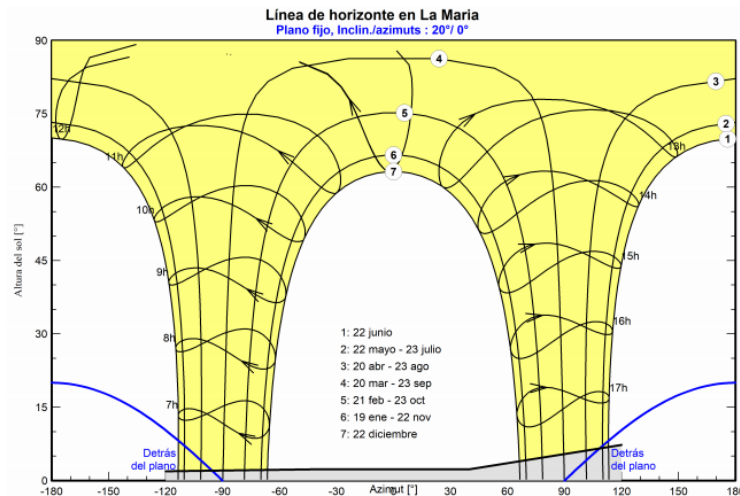


Ilustración 5. Gráfica de iso-sombreados de sombras lejanas.

2.3.4. Pérdidas en el Proceso de Generación de Energía Fotovoltaica

Sombras

Las pérdidas por sombreado son causadas por obstáculos lejanos como montañas (sombras de horizonte) o por los módulos fotovoltaicos de otras filas, árboles, edificios u otros elementos pertenecientes a la instalación (sombras cercanas) que arrojen sombras sobre los módulos.

Cuando las sombras cubren parcialmente al módulo o al string (unión en serie de los módulos) las pérdidas no se deben a la pérdida de irradiación como tal, sino que cambia el comportamiento eléctrico del generador al quedarse algunas células en sombras y otras no. Esto da lugar a las llamadas pérdidas de sombreado eléctrico.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	7 de 55

Las pérdidas de sombreado generadas por el horizonte son muy variables, pero no deberían superar el 5%. Por su parte, las pérdidas de sombreado cercano suelen estar entre un 1.5% y un 4,5%.

Pérdidas angulares y factor de IAM

Como hemos visto la potencia nominal de los módulos implica unas condiciones estándar entre las que se encuentra una masa de aire espectral de 1,5. La desviación de este efecto de la idealidad supuesta implica una reducción en la producción que debe ser tenida en consideración a la hora de determinar la producción anual de una instalación fotovoltaica.

La pérdida de potencia asociada al ángulo de incidencia es debida a la incidencia de la luz sobre la superficie de los módulos con un ángulo no normal a dicha superficie. Cuando la radiación solar incide sobre la superficie de los módulos con un ángulo distinto de 0° se producen una serie de pérdidas de potencia que aumenta según crece el ángulo de incidencia (obedecen a una ley coseno). La reflexión aumenta con el ángulo de incidencia y viene siendo alrededor de 10% a 60° (tomando como 0° el caso de incidencia normal). Por encima de este ángulo la pérdida aumenta rápidamente.

Por último, encontramos otro tipo de pérdidas dentro de este grupo que se deben a la reactancia espectral. Los dispositivos semiconductores son espectralmente selectivos, es decir, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación horaria y estacional del espectro solar respecto del espectro solar normalizado afecta al comportamiento de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas en la conversión fotovoltaica.

Las pérdidas de IAM varían en función del módulo, pero en general se encuentran entre un 1 % y un 3%.

Polvo y suciedad

La acumulación de suciedad y su efecto sobre el rendimiento del sistema es una incertidumbre que depende en gran medida del entorno de la instalación, la frecuencia de las precipitaciones, etc.

Así mismo estas pérdidas están íntimamente relacionadas con el plan de limpieza de la instalación. Según el plan de mantenimiento, está previsto realizar la limpieza de todos los paneles fotovoltaicos con agua a presión un par de veces al año.

Las pérdidas de ensuciamiento son fuertemente dependientes de las precipitaciones, por supuesto. Por lo tanto, PVsyst permite la definición de suciedad factores de pérdidas en valores mensuales. Durante la simulación, la pérdida suciedad se contabiliza como una pérdida de irradiación.

En general, las pérdidas de polvo y suciedad se encuentran en torno al 0,7% para climas de altas precipitaciones y hasta el 3,8% en zona industrial que requerirán de limpiezas periódicas

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	8 de 55

Eficiencia del módulo

Como ya se ha visto al comentar el funcionamiento del módulo y definir su eficiencia, esta no es igual bajo todas las condiciones. La temperatura afecta a las características del módulo. La corriente es relativamente estable a altas temperaturas, pero el voltaje se reduce, conduciendo a una caída de potencia a causa del aumento de la temperatura de la célula.

DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia Nominal-Pmax (Wp)*	535	540	545	550	555
Tolerancia de Potencia Nominal-Pmax (W)	0 ~ +5				
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Tensión de Circuito Abierto-Voc (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Eficiencia η (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5
*Tolerancia de Medición: $\pm 3\%$.

Ilustración 6. Características técnicas del módulo solar TSM-DE19 545W.

Mismatch

Las pérdidas por dispersión de parámetros o “mismatching” están asociadas tanto a la no uniformidad de la radiación como a que las células y/o módulos que forman el generador fotovoltaico no tienen parámetros eléctricos idénticos. No todos ellos pueden trabajar simultáneamente en su punto de máxima potencia.

La posible no uniformidad de la iluminación tiene un efecto negativo en la reducción del factor de forma de la curva I-V característica de la célula, por un efecto de la resistencia en serie y comportamiento térmico del dispositivo. A la hora de llevar a cabo la simulación se suelen considerar valores de mismatch de entre un 0,5% y un 1,5%.

Pérdidas de cableado en CC

Representan las pérdidas resistivas del cableado que va desde los módulos hasta el inversor. Se calculan a través de la caída de su tensión. Dependen de las longitudes de tirada del conductor, el material del que

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	9 de 55

está formado y la sección del mismo. En condiciones estándar las pérdidas de cableado en CC se encuentran entre un 1% y un 1,5%.

Pérdidas de cableado en AC

Representan las pérdidas resistivas del cableado que va desde el inversor al punto de interconexión. Se calculan a través de la caída de tensión. Dependen de las longitudes de tirada del conductor, el material del que está formado y la sección del mismo. La pérdida en corriente alterna, en condiciones estándar de funcionamiento, varían entre un 0,4% y un 1,5%.

Rendimiento del inversor

El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador fotovoltaico y dispone de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador (que varía en función de las condiciones ambientales de irradiación y temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes.

Independientemente del fabricante del inversor, es muy importante la relación entre la potencia nominal y la potencia pico. Si bien es cierto que, por lo general, cierto sobredimensionamiento de la potencia pico permitirá que el inversor trabaje cerca de su punto de máxima potencia, si a la hora de realizar el diseño de la planta el sobredimensionamiento es excesivo se pueden obtener pérdidas muy elevadas al paso por el inversor.

Las pérdidas del inversor dependerán del fabricante, pero siempre deben encontrarse entre un 1,5% y un 2,5%.

Degradación del módulo solar

Todos los módulos fotovoltaicos sufren degradación durante su vida útil. Este efecto produce una reducción de la potencia instalada por lo que bajara la producción a medida que avance dicha degradación. En general suelen considerarse dos efectos diferentes que explican la degradación de los módulos:

Más a largo plazo, encontramos una degradación más estable y constantes debido a la disminución de adherencia de los contactos, la corrosión de estos, deterioro del revestimiento anti reflectante, etc. Por ello es habitual, y así lo indican los fabricantes pese a garantizar casos más desfavorables, considerar unas pérdidas el primer año entre un 1,25-1,5% y a partir del segundo año entre un 0,5-0,7% anual.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	10 de 55

2.3.5. Diagrama de Perdidas

En el diagrama de la siguiente imagen representa todas las pérdidas que encontramos a lo largo del proceso de producción de energía. Del mismo modo, dicho diagrama sirve para entender el recorrido de la energía desde la captación en los módulos solares hasta la conexión a red.

El diagrama Sankey es el diagrama más habitual con el que se representan las pérdidas en una instalación fotovoltaica. La principal característica de dicho diagrama es el ancho de las flechas. Este es proporcional a las pérdidas de flujo que suponen.

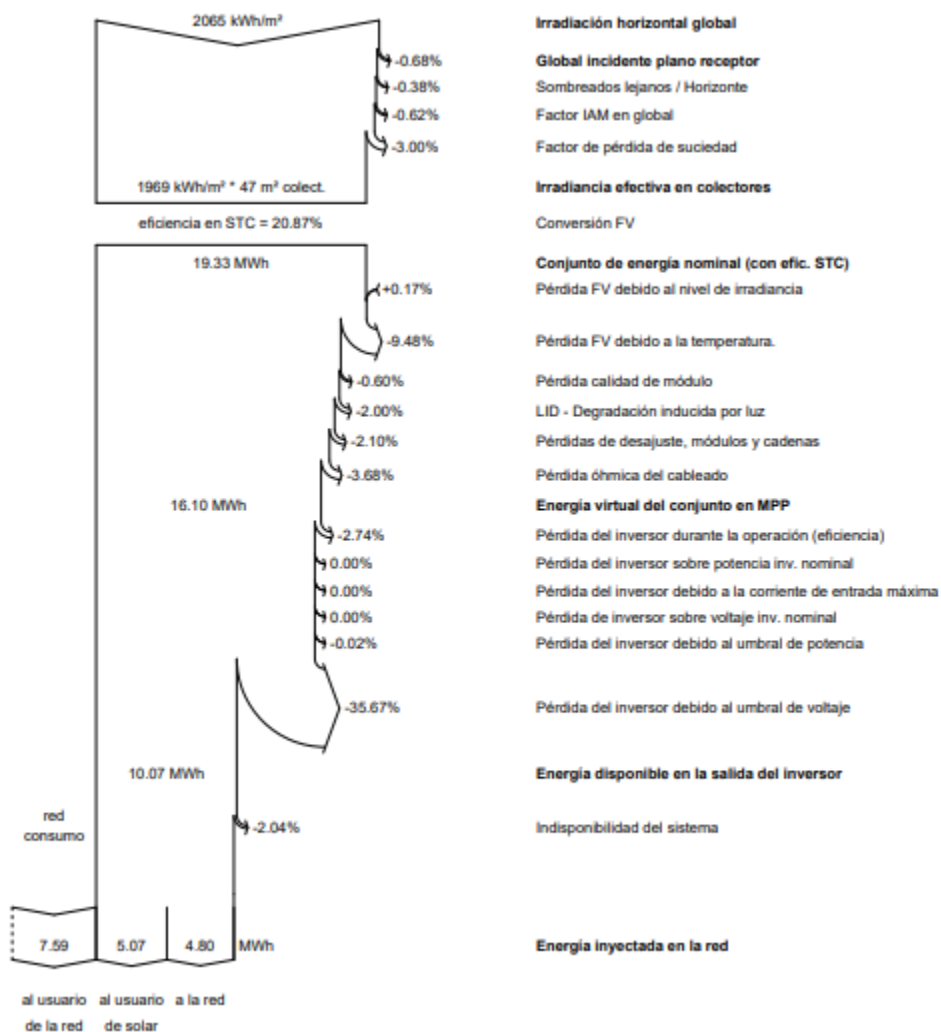


Ilustración 7. Diagrama Sankey de pérdidas del Proyecto ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	11 de 55

Hay que tener en cuenta que esos porcentajes que aparecen asociados a cada pérdida representan el tanto por ciento de pérdidas de energía a lo largo de un año. Sin embargo, estas pérdidas no serán constantes. En la siguiente tabla, también obtenida del software de PVsyst, se muestran los distintos valores que toman las pérdidas de temperatura, las del inversor a lo largo de los meses. Estas pérdidas estarán íntimamente ligadas a las condiciones climatológicas del trabajo en las que se encuentra la instalación.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Enero	175.1	65.49	23.55	187.9	180.7	0.918	1.075	0.447	0.433	0.628
Febrero	152.3	68.28	23.87	158.6	152.6	0.790	0.971	0.362	0.307	0.609
Marzo	175.4	82.50	23.69	176.8	169.9	0.908	1.075	0.442	0.429	0.634
Abril	178.5	62.39	23.10	173.0	166.1	0.866	1.041	0.423	0.407	0.618
Mayo	183.7	62.04	23.50	171.4	164.0	0.907	1.075	0.408	0.401	0.668
Junio	181.1	59.75	23.25	166.4	159.4	0.934	1.041	0.436	0.459	0.604
Julio	193.8	63.55	23.88	179.6	172.3	0.956	1.075	0.455	0.461	0.620
Agosto	198.7	64.04	24.10	189.5	182.0	0.936	1.075	0.423	0.418	0.653
Septiembre	170.5	68.54	23.53	169.1	162.3	0.838	1.041	0.411	0.390	0.629
Octubre	164.7	70.96	23.25	169.7	163.3	0.876	1.075	0.444	0.395	0.631
Noviembre	137.0	64.36	22.73	144.2	138.5	0.761	1.041	0.402	0.326	0.638
Diciembre	153.8	65.86	23.27	164.4	158.3	0.826	1.075	0.418	0.373	0.658
Año	2064.6	797.75	23.48	2050.5	1969.3	10.517	12.660	5.071	4.799	7.589

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

Ilustración 8. Datos mensuales del Proyecto ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE.

2.4. Descripción de Algunos Equipos Importantes en la Instalación

2.4.1. Módulos Solares

Se eligió el módulo solar monofacial TSM-DE19 545W de marca Trina Solar, la cual es una celda Monocristalina, eficiencia de 20,9%, tecnología para conexión de cadenas a 1500 VDC y certificación RETIE para implementación en Colombia (adicionalmente a las certificaciones de alta calidad TUV).

2.4.2. Inversores

Para la selección del campo inversor se requieren tecnologías confiables y de alta calidad que cumplan con las siguientes características: inversores tipo string o de cadena, diversidad de potencias, tecnología

para conexión de cadenas a 1500 VDC, certificación de conformidad con normas técnicas internacionales. De acuerdo con las características descritas, se determinó el uso microinversores bifásicos de 1,5 kW del fabricante APsystem.

2.4.3. Cableado Fotovoltaico

Para la selección del cable en DC es necesario cumplir con las siguientes características: Aislamiento mayor a 1500 VDC, tipo fotovoltaico y certificación de conformidad RETIE. Con las características anteriores se seleccionó el cable PV 6mm² Cu (FLEX) XLPE SR 600 VAC-1.8 kVDC 90°C PVC diseñado para instalaciones fotovoltaicas.

2.5. Plano de Conexión de Cableado

Según el cálculo obtenido para las secciones de cableado para el campo generador fotovoltaico, se diseña un esquema de distribución de rutas para los arreglos de las cadenas fotovoltaicas.

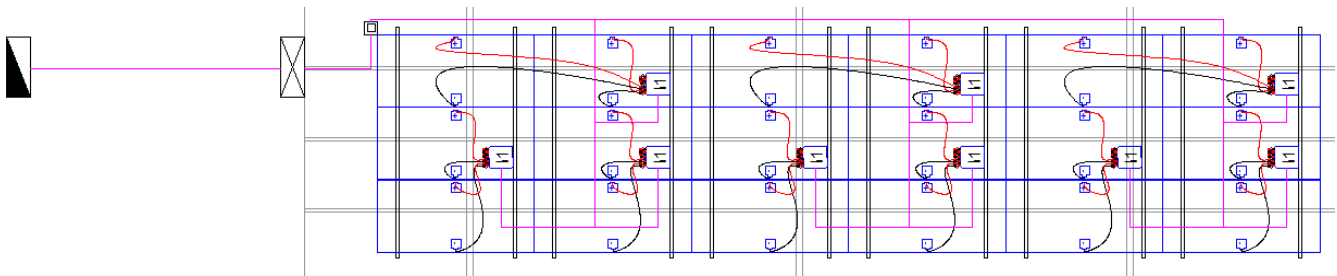


Ilustración 9. Plano de conexionado de los módulos solares.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	13 de 55

3. DISEÑO ELECTRICO SEGÚN RETIE 2013 – ARTICULO 10

3.1. Normatividad Aplicada

- Norma NTC 2050 primera actualización
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2013
- Norma Eléctrica del Operador de Red Emcali

De acuerdo al formato de solicitud de conexión simplificado para GD y AGPE hasta 0,1 MW. del Consejo Nacional de Operaciones CNO. Se procede a presentar la memoria de cálculo, de acuerdo con el RETIE 2013 – 10.1.

3.2. Análisis y Cuadro de Cargas Iniciales y Futuras

Para el análisis de cargas iniciales, se toma como referencia el tablero al cual se conectó el sistema AGPE donde se tiene una carga al sistema de distribución máxima determinada por la máxima potencia del inversor.

CIRCUITO		FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA TOTAL	TENSION	CORRIENTE	CALIBRE CONDUCTOR	POTENCIA POR FASE		CALCULO CORRIENTE BREAKER	BREAKER	LONGITUD (m)	LONGITUD (km)	COSENO / FP	ANGULO DE DESFASE	SENO	RESISTENCIA Ω/km	REACTANCIA INDUCTIVA Ω/km	IMPEDANCIA Ω/km	IMPEDANCIA TOTAL	CAIDA DE TENSION F-N	CAIDA F-N (V)	% CAIDA DE TENSION	CUMPLIMIENTO NTC2050
							FASE 1 A	FASE 2 B															
Microinversor 1 - 2 - 3	Tablero TB1	1	4500	220	20,5	10	2250,0	2250,0	25,6	2X30	7	0,007	1	0,0	0	3,94	0,16	3,94	0,03	0,6	0,6	0,3%	SI
Microinversor 4 - 5 - 6	Tablero TB1	1	4500	220	20,5	10	2250,0	2250,0	25,6	2X30	7	0,007	1	0,0	0	3,94	0,16	3,94	0,03	0,6	0,6	0,3%	SI
Microinversor 7 - 8 - 9	Tablero TB1	1	4500	220	20,5	10	2250,0	2250,0	25,6	2X30	7	0,007	1	0,0	0	3,94	0,16	3,94	0,03	0,6	0,6	0,3%	SI
Tablero TB1	Tablero Principal Existente	1	13500	220	61,4	4	6750,0	6750,0	76,7	2X80	7	0,007	1	0,0	0	1,02	0,16	1,02	0,01	0,4	0,4	0,2%	SI

Tabla 1. Cuadro de cargas.

No se realizarán ampliaciones de cargas ni modificaciones a las instalaciones actuales salvo la conexión del sistema fotovoltaico al sistema el cual tiene una potencia de 13,5kVA, la cual entrará a apoyar a la red para cubrir la carga actual del inmueble.

3.3. Análisis de Coordinación de Aislamiento Eléctrico

La conexión de energía eléctrica se hace en baja tensión desde aguas abajo del tablero donde se encuentra el medidor eléctrico existente en el edificio. El aislamiento de las redes de distribución se seleccionará, según los niveles de tensión del operador de red, la cual especifica los siguientes valores: Nivel: Baja tensión 220V, Aislamiento: 600V.

Para los Interruptores de Baja Tensión tendrán un nivel de aislamiento de 600 voltios y se usarán con un voltaje de 208 voltios.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	14 de 55

Teniendo en cuenta los factores de seguridad, tendremos que la mayor probabilidad de falla en el nivel de aislamiento se presenta en los cables de Baja Tensión considerando que estos cables están protegidos mecánicamente por tuberías, lo cual permite que se disminuya la probabilidad de falla. Pero tenemos un factor importante en la conservación del nivel de aislamiento en cables y es la humedad del aire ya que esta se mantiene baja y contribuye a que se conserve el nivel de aislamiento. Para controlar este nivel de aislamiento, cada año debe hacerse un plan de mantenimiento en el cual se incluya la medición de los niveles de aislamiento de los cables eléctricos.

3.4. Análisis de Cortocircuito y Falla a Tierra

La corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico en caso de falla, es de 18,47 A debido a que se tiene 1 serie de paneles con 18 cadenas para los nueve microinversores, esta corriente es la máxima que puede entregar la serie o panel en caso de que haya deterioro de aislamiento (i.e. rayos UV, humedad, calor, sobrevoltajes, envejecimiento, químicos), daño al instalar, mala instalación, cables sueltos en caja de conexiones, abrasión, roedores, entre otros.

3.5. Análisis de Nivel de Riesgo por Rayos y Medidas de Protección Contra Rayos

La metodología usada por la IEC 62305-2 y homologada por la norma técnica colombiana NTC 4552-2, evalúa el riesgo por rayos a partir de la fuente primaria: la corriente del rayo. Dependiendo de la ubicación de la estructura con respecto al punto de impacto se consideran cuatro fuentes de daños (S), las cuales producen tres tipos de daños (D) y cuatro tipos de pérdidas (L).

En función del punto de impacto, se pueden distinguir las siguientes fuentes de daño:

S1: Rayos que impactan directamente a la estructura.

S2: Rayos que impactan cerca de la estructura.

S3: Rayos que impactan directamente a una red de servicio que entra a la estructura.

S4: Rayos que impactan cerca de una red de servicio que entra a la estructura.

Una descarga puede producir daños en función de las características del objeto a proteger; algunas de las características más importantes son: tipo de construcción, contenido y sus aplicaciones, tipo de servicios y medidas de protección previstas.

Para aplicaciones prácticas de evaluación de riesgo, es importante distinguir entre tres tipos básicos de daños que pueden suceder como consecuencia de las descargas atmosféricas tipo rayo:

D1: Daños a los seres vivos.

D2: Daños físicos.

D3: Fallas en sistemas eléctricos y electrónicos.

Cada tipo de daños por si solos o en combinación con otros, pueden producir pérdidas en la estructura a proteger. El tipo de pérdida que puede aparecer depende de las características de la estructura y su contenido. Dado lo anterior, se deben considerar los siguientes tipos de pérdidas:

L1: Pérdida de vidas humanas.

L2: Pérdida de servicios públicos.

L3: Pérdida de bienes culturales.

L4: Pérdidas económicas.

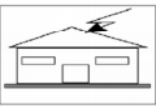
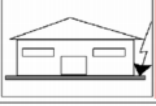
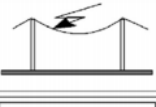
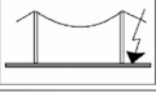
Punto de impacto	Fuente del daño	Estructura	
		Tipo de daño	Tipo de pérdidas
	S1	D1 D2 D3	L1, L4 ²⁾ L1, L2, L3, L4 L1 ¹⁾ , L2, L4
	S2	D3	L1 ¹⁾ , L2, L4
	S3	D1 D2 D3	L1, L4 ²⁾ L1, L2, L3, L4 L1 ¹⁾ , L2, L4
	S4	D3	L1 ¹⁾ , L2, L4

Ilustración 10. Fuentes de daño, tipo de daño y tipo de pérdida en función de punto de impacto.

1) Sólo para estructuras con riesgo de explosión y para hospitales o estructuras en las que las fallas de los sistemas internos dan lugar a un riesgo inmediato para la vida humana.

2) Solo para propiedades donde puedan producirse pérdidas de animales.

Los siguientes riesgos deben considerarse, correspondientemente a los tipos de pérdida descritos anteriormente:

R1 riesgo de pérdida de vidas humanas;

R2 riesgo de pérdida de servicios públicos domiciliarios;

R3 riesgo de pérdida del patrimonio cultural; R4 riesgo de pérdida de valor económico.

La protección contra rayo es necesaria si el riesgo R (R1 a R3) es más alto que el nivel tolerable RT, $R > RT$. En este caso la medida de protección será adoptada en orden de reducir el riesgo R (R1 a R3) al nivel tolerable RT, $R \leq RT$.

Para evaluar el riesgo R, se debe evaluar primero los riesgos parciales asociados a cada fuente y tipo de daño, cada uno de estos riesgos parciales se conoce como una componente de riesgo y depende del número de eventos peligrosos N, de la probabilidad de daño P y de la pérdida asociada L.

Cada componente de riesgo Rx, puede calcularse a partir de la ecuación general:

$$R_x = N_x * P_x * L_x \dots \dots \dots (1)$$

El número de eventos peligrosos Nx depende de la densidad de descargas a tierra (DDT), el área equivalente de la estructura a proteger, características propias de la estructura, objetos que la rodean, factores ambientales entre otros. La probabilidad de daño Px, se ve afectada por las características de la estructura a proteger y las medidas de protección aplicadas. Las pérdidas Lx se ven afectadas por el uso que se le da a la estructura, concentración de personas, tipo de servicios públicos y el valor de los bienes afectados.

Los tipos de pérdida que resultan de tipos de daño y la relación con el riesgo se muestran en la Ilustración 11.

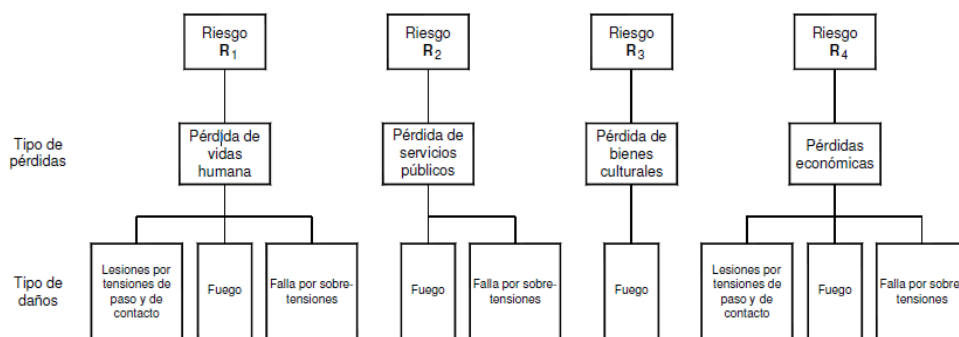


Ilustración 11. Tipo de pérdidas como resultado de diferentes tipos de daño.

Fuente de daño	Descarga en la estructura S1			Descarga cerca de la estructura S2	Descarga en una línea conectada a la estructura S3			Descarga cerca de una línea conectada a la estructura S4
	R_A	R_B	R_C	R_M	$R_{U'}$	$R_{V'}$	R_W	R_Z
Componente del riesgo								
Riesgo para cada tipo de pérdidas								
R_1	*	*	* 1)	* 1)	*	*	* 1)	* 1)
R_2		*	*	*		*	*	*
R_3		*				*		
R_4	* 2)	*	*	*	* 2)	*	*	*
1) Sólo para estructuras con riesgo de explosión y hospitales u otras estructuras en las que el fallo de los sistemas internos ponga en peligro inmediato la vida humana. 2) Sólo para propiedades donde puede producirse pérdida de animales.								

Ilustración 12. Componentes del riesgo a considerar en una estructura para cada tipo de pérdidas.

Los valores de riesgo tolerables indicados en la NTC 4552-2, se relacionan en la tabla 1.

Tabla 2. Valores de riesgo tolerables.

RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO ESENCIAL	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL	RIESGO DE PÉRDIDA ECONÓMICA
R_1	R_2	R_3	R_4
1E-05	1E-03	1E-03	1E-04

A continuación, se presentan las variables identificadas para la estructura en cuestión:

PROYECTO:	ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE		
DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER			
Largo de la estructura L (m)	3,5	<	>
Ancho de la estructura W (m)	14,3	<	>
Altura máxima de la estructura H (m)	4	<	>
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	☐	Ejemplo de dimensiones de estructura	
Altura máxima de la estructura Hp (m)	4	<	>
Densidad de rayos a tierra (Rayos/km ² -año) DDT	1	<	> DDT
CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO			
Seleccione la localización de la estructura a ser protegida.	Rodeado de objetos o árboles de igual altura ▼		
Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Suburbano (menos de 10 m de altura) ▼		
Seleccione el tipo de suelo en el interior de la estructura	Mármol, cerámica. ▼		
Seleccione el tipo de suelo en el exterior de la estructura	Prado, concreto. ▼		

ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYO			
Medidas tomadas frente a tensiones de paso y contacto.	Sin medidas de protección	☒	
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas	☐	
	Equipotencialización efectiva a nivel del suelo	☐	
	Avisos de advertencia	☐	
	Refuerzos estructurales como bajantes o restricciones físicas	☐	
Seleccione el nivel de protección de la estructura			
Nivel II de protección contra rayos ▼			
Seleccione el sistema de protección interno adoptado en el edificio.			
Sin sistema de protección interno ▼			
Si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor entre 0,1 mm y 0,5 mm marque la casilla.			
☒			
Tamaño de la cuadrícula para apantallamientos localizados, distancia entre bajantes o distancia entre columnas si se utiliza un sistema natural (m).		15	< >
Tipo de cableado interno		Con pantalla metálica puesta a tierra en ambos extremos ▼	
Marque la casilla si la pantalla del cable está conectada a la misma barra equipotencial a la cual está conectado el equipo.			
☒			
Tipo de canalización	☒ Metálica puesta a tierra en ambos extremos ☐ Metálica no puesta a tierra o en un solo extremo ☐ No Metálica		
Ingrese el menor valor de tensión soportable al impulso tipo rayo en voltios, del sistema a proteger (BIL equipos) Uw		220	< >
Marque la casilla si existe equipotencialización de las estructuras metálicas, sistemas internos, partes conductoras externas, acometidas de servicio y líneas conectadas a la estructura a proteger			
☒			

EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS	
PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS	
Seleccione el uso de la estructura.	Otros
Marque si pueden haber personas expuestas a tensiones de paso y de contacto dentro de la estructura, fuera de la estructura o en ambas ubicaciones.	☐ Dentro de la estructura ☒ Fuera de la estructura
Pérdidas por sobretensiones en instalaciones con sistemas eléctricos críticos.	Sistemas eléctricos o electrónicos no crítico
Seleccione el riesgo por fuego en la estructura.	Mínimo
Seleccione la medida de prevención para reducir las consecuencias por fuego.	
Sin medida de prevención	
Seleccione la situación especial de peligro.	
Sin situación especial de peligro o riesgo.	
PÉRDIDA DE SERVICIOS ESCENCIALES	
Seleccione el tipo de servicio público que no se debería perder.	TV, Telecomunicaciones, Suministro de potencia
PÉRDIDA DE HERENCIA CULTURAL IRREEMPLAZABLE	
Seleccione si existe herencia cultural irremplazable en la edificación.	☐

De las variables y factores presentados en las tablas anteriores, se tienen los siguientes resultados para las diferentes fuentes de daño y para los diferentes tipos de daño y tipos de pérdida (No se evalúan las pérdidas económicas):

EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTRUCTURA		
PROYECTO:	ACUEDUCTO EL RETIRO PANCE	
© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.		
RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL
R ₁	R ₂	R ₃
4,6482E-08	2,03E-06	0,00E+00
R ₁	R ₂	R ₃
1,0000000E-05	1,00E-03	1,00E-03
R ₁	R ₂	R ₃
OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	20 de 55

Los riegos evaluados se encuentran en los valores tolerables; se tiene la equipotencialización de estructuras metálicas, interconexión de puestas a tierra, entorchado de cables y canalizaciones. No se consideran pérdidas de servicios públicos esenciales ya que esta se toma para lugares como hospitales o donde existen equipos que pueden poner en peligro la vida de los seres humanos en caso de perderse los servicios como electricidad, gas o agua.

3.6. Matriz de Análisis de Riesgos

De acuerdo con el Artículo 9 “ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO” de la actualización agosto de 2013, se evalúa el nivel de riesgo para establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada, y determinar si este sistema debe ser integral. La evaluación del nivel de riesgo es el elemento más importante en el procedimiento para diseñar un sistema de protección contra rayos, y especialmente en el procedimiento de selección del nivel de protección. Por ello el método de evaluación debe ser efectivo y relativamente simple.

Dando cumplimiento al Artículo 9 literal 9.2.1. Del RETIE actualización agosto de 2013 se diligencia la matriz de análisis de riesgo en campo, siguiendo el siguiente procedimiento:

- 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 9.4.

Se tienen según la Tabla 9.4 los criterios de evaluación según los niveles de riesgo en una instalación eléctrica para tomar decisiones o acciones.

Tabla 3. Tabla 9.4 de RETIE.

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

A continuación, se encuentran evaluados los factores eléctricos del proyecto según RETIE sección 9.3 con sus posibles causas y algunas medidas de protección.

Arco Eléctrico

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.

RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras-Lesiones en los ojos				POR	ARCO ELÉCTRICO		(al) o (en)	CONDUCTORES Y EQUIPOS	
		EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
C O N S E C U E N C I A S	POTENCIAL ■ REAL □					FRECUENCIA					
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	2	E
Económicas	1	E
Ambientales	1	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir los lineamientos de la tabla 9.4 especificado de RETIE como recomendaciones.

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Electrocución-Lesiones				POR	Contacto directo		(al) o (en)	SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL ■ REAL □					FRECUENCIA					
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empesa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	2	E
Ambientales	2	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Lesiones			POR	Contacto Indirecto		(al) o (en)	SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		POTENCIAL 			REAL 			FRECUENCIA		
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	1	E
Ambientales	1	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Incendio-quemaduras			POR	Cortocircuito		(al) o (en)	SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL ■ REAL □					FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	3	E
Ambientales	3	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras			POR	Electricidad estática		(al) o (en)		SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL ■ REAL □					FRECUENCIA					
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	2	E
Ambientales	3	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Incendio-lesiones-pérdidas económicas			POR	Equipo defectuoso		(al) o (en)		SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA						
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	2	E
Económicas	1	E
Ambientales	1	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Incendio-Quemaduras			POR	Rayos		(al) o (en)		SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL		☒	REAL		☐	FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	2	E
Ambientales	3	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Incendio-Quemaduras			POR	Sobrecarga		(al) o (en)	SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA					
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	2	E
Ambientales	2	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Electrocusión-lesion-quemaduras			POR	Tensión de contacto		(al) o (en)		SISTEMA SOLAR	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
CONSECUENCIAS	POTENCIAL ■ REAL □					FRECUENCIA					
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	3	E
Económicas	3	E
Ambientales	3	E
En la imagen de la empresa	2	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

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.

RIESGO A EVALUAR:		Lesiones				POR	Tensión de paso		(al) o (en)	SISTEMAS SOLARES	
		EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		POTENCIAL REAL					FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	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	
	Temporal (>1 día)	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 BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

EVALUADOR:

MP:

FECHA:

MATRIZ PARA ANALISIS DE RIESGO TABLA 9 RETIE 2013

VALORACIÓN		
Pérdidas	Valor	Frecuencia
En personas	2	E
Económicas	1	E
Ambientales	1	E
En la imagen de la empresa	1	E

CONCLUSIÓN: Se debe seguir las recomendaciones de la tabla 9.4 del Anexo Retie "Decisiones y acciones para controlar el riesgo".

Nota: Se toma el valor de más riesgo en la valoración

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	32 de 55

3.7. Análisis de nivel de Tensión Requerido

La conexión de energía eléctrica se hace en baja tensión desde el “Tablero TB1” hasta el “Tablero Principal Existente” en la casa, con un nivel de tensión 127/220 Vac bifásico.

3.8. Calculo del Sistema de Puesta a Tierra

Para el diseño de puesta a tierra se tiene en cuenta la definición de la sección 100 de la NTC 2050 primera actualización.

Conductor de puesta a tierra (Grounding conductor): conductor utilizado para conectar los equipos o el circuito puesto a tierra de una instalación, al electrodo o electrodos de tierra de la instalación.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: conductor utilizado para conectar el electrodo de puesta a tierra al conductor de puesta a tierra de los equipos, al conductor puesto a tierra o a ambos, del circuito en los equipos de acometida o en punto de origen de un sistema derivado independiente.

Conductor de puesta a tierra de los equipos: conductor utilizado para conectar las partes metálicas que no transportan corriente de los equipos, canalizaciones y otros encerramientos, al conductor puesto a tierra, al conductor del electrodo de tierra de la instalación o a ambos, en los equipos de acometida o en el punto de origen de un sistema derivado independiente.

Puente de conexión equipotencial: conductor confiable que asegura la conductividad eléctrica necesaria entre las partes metálicas que deben estar eléctricamente conectadas entre sí.

Sistema FV puesto a tierra funcional (functional grounded FV System): Sistema FV que tiene una referencia eléctrica a tierra que no está puesto a tierra de manera sólida.

Para el proyecto se usó un sistema solar FV puesto a tierra funcional, el cual cuenta con una configuración de puesta a tierra de sistema FV como se indica en la sección 690.41.

De acuerdo a la sección 690.43 Puesta a tierra y conexión equipotencial de equipos, Las partes metálicas no portadoras de corriente expuesta de estructuras de modulo FV, quipos eléctricos y encerramientos de conductores de sistema DV deben ponerse a tierra.

Anotar que, de acuerdo a la sección 690.43 (C) Los conductores de puesta a tierra de equipos para arreglos fotovoltaicos y estructuras de soporte (Si se instalan) deben estar dentro de la misma canalización o el mismo

cable, o estar tendidos de otra manera con los conductores del circuito del arreglo fotovoltaico cuando tales conductores salgan de la cercanía del arreglo fotovoltaico.

Para hallar el calibre de los conductores de puesta a tierra de equipos para circuitos de una fuente fotovoltaica y circuitos fotovoltaicos de salida se deben dimensionar, de acuerdo con lo establecido en la sección 250.95

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Tabla 4: Tabla 250.95 de la NTC 2050.

De acuerdo a la anterior tabla se halla el calibre del conductor de puesta a tierra, de equipo el cual interconectara los módulos, para este caso como el dispositivo de protección contra sobre corriente en el circuito es de 30 A por lo tanto el calibre mínimo requerido es 10 AWG sin embargo se utilizó en el proyecto calibre 8 AWG por tener una mayor resistencia a daños mecánicos.

Los conductores de puesta a tierra de equipo de los arreglos fotovoltaico, se deben conectar al sistema de puesta tierra del edificio o estructura que soporta el arreglo FV como lo indica la sección 250.81

Esto significa, que nuestro Sistema FV puesto a tierra funcional, no requiere un conductor de electrodo de puesto a tierra de CC por separado.

Tramo desde microinversores hasta tablero de TB1

Según la tabla 250.122 de la NTC 2050 para una protección de 30 A el calibre mínimo adecuado para la puesta a tierra es de 10 AWG de cobre, sin embargo, en este tramo se eligió un 8 AWG.

Tramo desde tablero de TB1 hasta tablero principal existente

Según la tabla 250.122 de la NTC 2050 para una protección de 80 A el calibre mínimo adecuado para la puesta a tierra es de 8 AWG de cobre, en este tramo se eligió un 8 AWG.

3.9.Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente de conductor de acuerdo con la IEEE 242

Se realiza la verificación de los conductores para cada uno de los tramos del proyecto tanto en media AC como en DC teniendo en cuenta que el calibre y el tipo de conductor sean adecuados para, soportar el tiempo de disparo de los interruptores seleccionados.

Para verificar la alimentación en el lado AC se toma la siguiente gráfica de la norma IEEE 242.

CONDUCTOR PROTECTION

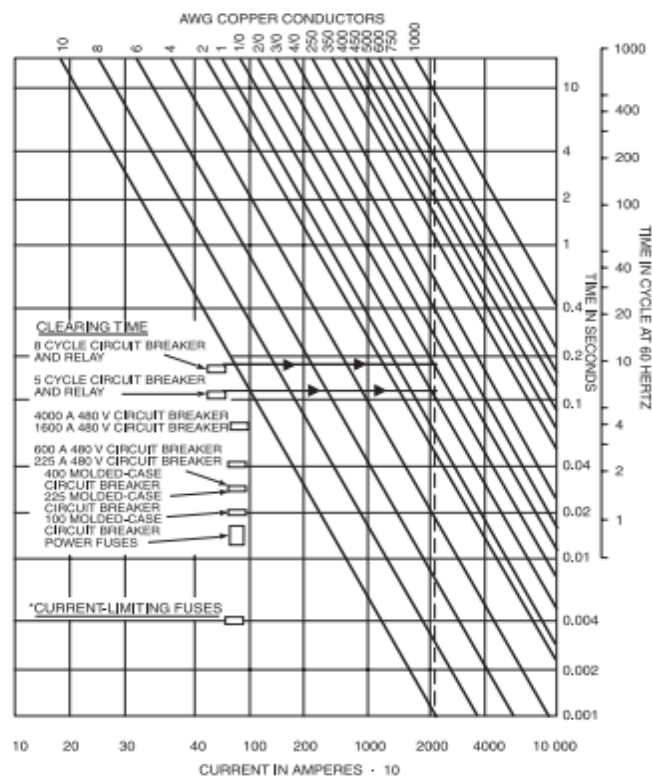


Ilustración 13. Cableado de acuerdo a tiempo de disparo de protecciones según la IEEE 242.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	35 de 55

En el tablero TB1 se tienen interruptores termomagnéticos de 30 A, donde su tiempo de disparo es de 1 a 8 segundos. Se puede ver en la ilustración 16, que el calibre mínimo para esta protección es 10AWG. Para este tramo se tiene instalado un 10AWG, por lo cual se está cumpliendo con los requerimientos de la protección en caso de disparo.

En el tramo desde el tablero TB1 hasta el tablero principal existente se tiene un interruptor termomagnético de 80 A, donde su tiempo de disparo es de 1 a 5 segundos. Se puede ver en la ilustración 16, que el calibre mínimo para esta protección es 4AWG. Para este tramo se tiene instalado un 4AWG, por lo cual se está cumpliendo con los requerimientos de la protección en caso de disparo.

3.10. Dimensionamiento de Conductores a Utilizar

3.10.1. Determinar la Temperatura de Celdas en Condiciones STC

El fabricante del módulo solar fotovoltaico especifica sus características basado en condiciones estándar medidas en laboratorio (STC):

Radiación solar: 1000 W/m²

Incidencia de la luz: Perpendicular al módulo

Valor espectral: 1,5 AM

Temperatura de la célula fotovoltaica: 25°C

La Unión Europea recomienda, además, especificar las características de los módulos para irradiancias de 800 W/m², tanto para una temperatura de las células de 25°C como para la temperatura en condiciones nominales de operación (NOCT). Esta caracterización se define como la temperatura de las células cuando el módulo opera en circuito abierto bajo las siguientes condiciones:

Radiación solar: 800 W/m²

Incidencia de la luz: Perpendicular al módulo

Valor espectral: 1,5 AM

Velocidad del viento: > 1 m/s

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	36 de 55

El valor de esta temperatura, se utiliza para determinar la temperatura de la célula solar en operación. Se asume que la diferencia entre la temperatura de la célula, T_C (°C) y la temperatura ambiente, T_{amb} (°C) depende linealmente de la irradiancia I_s según la expresión:

$$T_C - T_{amb} = \frac{(NOCT - 20 \text{ }^{\circ}\text{C})}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} * I_s \quad (2)$$

Para el diseño del campo generador fotovoltaico se seleccionó el módulo solar del fabricante Trina Solar, de 545Wp de referencia TSM-DE19.

DATOS ELÉCTRICOS (STC)					
Potencia Nominal-Pmax (Wp)*	535	540	545	550	555
Tolerancia de Potencia Nominal-Pmax (W)			0 ~ +5		
Tensión en Máxima Potencia-Vmpp (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Corriente en Máxima Potencia-Impp (A)	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Tensión de Circuito Abierto-Voc (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Corriente de Corto Circuito-Isc (A)	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Eficiencia η (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Massa de Aire AM1.5
 *Tolerancia de Medición: ±3%.

Ilustración 14. Ficha técnica de panel solar TSM-DE19, 545Wp.

La temperatura ambiente en Cali, es de una temperatura mínima de 13°C y una temperatura máxima de 36°C. Se usa en la ecuación (2) para calcular la temperatura de la celda, obteniendo una temperatura máxima de la celda de 60 °C y una temperatura mínima de la celda 38°C.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	37 de 55

3.10.2. Determinar Numero de Módulos Por String

De acuerdo con las características técnicas del microinversor QS1A que se muestra a continuación:

Ficha técnica QS1A microinversor	
Región	LATAM
Datos de entrada (CC)	
Potencia recomendada de módulo FV	250Wp-440Wp+
Rango de voltaje MPPT	30V-52V
Rango de voltaje de operación	16V-55V
Voltaje de entrada máximo	60V
Voltaje de arranque	20V
Corriente de entrada máxima	13.3A x 4
Corriente máxima de cortocircuito de CC	15A x 4
Datos de salida (CA)	
Potencia máxima de salida continua	1500W
Voltaje de salida nominal	240V/211V-264V
Voltaje ajustable de salida	150V-280V
Corriente de salida nominal	6.25A
Unidades máximas por ramal	3 (12 módulos FV) cada interruptor de CA de 25A

Ilustración 15. Ficha técnica del microinversor APsystem QS1A-208.

Para el diseño de la matriz fotovoltaica se tuvo en cuenta la tensión máxima de entrada de microinversor QS1A:

$$V_{max_{inv}} = 60 \text{ Vdc}$$

$$V_{oc_{mod_{stc}}} = 37,7 \text{ Vdc}$$

$$T_{cell_{min}} = 38^{\circ}\text{C}$$

Y por medio de la siguiente ecuación:

$$V_{OC_max}(V) = V_{OC_MOD_STC} + V_{OC_MOD_STC} * (T_{CELL_{min}} - 25^{\circ}\text{C}) * (\text{Coeficiente termico Voc})$$

$$V_{OC_max}(V) = 35,24\text{V}$$

Por lo tanto:

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	38 de 55

$$\# \text{ Maximo de módulos por string} = \frac{V_{\text{max_inv}}}{V_{\text{oc_max}}}$$

$$\# \text{ Maximo de módulos por string} \cong 1 \text{ módulo}$$

A nueve microinversores se le conectaran 18 módulos de 545Wp.

3.10.3. Estructura de Fijación

La estructura es en pérgola, y esta con una inclinación de 10°.

Paso siguiente es determinar las características principales de las estructuras de fijación donde estarán soportados los módulos fotovoltaicos:

Tipo de módulo: Monocristalino de 110 celdas.

Peso por módulo: 28,6 kg

Referencia del módulo: TSM-DE19

Cantidad de módulos solares: 18 módulos

Grados de inclinación de los módulos: 10°

Marca de estructura: Chiko Solar

Con las características anteriores, se escoge la propuesta técnica del fabricante que cumple con certificados internacionales de calidad.

3.11. Cálculo Sección de Cableado Y canalizaciones

3.11.1. Cálculo de Cableado

Cableado desde los módulos solares hasta los microinversores

Para este proyecto el cableado entre los paneles y los microinversores es el incluido en los paneles debido a que estos se sitúan cerca a estos, debido a las especificaciones del fabricante, haciendo más simple el sistema de conexión. Con esto se evitan caídas de tensión entre estos dos componentes del sistema de la planta generadora.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	39 de 55

Cableado desde los microinversores hasta el tablero TB1

Para la selección del cable en AC es necesario cumplir con las siguientes características: Aislamiento a 600 V, variedad de calibres para la selección de capacidades y certificación de conformidad RETIE.

Temperatura máxima ambiente = **(31-35) °C – Cali**

Límites de temperatura terminales = **75 °C**

Tipo de cable para ser utilizado = **HFFR-LS**

Distancia = **7 metros**

El calibre del cable debe basarse en satisfacer dos restricciones: ampacidad y caída de voltaje, la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050, muestra las ampacidades basadas en una temperatura ambiente de 30°.

$$I (Amperios) = \frac{Potencia}{Voltaje}$$

$$I (Amperios) = \frac{4500 W}{220}$$

$$I (Amperios) = 20,45 A$$

Factor de ajuste del 125%:

$$I (Amperios) = 20,45 A \times 1,25 = 25,6 A$$

Tabla 5. Tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050

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

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS, SA, SS, FEP*, FEPB*, MLRHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS, SA, SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

Se puede observar que el calibre 10 AWG cuenta con una ampacidad de 35 A por lo cual dicho calibre cumple con la ampacidad requerida.

Procedo a aplicar los factores de ajuste, como lo indica la sección 310.15(B)(3), Sección 310.15(B)(3)(a) de la NTC2050, más de tres conductores portadores de corriente: Para este factor se utiliza la tabla 310.15(B)(3)(a) en el cual para este tramo del proyecto fue del 1.

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

Tabla 6. Tabla 310.15(B)(3)(a) de la NTC 2050

Sección 310.15(B)(2) de la NTC2050, Factores de corrección de temperatura ambiente: Para este factor se utiliza la tabla 310.15(B)(2)(a) en el cual para este tramo del proyecto fue de 0,94 para una temperatura ambiente de (31-35) °C.

Tabla 7. Tabla 310.15(B)(2)(a) de la NTC 2050

Tabla 310.15(B)(2)(a) Factores de corrección de temperatura ambiente basada en 30 °C			
Para temperaturas ambientes distintas a 30 °C, multiplique las capacidades de corriente permisibles especificadas en las tablas de capacidad de corriente (<i>ampacity</i>) por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.			
Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1,29	1,20	1,15
11-15	1,22	1,15	1,12
16-20	1,15	1,11	1,08
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	—	0,58	0,71
61-65	—	0,47	0,65
66-70	—	0,33	0,58
71-75	—	—	0,50
76-80	—	—	0,41
81-85	—	—	0,29

Sección 310.15(B)(3)(c) de la NTC 2050, canalización expuesta a la luz solar en azoteas: donde las canalizaciones o cables están expuestos a la luz solar directa en o por encima de azoteas, las canalizaciones o los cables se deben instalar con una distancia mínima sobre el techo hasta la base de la canalización o el cable de 23 mm. Cuando la distancia por encima del techo hasta la base de la canalización es inferior a 23mm, se debe agregar una temperatura de 33°C a la temperatura exterior para determinar la temperatura ambiente correspondiente para la aplicación de los factores de corrección de la anterior tabla 310.15(B)(2)(a).

Como este tramo, no está expuesto al sol por lo tanto se mantiene el factor de corrección por temperatura de 1,00.

De acuerdo, a los anteriores factores de ajuste, se modifica la ampacidad del calibre del cable.

$$I_{Ampacidad}: 35 A \times 1,0 \times 0,94$$

$$I_{Ampacidad}: 32,9 A$$

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	42 de 55

Como se puede observar, $32,9 A > 25.6 A$ Cumple la ampacidad del flujo de corriente, por lo tanto, el calibre seleccionado será de 10 AWG. Con protecciones de 30 A.

Cálculo del conductor de puesta a tierra de equipo

El calibre del conductor de puesta a tierra, de equipo, se realiza mediante de la tabla 250.122 de la NTC 2050, por lo tanto, de acuerdo a la protección será de 10 AWG como mínimo, sin embargo, se dispone de 8 AWG para una mayor protección mecánica.

Tabla 8. Tabla 250.122 de la NTC 2050

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Cálculo de pérdidas de energía

Se busca la resistencia en Ω/Km del conductor en el que este cableado, estos valores de resistencia se encuentran en la tabla 8 de la NTC 2050.

Tabla 9. Tabla 8 de la NTC 2050

Tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 V,
3 fases a 60 Hz y 75 °C — Tres conductores individuales en un tubo (conduit)

Calibre (AWG O kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro															Sección Trans. mm²
	X _L Reactancia de todos los alambres		Resistencia en C.A. para alambres de cobre sin recubrir			Resistencia en C.A. para alambres de aluminio			Z eficaz a 0,85 PF para alambres de cobre sin recubrir			Z eficaz a 0,85 PF para alambres de aluminio				
	Tubo de PVC o Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero		
14	0,190	0,240	10,2	10,2	10,2	—	—	—	8,9	8,9	8,9	—	—	—	2,08	
12	0,177	0,223	6,6	6,6	6,6	10,5	10,5	10,5	5,6	5,6	5,6	9,2	9,2	9,2	3,03	
10	0,164	0,207	3,9	3,9	3,9	6,6	6,6	6,6	3,6	3,6	3,6	5,9	5,9	5,9	5,25	
8	0,171	0,213	2,56	2,56	2,56	4,3	4,3	4,3	2,26	2,26	2,30	3,6	3,6	3,6	8,36	
6	0,167	0,210	1,61	1,61	1,61	2,66	2,66	2,66	1,44	1,48	1,48	2,33	2,36	2,36	13,29	
4	0,157	0,197	1,02	1,02	1,02	1,67	1,67	1,67	0,95	0,95	0,98	1,51	1,51	1,51	21,14	
3	0,154	0,194	0,82	0,82	0,82	1,31	1,35	1,31	0,75	0,79	0,79	1,21	1,21	1,21	26,66	
2	0,148	0,187	0,62	0,66	0,66	1,05	1,05	1,05	0,62	0,62	0,66	0,98	0,98	0,98	33,62	
1	0,151	0,187	0,49	0,52	0,52	0,82	0,85	0,82	0,52	0,52	0,52	0,79	0,79	0,82	42,2	
1/0	0,144	0,180	0,39	0,43	0,39	0,66	0,69	0,66	0,43	0,43	0,43	0,62	0,66	0,66	53,5	
2/0	0,141	0,177	0,33	0,33	0,33	0,52	0,52	0,52	0,36	0,36	0,36	0,52	0,52	0,52	67,44	
3/0	0,138	0,171	0,253	0,269	0,259	0,43	0,43	0,43	0,289	0,302	0,308	0,43	0,43	0,46	85,02	
4/0	0,135	0,167	0,203	0,220	0,207	0,33	0,36	0,33	0,243	0,256	0,262	0,36	0,36	0,36	107,21	
250	0,135	0,171	0,171	0,187	0,177	0,279	0,295	0,282	0,217	0,230	0,240	0,308	0,322	0,33	126,67	
300	0,135	0,167	0,144	0,161	0,148	0,233	0,249	0,236	0,194	0,207	0,213	0,269	0,282	0,289	152,01	
350	0,131	0,164	0,125	0,141	0,128	0,200	0,217	0,207	0,174	0,190	0,197	0,240	0,253	0,262	177,34	
400	0,131	0,161	0,108	0,125	0,115	0,177	0,194	0,180	0,161	0,174	0,184	0,217	0,233	0,240	202,68	
500	0,128	0,157	0,089	0,105	0,095	0,141	0,157	0,148	0,141	0,157	0,164	0,187	0,200	0,210	253,35	
600	0,128	0,157	0,075	0,092	0,082	0,118	0,135	0,125	0,131	0,144	0,154	0,167	0,180	0,190	304,02	
750	0,125	0,157	0,062	0,079	0,069	0,095	0,112	0,102	0,118	0,131	0,141	0,148	0,161	0,171	380,02	
1 000	0,121	0,151	0,049	0,062	0,059	0,075	0,089	0,082	0,105	0,118	0,131	0,128	0,138	0,151	506,7	

Longitud: 7 metros es decir 0,007 Km.

R para 10 AWG es $3,94 \frac{\Omega}{Km}$

Por lo tanto:

$$0,007 Km \times 3,94 \frac{\Omega}{Km} = 0,02758 \Omega$$

$$P = I^2 R = (20,45)^2 \times (0,02758 \Omega)$$

$$P = 11,53 W ; 0,25\%$$

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	44 de 55

Cálculo de regulación de tensión

EL cálculo de regulación de voltaje permite garantizar un correcto de nivel de voltaje en cada uno de los puntos de la instalación.

Para circuitos trifásicos se usa la siguiente formula:

$$CV = \frac{(2 \times K \times L \times I \times 3,28)}{2 \times CM}$$

Donde:

CV: Caída de tensión entre los conductores de salida (V).

I: Corriente en los conductores de salida (A).

L: Longitud del circuito en un solo sentido entre la fuente y la carga (m).

CM: Calibre del conductor (Circular Mils) (Tabla 20.2 Retie)

K: Resistividad del metal del conductor (CM-ohm/m)

K=11: Conductores de cobre en circuitos cargados a menos del 50% de la capacidad de conducción permisible.

K=12: Conductores de cobre en circuitos cargados a más del 50%

K=18: Conductores de aluminio.

$$CV = \frac{(2 \times 12 \times 7 \times 20,45 \times 3,28)}{2 \times 10380}$$

$$CV = 0,54 V ; 0,25 \%$$

Por lo tanto, se puede deducir que cumple con la sección 210.19(A) y sección 215.2(A) de la NTC 2050, por lo cual se evitara una caída de tensión que exceda del 3%.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	45 de 55

Cableado desde el tablero TB1 hasta el tablero principal existente

Para la selección del cable en AC es necesario cumplir con las siguientes características: Aislamiento a 600 V, variedad de calibres para la selección de capacidades y certificación de conformidad RETIE.

Temperatura máxima ambiente = **(31-35) °C – Cali**

Límites de temperatura terminales = **75 °C**

Tipo de cable para ser utilizado = **HFFR-LS**

Distancia = **7 metros**

El calibre del cable debe basarse en satisfacer dos restricciones: ampacidad y caída de voltaje, la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050, muestra las ampacidades basadas en una temperatura ambiente de 30°.

$$I (Amperios) = \frac{Potencia}{Voltaje}$$

$$I (Amperios) = \frac{13500 W}{220}$$

$$I (Amperios) = 61,4 A$$

Factor de ajuste del 125%:

$$I (Amperios) = 61,4 A \times 1,25 = 76,7 A$$

Tabla 10. Tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050

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

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS, SA, SS, FEP*, FEPB*, ML, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS, SA, SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

Se puede observar que el calibre 4 AWG cuenta con una ampacidad de 85 A por lo cual dicho calibre cumple con la ampacidad requerida.

Procedo a aplicar los factores de ajuste, como lo indica la sección 310.15(B)(3), Sección 310.15(B)(3)(a) de la NTC2050, más de tres conductores portadores de corriente: Para este factor se utiliza la tabla 310.15(B)(3)(a) en el cual para este tramo del proyecto fue del 1.

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

Tabla 11. Tabla 310.15(B)(3)(a) de la NTC 2050

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	47 de 55

Sección 310.15(B)(2) de la NTC2050, Factores de corrección de temperatura ambiente: Para este factor se utiliza la tabla 310.15(B)(2)(a) en el cual para este tramo del proyecto fue de 0,94 para una temperatura ambiente de (31-35) °C.

Tabla 12. Tabla 310.15(B)(2)(a) de la NTC 2050

Tabla 310.15(B)(2)(a) Factores de corrección de temperatura ambiente basada en 30 °C			
Para temperaturas ambientes distintas a 30 °C, multiplique las capacidades de corriente permisibles especificadas en las tablas de capacidad de corriente (<i>ampacity</i>) por el factor de corrección apropiado mostrado a continuación.			
Temperatura ambiente (°C)	Temperatura nominal del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1,29	1,20	1,15
11-15	1,22	1,15	1,12
16-20	1,15	1,11	1,08
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	—	0,58	0,71
61-65	—	0,47	0,65
66-70	—	0,33	0,58
71-75	—	—	0,50
76-80	—	—	0,41
81-85	—	—	0,29

Sección 310.15(B)(3)(c) de la NTC 2050, canalización expuesta a la luz solar en azoteas: donde las canalizaciones o cables están expuestos a la luz solar directa en o por encima de azoteas, las canalizaciones o los cables se deben instalar con una distancia mínima sobre el techo hasta la base de la canalización o el cable de 23 mm. Cuando la distancia por encima del techo hasta la base de la canalización es inferior a 23mm, se debe agregar una temperatura de 33°C a la temperatura exterior para determinar la temperatura ambiente correspondiente para la aplicación de los factores de corrección de la anterior tabla 310.15(B)(2)(a).

Como este tramo, no está expuesto al sol por lo tanto se mantiene el factor de corrección por temperatura de 1,00.

De acuerdo, a los anteriores factores de ajuste, se modifica la ampacidad del calibre del cable.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	48 de 55

$I_{Ampacidad}: 85 A \times 1,0 \times 0,94$

$I_{Ampacidad}: 79,9 A$

Como se puede observar, $79,9 A > 76,7 A$ Cumple la ampacidad del flujo de corriente, por lo tanto, el calibre seleccionado será de 4 AWG. Con protección de 80 A.

Cálculo del conductor de puesta a tierra de equipo

El calibre del conductor de puesta a tierra, de equipo, se realiza mediante de la tabla 250.122 de la NTC 2050, por lo tanto, de acuerdo a la protección será de 8 AWG como mínimo, se dispone de 8 AWG para una mayor protección mecánica.

Tabla 13. Tabla 250.122 de la NTC 2050

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

Cálculo de pérdidas de energía

Se busca la resistencia en Ω/Km del conductor en el que este cableado, estos valores de resistencia se encuentran en la tabla 8 de la NTC 2050.

Tabla 14. Tabla 8 de la NTC 2050

Tabla 9. Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 V,
3 fases a 60 Hz y 75 °C — Tres conductores individuales en un tubo (conduit)

Calibre (AWG O kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro														Sección Trans. mm²
	X _L Reactancia de todos los alambres		Resistencia en C.A. para alambres de cobre sin recubrir			Resistencia en C.A. para alambres de aluminio			Z eficaz a 0,85 PF para alambres de cobre sin recubrir			Z eficaz a 0,85 PF para alambres de aluminio			
	Tubo de PVC o Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	Tubo de PVC	Tubo de Al	Tubo de acero	
14	0,190	0,240	10,2	10,2	10,2	—	—	—	8,9	8,9	8,9	—	—	—	2,08
12	0,177	0,223	6,6	6,6	6,6	10,5	10,5	10,5	5,6	5,6	5,6	9,2	9,2	9,2	3,03
10	0,164	0,207	3,9	3,9	3,9	6,6	6,6	6,6	3,6	3,6	3,6	5,9	5,9	5,9	5,25
8	0,171	0,213	2,56	2,56	2,56	4,3	4,3	4,3	2,26	2,26	2,30	3,6	3,6	3,6	8,36
6	0,167	0,210	1,61	1,61	1,61	2,66	2,66	2,66	1,44	1,48	1,48	2,33	2,36	2,36	13,29
4	0,157	0,197	1,02	1,02	1,02	1,67	1,67	1,67	0,95	0,95	0,98	1,51	1,51	1,51	21,14
3	0,154	0,194	0,82	0,82	0,82	1,31	1,35	1,31	0,75	0,79	0,79	1,21	1,21	1,21	26,66
2	0,148	0,187	0,62	0,66	0,66	1,05	1,05	1,05	0,62	0,62	0,66	0,98	0,98	0,98	33,62
1	0,151	0,187	0,49	0,52	0,52	0,82	0,85	0,82	0,52	0,52	0,52	0,79	0,79	0,82	42,2
1/0	0,144	0,180	0,39	0,43	0,39	0,66	0,69	0,66	0,43	0,43	0,43	0,62	0,66	0,66	53,5
2/0	0,141	0,177	0,33	0,33	0,33	0,52	0,52	0,52	0,36	0,36	0,36	0,52	0,52	0,52	67,44
3/0	0,138	0,171	0,253	0,269	0,259	0,43	0,43	0,43	0,289	0,302	0,308	0,43	0,43	0,46	85,02
4/0	0,135	0,167	0,203	0,220	0,207	0,33	0,36	0,33	0,243	0,256	0,262	0,36	0,36	0,36	107,21
250	0,135	0,171	0,171	0,187	0,177	0,279	0,295	0,282	0,217	0,230	0,240	0,308	0,322	0,33	126,67
300	0,135	0,167	0,144	0,161	0,148	0,233	0,249	0,236	0,194	0,207	0,213	0,269	0,282	0,289	152,01
350	0,131	0,164	0,125	0,141	0,128	0,200	0,217	0,207	0,174	0,190	0,197	0,240	0,253	0,262	177,34
400	0,131	0,161	0,108	0,125	0,115	0,177	0,194	0,180	0,161	0,174	0,184	0,217	0,233	0,240	202,68
500	0,128	0,157	0,089	0,105	0,095	0,141	0,157	0,148	0,141	0,157	0,164	0,187	0,200	0,210	253,35
600	0,128	0,157	0,075	0,092	0,082	0,118	0,135	0,125	0,131	0,144	0,154	0,167	0,180	0,190	304,02
750	0,125	0,157	0,062	0,079	0,069	0,095	0,112	0,102	0,118	0,131	0,141	0,148	0,161	0,171	380,02
1 000	0,121	0,151	0,049	0,062	0,059	0,075	0,089	0,082	0,105	0,118	0,131	0,128	0,138	0,151	506,7

Longitud: 7 metros es decir 0,007 Km.

R para 4 AWG es $1,02 \frac{\Omega}{Km}$

Por lo tanto:

$$0,007 Km \times 1,02 \frac{\Omega}{Km} = 0,00714 \Omega$$

$$P = I^2 R = (61,4)^2 \times (0,00714 \Omega)$$

$$P = 26,92 W ; 0,19\%$$

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	50 de 55

Cálculo de regulación de tensión

EL cálculo de regulación de voltaje permite garantizar un correcto de nivel de voltaje en cada uno de los puntos de la instalación.

Para circuitos trifásicos se usa la siguiente formula:

$$CV = \frac{(2 \times K \times L \times I \times 3,28)}{2 \times CM}$$

Donde:

CV: Caída de tensión entre los conductores de salida (V).

I: Corriente en los conductores de salida (A).

L: Longitud del circuito en un solo sentido entre la fuente y la carga (m).

CM: Calibre del conductor (Circular Mils) (Tabla 20.2 Retie)

K: Resistividad del metal del conductor (CM-ohm/m)

K=11: Conductores de cobre en circuitos cargados a menos del 50% de la capacidad de conducción permisible.

K=12: Conductores de cobre en circuitos cargados a más del 50%

K=18: Conductores de aluminio.

$$CV = \frac{(2 \times 12 \times 7 \times 61,4 \times 3,28)}{2 \times 41740}$$

$$CV = 0,41 V ; 0,18 \%$$

Por lo tanto, se puede deducir que cumple con la sección 210.19(A) y sección 215.2(A) de la NTC 2050, por lo cual se evitara una caída de tensión que exceda del 3%.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	51 de 55

3.11.2. Cálculo de Canalizaciones

Conforme a la normativa RETIE se establece las dimensiones de la tubería.

Se debe de tener en cuenta, que toda la tubería embebida en muro, techo o piso, deberá ser tipo PVC. La tubería interna expuesta a la vista y en techo falso deberá ser tipo EMT y La tubería exterior expuesta al sol y al agua o en ambientes corrosivos, deberá ser de tipo IMC.

Tabla 10: Tabla 1 de la NTC 2050

Tabla 1. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores.

Número de conductores	1	2	Más de 2
Todos los tipos de conductores	53%	31%	40%

Todos los cálculos de canalización se realizan bajo la premisa de la tabla 1 de la NTC 2050 en la cual un ducto no puede superar el 40% para cuando lleve más de dos conductores.

Otro dato importante para realizar este cálculo son las dimensiones de la tubería IMC o EMT dependiendo de la ubicación, a continuación, se muestra la tabla de un fabricante de tubería IMC y EMT con sus respectivas medidas.

Tipo de Tubo	Diám. Nominal pulg	Diám Real en mm	Peso kg/tubo	Espesor Pared pulg	Longitud tubo	Unidad Empaque tubos
Tubo Conduit EMT (UL 797)	1/2"	17.93	1.37	0.042	3 mts	700
Tubo Conduit EMT (UL 797)	3/4"	23.42	2.08	0.049	3 mts	500
Tubo Conduit EMT (UL 797)	1"	29.54	3.06	0.057	3 mts	300
Tubo Conduit EMT (UL 797)	1 1/4"	38.35	4.55	0.065	3 mts	200
Tubo Conduit EMT (UL 797)	1 1/2"	44.20	5.30	0.065	3 mts	150
Tubo Conduit EMT (UL 797)	2"	55.80	6.73	0.065	3 mts	120
Tubo Conduit EMT (UL 797)	2 1/2"	73.03	9.84	0.072	3 mts	3
Tubo Conduit EMT (UL 797)	3"	88.90	12.04	0.072	3 mts	3
Tubo Conduit EMT (UL 797)	4"	114.30	17.44	0.083	3 mts	3
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	1/2"	20.70	3.02	0.085	3 mts	10
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	3/4"	26.14	3.92	0.090	3 mts	10
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	1"	32.77	5.55	0.100	3 mts	10
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	1 1/4"	41.61	7.27	0.105	3 mts	5
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	1 1/2"	47.82	8.99	0.110	3 mts	5
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	2"	59.94	11.39	0.115	3 mts	5
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	2 1/2"	72.57	20.73	0.160	3 mts	3
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	3"	88.29	25.51	0.160	3 mts	3
Tubo Conduit IMC (UL 1242)	4"	113.44	33.18	0.160	3 mts	3

Tabla 15: Diámetro de la tubería IMC y EMT

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	52 de 55

Tramo desde Micronversores hasta tablero TB1

Para iniciar el cálculo de canalización se deben de tener los siguientes parámetros del cable. El tramo desde la cubierta hasta el tablero el cable es canalizado con tubería LFMC 3/4"

Tipo de cable	Calibre AWG	Diámetro exterior del cable(mm)	Área del cable (mm ²)	Numero de cables	Área total cables (mm ²)	Tubería				
						Tipo de tubería	Tamaño de la tubería (Pulgada)	Diámetro interno nominal (mm)	Área del tubo (mm ²)	Porcentaje de llenado (%)
ExZhellent BW(Cobre)	10	4,53	16,1	6	96,8	Tubería (LFMC)	3/4	21,1	349,8	31%
Cable Cu desnudo - Procables	8	3,59	10,1	1	10,1					
					0,0					
		0,00	0,0		0,0					
		0,00	0,0		0,0					
Total					106,9					Cumple

Se verifica que cumpla la normatividad, y que se encuentre por debajo de los 40% como se menciona en la norma. Se concluye que las canalizaciones de están cumpliendo con el % de llenado.

Tramo desde tablero TB1 hasta tablero principal existente

Para iniciar el cálculo de canalización se deben de tener los siguientes parámetros del cable. El tramo desde la cubierta hasta el tablero el cable es canalizado con tubería PVC SCH 40 1"

Tipo de cable	Calibre AWG	Diámetro exterior del cable(mm)	Área del cable (mm ²)	Numero de cables	Área total cables (mm ²)	Tubería				
						Tipo de tubería	Tamaño de la tubería (Pulgada)	Diámetro interno nominal (mm)	Área del tubo (mm ²)	Porcentaje de llenado (%)
ExZhellent BW(Cobre)	4	8,87	61,8	2	123,6	Tubo de PVC , Sch. 40 y de HDPE	1	26,1	535,3	25%
Cable Cu desnudo - Procables	8	3,59	10,1	1	10,1					
					0,0					
		0,00	0,0		0,0					
		0,00	0,0		0,0					
Total					133,8					Cumple

Se verifica que cumpla la normatividad, y que se encuentre por debajo de los 40% como se menciona en la norma. Se concluye que las canalizaciones de están cumpliendo con el % de llenado.

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	53 de 55

3.12. Calculo de Perdidas de Energía

Las pérdidas de potencia se dan por el efecto joule o de calentamiento del cableado al circular la intensidad.

Tabla 16: Cálculo de pérdidas de energía.

Tramo		PÉRDIDAS DE ENERGÍA						
Inicial	Final	Distancia (km)	Potencia (kVA)	Corriente (A)	Momento eléctrico (kVA*m)	Calibre conductor (AWG)	Rcc (ohm/km)	Perdidas de energia (W)
Microinversor 1, 2, 3	Tablero TB1	0,007	4,5	20,45	31,5	10	3,94	11,54
Microinversor 4, 5 y 6	Tablero TB1	0,007	4,5	20,45	31,5	10	3,94	11,54
Microinversor 7, 8 y 9	Tablero TB1	0,007	4,5	20,45	31,5	10	3,94	11,54
Tablero TB1	Tablero Principal Existente	0,007	13,5	61,36	94,5	4	1,02	26,89

Tramo		Pérdida energía (%)	Pérdida energía total (%)
Inicial	Final		
Microinversor 1, 2, 3	Tablero TB1	0,256%	0,968%
Microinversor 4, 5 y 6	Tablero TB1	0,256%	
Microinversor 7, 8 y 9	Tablero TB1	0,256%	
Tablero TB1	Tablero Principal Existente	0,199%	

3.13. Calculo de Regulación de Tensión

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea.

Tabla 17: Tabla de regulación de tensión.

Tramo		Longitud (m)	Potencia (W)	Corriente (A)	Voltaje (V)	K (CM-ohm/m)	Calibre Cu (AWG)	Mils circulares	Resistencia (Ω/km)	ΔV Caída de tensión (V)	ΔV Caída de tensión (%)
Inicio	Final										
Microinversor 1, 2, 3	Tablero TB1	7	4500	20,45	220	12	10	10380	3,35	0,54	0,25
Microinversor 4, 5 y 6	Tablero TB1	7	4500	20,45	220	12	10	10380	3,35	0,54	0,25
Microinversor 7, 8 y 9	Tablero TB1	7	4500	20,45	220	12	10	10380	3,35	0,54	0,25
Tablero TB1	Tablero Principal Existente	7	13500	61,36	220	12	4	41740	0,522	0,41	0,18

Cumple con la normativa < 3%

	MEMORIA DE CALCULO	Código:	AEP-ELE-MC-5001
		Versión:	01
		Fecha:	25/04/2022
		Página:	54 de 55

3.14. Dispositivos de Protección y Seccionamiento

El cálculo de corriente para disponer la protección se realizó en las secciones anteriores. En esta sección se realiza un resumen de las protecciones que cuenta el sistema solar fotovoltaico.

Protecciones en el lado de corriente alterna (AC)

En el lado AC se dispondrán un tablero eléctrico. El cual servirá para disponer las protecciones, este tablero eléctrico con protección IP54, dispondrá de protecciones de 30 A Bifásico y totalizador principal de 80 A Bifásico.

3.15. Calculo de Análisis Técnico y Económico de Conductores

Relacionamos aspectos económicos en cuento a la selección de conductor, según valor de precios de cableado y Pérdidas en energía.

Donde:

CT= costo total en pesos colombianos

Cp=Costo de pérdidas

Cc=Costo de conductor

Pc=Precio de conductor

Lc=Longitud de conductor

Cp=Costo de pérdidas

P=Pérdidas en 15 años en kWh

VkWh=precio de kWh de energía (se toma a 0,05USD)

$$\begin{aligned}
 CT &= Cp + Cc \\
 Cc &= Pc + Lc \\
 Cp &= VkWh * P(kWh)
 \end{aligned}$$

- Tramo Conductor AC N° 10 AWG HFFR-LS

CT: \$ 616.621,7

Cc: \$ 153.300

Pc: \$ 3.650

Lc: (7 metros x 2 líneas) x 3 tramos

Cp: \$ 463.321,7

P: 2.274,53 kWh

VkWh: 0,005 USD

$$P(kWh) = \frac{34,62 \text{ W} * 12 \text{ horas} * 365 \text{ días} * 15 \text{ años}}{1000}$$

$$P(kWh) = 2.274,53$$

$$Cp = 0,05 \text{ USD} * 4.074 \text{ COP} * 2.274,53 \text{ kWh}$$

$$Cp = \$ 463.321,7$$

$$Cc = 42 \text{ m} * \$ 3.650$$

$$Cc = \$ 153.300$$

$$CT = \$ 463.321,7 + \$ 153.300$$

$$CT = \$ 616.621,7$$

- Tramo Conductor AC N° 4 AWG HFFR-LS

CT: \$ 558.670,68

Cc: \$ 198.800

Pc: \$ 14.200

Lc: 14 metros

Cp: \$ 359.870,68

P: 1.766,67 kWh

VkWh: 0,005 USD

$$P(kWh) = \frac{26,89 \text{ W} * 12 \text{ horas} * 365 \text{ días} * 15 \text{ años}}{1000}$$

$$P(kWh) = 1.766,67$$

$$Cp = 0,05 \text{ USD} * 4.074 \text{ COP} * 1.766,67 \text{ kWh}$$

$$Cp = \$ 359.870,68$$

$$Cc = 14 \text{ m} * \$ 14.200$$

$$Cc = \$ 198.800$$

$$CT = \$ 359.870,68 + \$ 198.800$$

$$CT = \$ 558.670,68$$