

Suministro, instalación y puesta en funcionamiento de paneles solares fotovoltaicos para la autogeneración de energía, en la institución educativa Liceo Tame sede principal el municipio de Tame, Arauca.

Diseño Instalaciones Eléctricas.

Diseño:

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Oscar Merchán', with several horizontal strokes extending to the right.

Oscar Alexander Merchán Peñaranda
Ingeniero Electricista
SN205-165063

Memorias de Cálculo

Tame - Arauca

2025

Índice

1. Introducción	6
2. Objetivo del proyecto	6
3. Descripción del proyecto	6
3.1. Localización.	7
3.2. Radiación electromagnética	7
3.3. Irradiación Global Horizontal (GHI).	8
3.4. Cálculo de generación	9
3.5. Módulos solar fotovoltaicos	11
3.6. Capacidad instalada.....	12
3.7. Distribución de equipos	15
3.8. Selección del medidor	16
3.9. Disponibilidad de la red	19
4. Memorias de cálculo (diseño detallado).	20
4.1. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	20
4.1.1. Arcos eléctricos	20
4.1.2. Ausencia de electricidad (en determinados casos)	21
4.1.3. Campos electromagnéticos	21
4.1.4. Contacto directo	21
4.1.5. Contacto indirecto.....	21
4.1.6. Cortocircuito	22
4.1.7. Electricidad estática	22
4.1.8. Equipo defectuoso	22
4.1.9. Descargas atmosféricas	22
4.1.10. Sobrecarga.....	22
4.1.11. Tensión de contacto	23
4.1.12. Tensión de paso.....	23
4.1.13. Evaluación del nivel de riesgo.....	23
4.2. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.	36
4.3. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.	39
4.4. Coordinación de aislamiento eléctrico.....	41

4.5.	Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra	41
4.6.	Análisis del nivel de tensión requerido.	43
4.7.	Cálculos de campos electromagnéticos	44
4.8.	Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.....	44
4.9.	Sistema de puesta a tierra.	44
4.10.	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.....	47
4.10.1.	Cálculo de conductor DC	47
4.10.2.	Cálculo de conductor AC.....	49
4.10.3.	Selección de los conductores de tablero AC a tablero General:	51
4.10.4.	Selección de los conductores de puesta a tierra:	53
4.11.	Especificación 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 del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.....	58
4.12.	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.	59
4.13.	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes, en baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 anexo a.	62
4.13.1.	Protecciones en AC.....	62
4.13.2.	Protecciones en DC.	63
4.14.	Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)	66
4.15.	Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.....	70
4.16.	Cálculos de regulación de tensión	71
4.17.	Áreas clasificadas como peligrosas.	73
4.18.	Diagramas unifilares.	73
4.19.	Planos eléctricos para construcción.....	73
4.20.	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	73
4.21.	Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.	74

4.22.	Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	77
4.23.	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	77
4.24.	Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.	77
5.	Referencias Técnicas.	78

Índice de ilustraciones

Ilustración 1.	Localización I.E Liceo Tame.	7
Ilustración 2.	Datos del mapa (rango mínimo-máximo).	8
Ilustración 3.	Irradiación Global Horizontal	9
Ilustración 4.	Hoja de Datos Módulo Fotovoltaico.	11
Ilustración 5.	Inclinación óptima de módulos.	12
Ilustración 6.	Hoja de Datos inversor SOLIS.	14
Ilustración 7.	Especificaciones medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G.	17
Ilustración 8.	Hoja de Cálculo de Medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G	18
Ilustración 9.	Medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G.	18
Ilustración 10.	Datos disponibilidad de Red.	20
Ilustración 11.	Matriz de riesgo por Arcos Eléctricos.	25
Ilustración 12.	Matriz de riesgo por contacto directo.	26
Ilustración 13.	Matriz de riesgo por contacto indirecto.	26
Ilustración 14.	Matriz de riesgo por contacto cortocircuito.	27
Ilustración 15.	Matriz de riesgo por Descargas Eléctricas Atmosféricas.	27
Ilustración 16.	Matriz de riesgo por Sobrecarga.	28
Ilustración 17.	Matriz de riesgo por tensión de contacto.	28
Ilustración 18.	Matriz de riesgo por tensión de paso.	29
Ilustración 19.	Matriz de riesgo por Electricidad estática.	29
Ilustración 20.	Matriz de riesgo por equipos defectuosos.	30
Ilustración 21.	Matriz de riesgo por Falla técnica / desconexión /error humano.	30
Ilustración 22.	Matriz de riesgo por Falla técnica / equipos no calibrados.	31
Ilustración 23.	Decisiones y acciones para controlar el riesgo.	31
Ilustración 24.	Nivel Cerámicos de DDT.	37
Ilustración 25.	Resultados DDT 1	38
Ilustración 26.	Resultados DDT 2.	38
Ilustración 27.	Cortocircuito monofásico después de implementar el SSFV.	42
Ilustración 28.	Cortocircuito trifásico después de implementar el SSFV.	43
Ilustración 29.	Parámetros SPT	45
Ilustración 30.	Cálculos SPT	46
Ilustración 31.	Cumplimiento de SPT según la IEEE80.	47
Ilustración 32.	Estructura metálica para soporte de módulos fotovoltaicos.	60

Ilustración 33. Coordinación protecciones, Falla 3F en la salida del inversor.	65
Ilustración 34. Ilustración 34. Coordinación protecciones, Falla 3F en tablero fotovoltaico.	65
Ilustración 35. Coordinación protecciones, Curvas de disparo.	66
Ilustración 36. Distancias “d” y “d1” en cruce y.....	75

Índice de tablas

Tabla 1. Cálculo de generación mensual	9
Tabla 2. Clasificación de puntos de medición.	16
Tabla 3. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.	17
Tabla 4. Tabla 4 NTC 5019 relación de transformación de tc para medidas semidirectas.	19
Tabla 5. Tabla de pérdidas.	39
Tabla 6. Consumo mensual.	39
Tabla 7. Límites de corriente armónica.	40
Tabla 8. Tabla de Conductores Fotovoltaicos CENTELSA.....	48
Tabla 9. 250.122 Conductores de Tierra NTC 2050 Segunda Actualización.	49
Tabla 10. Tabla 310.15 (B)(16) conductores según NTC 2050 segunda actualización	50
Tabla 11. 250.122 NTC 2050 Tabla Conductores de Tierra.	51
Tabla 12. Tabla 310.15 (B)(16) conductores según NTC 2050 segunda actualización.....	52
Tabla 13. 250.122 NTC 2050 Tabla Conductores de Tierra.	53
Tabla 14. Conductores de tierra seleccionado.	54
Tabla 15. Datos de entrada de conductores DC.....	55
Tabla 16. Conductor DC Tramo 1	55
Tabla 17. Conductor DC tramo 2.	55
Tabla 18. Conductor DC tramo 3.	56
Tabla 19. Tabla 19. Conductor DC tramo 4.	56
Tabla 20. Conductor DC tramo 5.	56
Tabla 21. Conductor DC tramo 6.	56
Tabla 22. Datos de entrada de conductores AC.....	57
Tabla 23. Conductor AC Inversor 1	57
Tabla 24. Conductor AC Inversor 2.....	57
Tabla 25. Accesorios de soporte y fijación.	61
Tabla 26. Conductores del sistema en corriente directa.....	67
Tabla 27. Conductores del sistema en corriente Alterna	67
Tabla 28. Ocupación de ductos IMC	68
Tabla 29. Regulación DC.	72
Tabla 30. Tabla de regulación AC.	73
Tabla 31. Distancias de seguridad	74
Tabla 32. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones.	76
Tabla 33. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones.....	77

1. Introducción

La presente Memoria de Cálculo Eléctrica establece los lineamientos técnicos, normativos y operativos para el diseño detallado, instalación y puesta en servicio de un Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) destinado a la autogeneración de energía eléctrica a pequeña escala (AGPE) en la Institución educativa Liceo Tame, ubicada en el municipio de Tame, departamento de Arauca.

Este documento tiene como propósito documentar y sustentar los criterios técnicos, normativos y metodológicos empleados para el dimensionamiento, selección y verificación de los componentes que integran el sistema fotovoltaico, garantizando una operación segura, confiable y eficiente.

El proyecto busca proporcionar un suministro energético sostenible y económicamente eficiente, que contribuya a reducir los costos asociados al consumo eléctrico mensual de la institución. De igual manera, promueve la adopción de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR), en coherencia con la política nacional de transición energética liderada por el Ministerio de Minas y Energía.

La memoria de cálculo constituye un soporte técnico del diseño eléctrico, elaborada en cumplimiento de los requisitos establecidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE 2024 (Numerales 3.3.1.1 y 3.17.23), la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 (Secciones 690 y 705), así como las disposiciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en especial la Resolución 174 de 2021 y los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO) 1862 y 1556, aplicables a sistemas de autogeneración conectados a la red del Operador de Red ENELAR E.S.P.

Además, el documento se apoya en normas IEC e IEEE complementarias, aplicables al diseño de sistemas eléctricos en baja tensión, asegurando que las instalaciones proyectadas cumplan con las condiciones técnicas y de seguridad exigidas para su certificación RETIE.

Finalmente, la memoria forma parte integral del conjunto documental del diseño eléctrico, junto con los planos, diagramas unifilares, especificaciones técnicas, estudios de puesta a tierra y demás anexos, que respaldan la integridad, trazabilidad y conformidad técnica del proyecto.

2. Objetivo del proyecto

Diseñar e implementar un sistema solar fotovoltaico conectado a la red (ON-GRID) en la Institución Educativa Liceo Tame – sede principal, ubicada en el centro poblado del municipio de Tame, Arauca, con el propósito de abastecer la mayor parte de su consumo eléctrico, suministrar los excedentes a la red pública y optimizar los costos de facturación del servicio eléctrico, cumpliendo con las normativas técnicas y contribuyendo a la sostenibilidad energética.

3. Descripción del proyecto

El proyecto consiste en la implementación y el diseño de un sistema solar fotovoltaico, cuyo propósito es abastecer una parte del consumo eléctrico de la institución educativa Liceo Tame – sede principal garantizando un suministro continuo y eficiente. Para el cumplimiento de este propósito se desarrolla un sistema integral que abarca la selección, dimensionamiento y

justificación de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico; asimismo, se establecen parámetros eléctricos y mecánicos necesarios para la correcta ejecución del sistema. El diseño se realiza aplicando las normas técnicas vigentes en Colombia, además de las normas internacionales aplicables en los sistemas fotovoltaicos. A continuación, se detallan los componentes y criterios técnicos empleados para el diseño e implementación del sistema fotovoltaico.

3.1. Localización.

El proyecto se ejecutará en el casco urbano del municipio de Tame, ubicado en el departamento de Arauca (Colombia), exactamente en la Diagonal 15 N° 28-15, Tame, Arauca

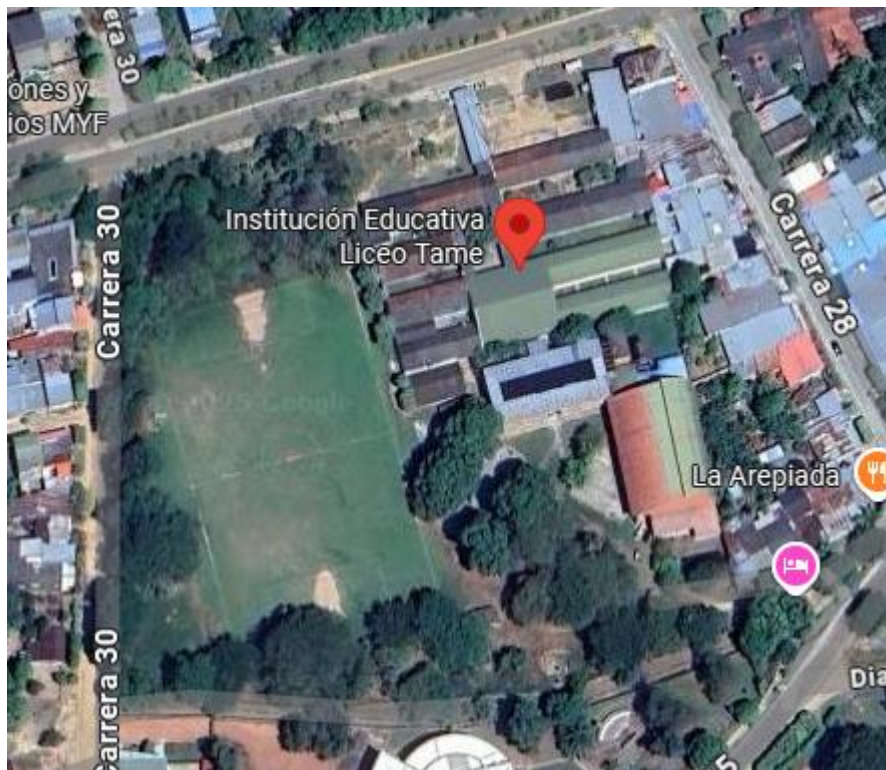


Ilustración 1. Localización I.E Liceo Tame.

Tipo de servicio: Oficial

Transformador: Transformador trifásico existente de 75 kVA T-3502

Líneas y redes de B.T: Se conecta al tablero general existente.

3.2. Radiación electromagnética

La radiación electromagnética es la forma en que la energía se propaga en el espacio en forma de campos eléctricos y magnéticos oscilantes y acoplados, que se transmiten en forma de onda a la velocidad de la luz.

El análisis de la irradiación solar en Arauca se basa en estadísticas de la base de datos Solaris (periodo base 1994–2018) y presenta las magnitudes medias diarias y su distribución.



Ilustración 2. Datos del mapa (rango mínimo-máximo)

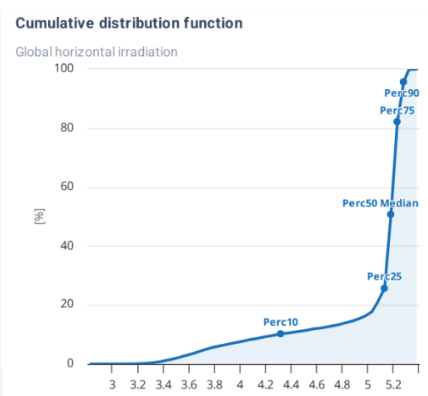
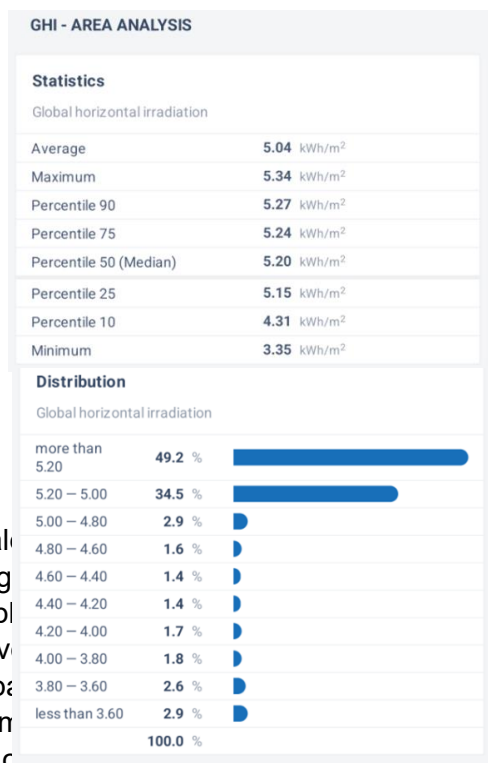
3.3. Irradiación Global Horizontal (GHI).

La irradiación global horizontal (GHI) es la cantidad total de energía solar por unidad de área (generalmente expresada en kWh/m²) que incide sobre una superficie horizontal en el suelo durante un periodo de tiempo determinado. Este parámetro es fundamental para la evaluación del potencial solar y el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que determina la energía disponible para la conversión de energía eléctrica.

La GHI promedio es 5.04 kWh/m²·día (valores en el área: 3.35–5.34 kWh/m²·día). La distribución muestra que cerca del 49 % de la zona presenta GHI > 5.20 kWh/m²·día y que la mediana es $\approx$ 5.20 kWh/m²·día, lo que indica un recurso solar elevado y estable para sistemas fotovoltaicos fijos, estas cifras confirman condiciones favorables para la implementación de sistemas fotovoltaicos como generación de energía eléctrica, se muestran los datos tomados de Solaris en la siguiente figura.

3.4.

El cálculo de la energía establecida para el aprovisionamiento de los pasillos de la estructura



El sistema fotovoltaico se realiza a partir del consumo de la Institución Educativa Liceo Tame – sede principal, con el fin de satisfacer la demanda eléctrica y optimizar el uso de la energía solar. Con base en este análisis, se determinan los equipos principales que conforman el sistema, inversores, protecciones, conductores y

Una vez definidos los equipos y sus características nominales, se procede a la etapa de diseño del sistema. La Ilustración 3. Irradiación Global Horizontal muestra la situación, se presenta una tabla con el resumen de los principales datos técnicos del cálculo y dimensionamiento del sistema fotovoltaico propuesto para la Institución Educativa Liceo Tame – sede principal.

Tabla 1. Cálculo de generación mensual

CONCEPTO	VALOR	OBSERVACIONES
Consumo (kWh) Anual	108622	Dato de entrada respaldado por facturación del OR/comercializador o registros medidos.
Consumo diario (kWh/día)	298	Valor normalizado a día calendario para modelación energética; no sustituye el perfil horario real de carga.
Horas Sol Pico (HSP)	5,17	Referencia de recurso solar del sitio (IDEAM/atlas o base satelital validada); se confirmará en diseño ejecutivo.
Factor de reducción por temperatura	0,88	Ajuste por condiciones térmicas de operación y montaje del módulo
Eficiencia del Inversor	0,986	S5-GC-33K
Factor de reducción por suciedad	0,95	Pérdidas por suciedad consideradas con plan de O&M; ajustar según condiciones locales (polvo, lluvias, vegetación).

Capacidad del sistema FV (kWac)	70	Definida para alcanzar la meta de cobertura energética, respetando relación DC/AC y restricciones de conexión a red (RETIE/CREG).
Inversor para implementar (kWac)	33	Selección acorde a red en BT, compatibilidad de tensión/corriente y requisitos de protección, anti-isla y calidad de energía.
Número de inversores	2	Determinado por topología del sistema, redundancia operativa y relación DC/AC objetivo; facilita mantenimiento y disponibilidad.
Potencia unitaria del módulo FV (Wp)	725	Módulos certificados; verificar compatibilidad eléctrica con rangos MPPT y tensiones máximas bajo temperaturas extremas del sitio.
Número total de módulos FV	91	Cantidad resultante del dimensionamiento; sujeta a ajuste por sombreados, pasillos, y configuración de strings/MPPT en diseño definitivo.
Ancho MFV (m)	1,303	Vertex N (TSM-NEG21C.20_725W)
Largo MFV (m)	2,384	Vertex N (TSM-NEG21C.20_725W)
Área requerida (m²)	322	Área neta de módulos más pasillos y estructura; validar con medidas de diseño (AutoCAD), inclinación/orientación y distancias de seguridad conforme RETIE.
Producción anual estimada (kWh/año)	101488	Estimación sujeta a orientación, sombreados y pérdidas adicionales; se valida con simulación (p. ej., PVsyst) en diseño ejecutivo.
Producción mensual promedio (kWh/mes)	8457	Promedio mensual equivalente para balance preliminar; no representa la estacionalidad real del recurso.
Cobertura mensual de la demanda (%)	93,82%	Indicador comparativo frente al consumo promedio mensual; varía por estacionalidad y patrón de uso (p. ej., calendario escolar).
Cobertura anual de la demanda (%)	93,43%	Indicador de cobertura anual respecto a la demanda; referencia para metas energéticas y verificación contractual.
Strings por inversor	3	S5-GC-33K
Arreglo por inversor	15	Cada string con 14 módulos; total 42 módulos por inversor.
V_{máx}/String	750	Voc corregido a Tc Min 21,75 °C. Dentro del rango < 1100 V
I_{máx}/String	17,47	Por debajo de 32 A
P_{máx}/String	11	Potencia Efectiva por String (kW)
P_{máx}/Inversor	33	Potencia DC por inversor (31 kW) < Potencia FV máxima de entrada recomendada (45 kW DC)
N° de MFV a implementar	90	Total, de MFV en el SSFV
Relación DC/AC del sistema	99,80%	Dentro de rango aceptado; recomendable optimizar a 1,05 – 1,20.

3.5. Módulos solar fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para el sistema del proyecto son monocristalinos bifaciales con una potencia de 725 Wp, marca Trina Solar. Estos módulos están diseñados para aprovechar la radiación solar tanto como directa como reflejada, lo cual incrementa la generación de energía. La energía solar absorbida por las celdas fotovoltaicas es transformada en corriente continua (CC), luego es convertida en corriente alterna (CA) mediante los inversores, para ser suministrada al sistema de distribución local (SDL) o en el sistema interconectado nacional. En la siguiente figura, se muestra la hoja de datos de los módulos fotovoltaicos.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT & BNPI)																					
Testing Condition	STC			NOCT			BNPI			STC			NOCT			BNPI			STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts- $P_{max}(W_p)^*$	700	534	776	705	540	781	710	543	787	715	547	792	720	551	798	725	555	801			
Power Selection (W)**	0 ~ +5																				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	38.0	40.5	40.7	38.3	40.7	40.9	38.5	40.9	41.1	38.7	41.1	41.3	38.8	41.3	41.5	39.0	41.5			
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.29	14.04	19.15	17.33	14.08	19.19	17.36	14.12	19.23	17.40	14.14	19.28	17.44	14.19	19.32	17.47	14.23	19.36			
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.6	46.1	48.6	48.8	46.3	48.8	49.0	46.5	49.0	49.2	46.7	49.2	49.4	46.9	49.4	49.6	47.1	49.6			
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.32	14.76	20.30	18.36	14.80	20.34	18.40	14.83	20.39	18.44	14.86	20.43	18.49	14.90	20.49	18.54	14.94	20.54			
Module Efficiency η_m (%)	22.5			22.7			22.9			23.0			23.2			23.3					
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m ² , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. BNPI: Irradiance: front 1000W/m ² , rear 135W/m ² , Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 *Measuring tolerance: ±3%. **Power selection up to: +3%.																					

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)																		
Backside Power Gain	5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%	10%
Peak Power Watts- $P_{max}(W_p)$	735		770		740		776		746		781		751		787		761	798
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5		40.5		40.7		40.7		40.9		40.9		41.1		41.1		41.5	41.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.15		19.02		18.20		19.06		18.23		19.10		18.27		19.14		18.34	19.22
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.6		48.6		48.8		48.8		49.0		49.0		49.2		49.2		49.6	49.6
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.24		20.15		19.28		20.20		19.32		20.24		19.36		20.28		19.47	20.39
Power Bifaciality: 80±5%.																		

Ilustración 4. Hoja de Datos Módulo Fotovoltaico.

Inclinación óptima de módulos.

La inclinación óptima de un sistema fotovoltaico es el ángulo que se forma entre el plano de los módulos solares y el plano horizontal, el cual maximiza la captación de irradiancia global inclinada, para la correcta elección de este ángulo se debe tener en cuenta la latitud geográfica del sitio.

Arauca está ubicado a una latitud aproximada de 7° N, lo que nos permite determinar el ángulo óptimo mediante la siguiente formula:

$$\beta(opt) = 3,7 + 0,69 * |\phi|$$

$$\beta(opt) = 3,7 + 0,69 * 7$$

$$\beta(opt) = 8,53^\circ$$

Este resultado nos indica que el valor teórico para la inclinación óptima de los módulos en Arauca está entre 8° y 9°. Sin embargo, el Global Solar Atlas establece que la inclinación óptima para Arauca se encuentra entre 6° y 12° lo que nos permite optar por una inclinación de 12° para el proyecto, puesto que con esta inclinación se maximiza la irradiancia global inclinada (GTI) anual, además favorece la auto limpieza natural de los módulos, reduciendo pérdidas por suciedad y mantenimiento. En la siguiente figura se encuentran los datos arrojados por el atlas solar.

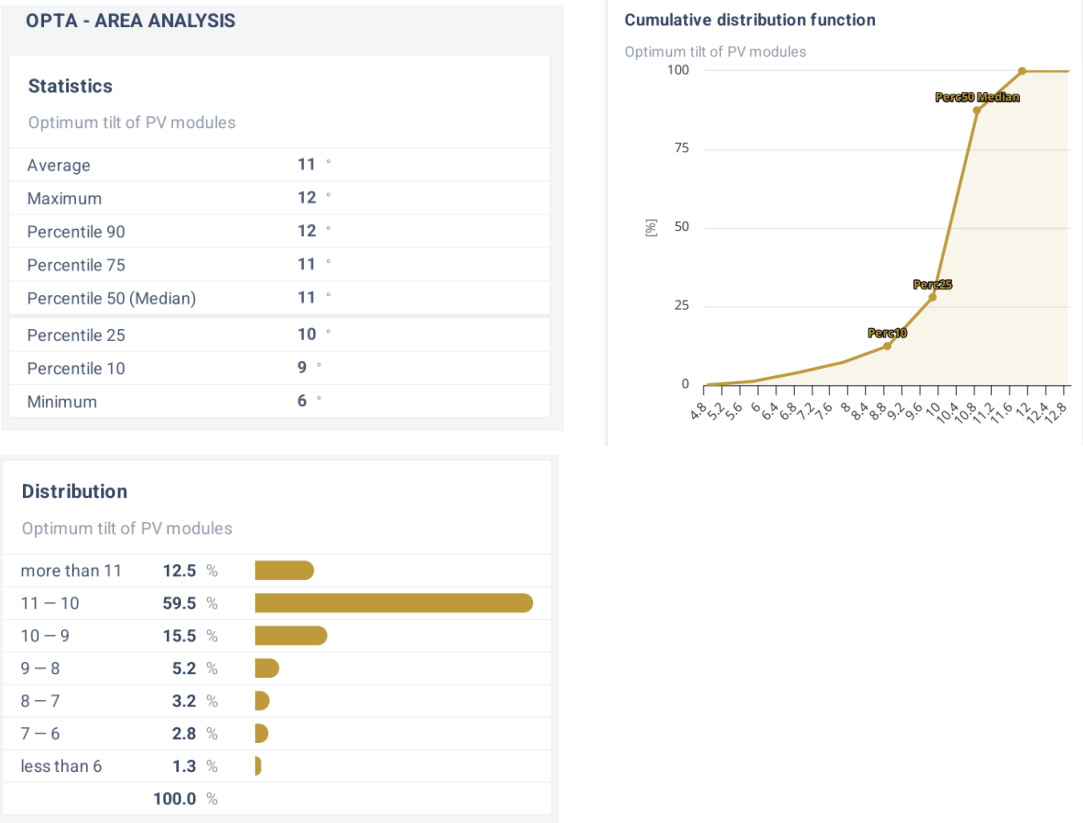


Ilustración 5. Inclinación óptima de módulos.

3.6. Capacidad instalada

para el análisis de la capacidad instalada calcularemos la potencia demandada, el número de paneles a implementar, cuantos paneles se permiten en serie, cuantos string en paralelo el inversor a utilizar.

Los paneles que se van a utilizar tienen una potencia nominal de 725Wp, por lo tanto:

$$P_{demandada} = \frac{\text{Consumo Promedio día} \left(\frac{kWh}{\text{día}} \right)}{HSP * \text{Pérdidas}}$$

$$P_{demandada} = \frac{298 \frac{kWh}{\text{día}}}{5,3 * 0,95 * 0,88} = 67,256 W \cong 67 kW$$

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Potencia demandada}}{P_{mppt}}$$

$$\text{Número de paneles} = \frac{67 kW}{725W} = 92,41 \text{ paneles}$$

Según la proyección de potencia, se instalarán 90 paneles monocristalinos bifaciales de 725 Wp, para una capacidad nominal instalada de 65250 Wp.

El sistema fotovoltaico por instalar contará con una capacidad total de 65250 kWp, obtenida mediante la integración de 90 paneles fotovoltaicos con una potencia de 725 Wp cada uno, estos módulos son de la marca Trina Solar, referencia TSM-NEG21C.20. Los módulos estarán organizados en 2 inversores de 3 strings, cada uno conformado por 15 módulos fotovoltaicos conectados en serie; cada string estará distribuido en los 3 MPPT del inversor.

Se instalará un inversor trifásico de la marca Solis, referencia S5-GC33K con una potencia nominal de 33 kWac, este inversor está diseñado bajo las condiciones establecidas en el reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE 2024), así como los estándares internacionales aplicables.

Inversor DC/AC

El inversor es el equipo encargado de transformar la corriente continua (CC) generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA), con las condiciones de tensión y frecuencia requeridas por las cargas eléctricas y por la red de distribución. El inversor seleccionado para el proyecto cuenta con una potencia de 33 kWac con una salida trifásica de tensión de 220V, el equipo cuenta con 3 entradas MPPT independientes que permite optimizar el punto de máxima potencia de cada string. En la siguiente figura se muestra la hoja de datos del inversor seleccionado.

La certificación será presentada al Operador de Red (OR) como requisito para la conexión del sistema de generación al SIN. El/los equipos empleados fue un inversor de 33 kW marca SOLIS referencia S5-GC-33K con rango de tensión de salida de 220V.

Hoja de datos

S5-GC(25-40)K

Modelo	25K	30K	33K	36K	40K
Entrada (DC)					
Potencia FV máxima de entrada recomendada	37.5 kW	45 kW	49.5 kW	54 kW	60 kW
Voltaje máximo de entrada			1100 V		
Voltaje nominal			600 V		
Voltaje de arranque			180 V		
Rango de voltaje MPPT			200 - 1000 V		
Corriente máxima de entrada		32 A / 32 A / 32 A		4 × 32 A	
Corriente máxima de cortocircuito		40 A / 40 A / 40 A		4 × 40 A	
Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada		3 / 6		4 / 8	
Salida (AC)					
Potencia nominal de salida	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	40 kW
Potencia aparente máxima de salida	27.5 kVA	33 kVA	36.3 kVA	39.6 kVA	44 kVA
Potencia máxima de salida	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	44 kW
Voltaje nominal de la red			N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V		
Frecuencia nominal de la red			50 Hz / 60 Hz		
Corriente nominal de salida de red	38.0 A / 36.1 A	45.6 A / 43.3 A	50.1 A / 47.6 A	56.7 A / 52.0 A	60.8 A / 57.7 A
Corriente máxima de salida	41.8 A	50.2 A	55.1 A	60.2 A	66.9 A
Factor de potencia			> 0.99 (0.9 capacitivo a 0.9 inductivo)		
THDi			< 3%		
Eficiencia					
Eficiencia máxima	98.5%		98.6%		98.7%
Eficiencia EU	98.1%		98.2%		98.3%
Protección					
Protección contra polaridad inversa DC			Si		
Protección contra cortocircuito			Si		
Protección de sobrecorriente de salida			Si		
Protección contra sobretensiones			DC Tipo II / AC Tipo II		
Monitoreo de red			Si		
Protección Anti-Isla			Si		
Protección de temperatura			Si		
Monitoreo de cadenas			Si		
Escaneo de curvas I/V			Si		
Escaneo múltiplo			Si		
AFCI 2.0 integrado			Opcional		
Recuperación PID integrada			Opcional		
Interruptor de DC integrado			Si		
Datos generales					
Dimensiones (longitud × altura × ancho)			647 × 629 × 252 mm		
Peso		38.2 kg			42.1 kg
Topología			Sin Transformador		
Consumo propio (noche)			< 1 W		
Rango de temperatura de funcionamiento			-25 ~ +60°C		
Humedad relativa			0 - 100%		
Nivel de protección			IP66		
Emisión de ruido (típica)			≤ 60 dB(A)		
Enfriamiento			Refrigeración inteligente con ventilador		
Altitud máxima de funcionamiento			4000 m		
Estándar de conexión de red	G99, VDE-AR-N 4105/VDE V 0124, EN 50549-1, VDE 0126/UTE C 15/VFRC2019, RD 1699/RD 244/UNE 206006/UNE 206007-1, CEI 0-21, C10/11, NRS 097-2-1, EIFS 2018-2, IEC 62116, IEC 61727, IEC60068, IEC 61683, EN 50530				
Estándar de seguridad / EMC	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4				
Características					
Conexión de DC	Conector MC4				
Conexión de AC	Terminal OT				
Pantalla	LCD				
Comunicación	RS485, Opcional: Wi-Fi, GPRS				

Ilustración 6. Hoja de Datos inversor SOLIS.

3.7. Distribución de equipos

Para la distribución y conexión de los equipos que conforman el sistema solar fotovoltaico se consideran las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos y del inversor seleccionado, con el fin de garantizar una operación segura y eficiente. Según estos equipos tenemos:

De acuerdo con las características del módulo Trina Solar Vertex N T considerando el coeficiente de temperatura de la tensión en circuito abierto ($\beta = -0.24 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$), se realiza la corrección de la tensión a la temperatura mínima de operación del sitio, según la siguiente expresión:

$$V_{oc} = V_{oc\ STC} + V_{oc\ STC} * \beta (T_{min} - T_{STC})$$

$$V_{oc\ max} = 49,6\ V + 49,6\ V (-0,0024)(16 - 25)$$

$$V_{oc\ max} = 50.67\ V$$

$$V_{oc\ STC} = \text{tensión de circuito abierto en condición estándar}$$

$$\beta = \text{coeficiente de temperatura de } V_{oc}$$

$$T_{STC} = \text{Temperatura estándar de prueba}$$

$$T_{min} = \text{Temperatura mínima del área}$$

Por lo tanto, el voltaje máximo por módulo corregido por temperatura es de 50.67 V.

$$\text{Máximo Número de paneles en serie} = \frac{1000\ V}{50,67\ V} = 19,74 \cong 20\ \text{paneles}$$

Con el fin de garantizar la correcta operación del inversor y evitar sobrecargas en las entradas MPPT (Maximum Power Point Tracking), se realizó el cálculo del número máximo de strings que pueden conectarse en paralelo por cada MPPT.

El inversor seleccionado dispone de 3 MPPT independientes con una capacidad de corriente de cortocircuito de entrada de 40 A cada uno, considerando que cada módulo fotovoltaico presenta una corriente de cortocircuito (I_{sc}) de 18,54 A, la capacidad de conexión en paralelo se determinó mediante la relación:

$$\text{Máximo número de string} = \frac{I_{inversor}}{I_{panel}}$$

$$\text{Máximo Número de string paralelo} = \frac{40\ A}{18,54\ A} = 2,15\ \text{string}$$

El inversor soporta hasta 2 strings en paralelo por MPPT sin exceder sus límites (2,15), sin embargo, para el caso específico se recomienda no conectar más de 2 string en paralelo para que no sobrepase el límite de corriente del inversor.

El sistema queda conformado por 2 inversores de 3 strings de 15 módulos cada uno, es decir, 45 módulos fotovoltaicos distribuidos de forma equilibrada entre los MPPT del inversor, garantizando un funcionamiento seguro, eficiente y acorde a los requerimientos técnicos del proyecto.

3.8. Selección del medidor

La correcta medición de la energía eléctrica en los puntos de conexión en la frontera comercial en este caso (OR y APGE) es fundamental para garantizar la transparencia en la contabilización de la energía generada, consumida o transferida entre los diferentes agentes del sistema.

Con el fin de estandarizar estos procesos y definir los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir los equipos y sistemas de medición, la Resolución CREG 038 de 2014 Artículo 6 establece una clasificación de los puntos de medición según la capacidad instalada o el nivel de intercambio de energía a través de la frontera comercial.

Esta clasificación permite determinar el tipo de medición que corresponde a cada proyecto ya sea de generación o de consumo, así como la exactitud requerida para los equipos involucrados. En

Tabla 2. Clasificación de puntos de medición.

Tipos de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, (MWh-mes)	Capacidad Instalada, CI (MVA)*
1	$C \geq 15000$	$CI \geq 30$
2	$15000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0.1$
4	$50 > C \geq 5$	$0.1 > CI \geq 0.01$
5	$C < 5$	$CI < 0.01$

las siguientes tablas se presentan los criterios que facilitan esta determinación y orientan la selección adecuada de los sistemas de medición.

Tabla 3. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

Tipo de puntos medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase medidores de energía reactiva	Clase de exactitud transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0.2 S	2	0.2 S	0.2
2 y 3	0.5 S	2	0.5 S	0.5
4	1	2	0.5	0.5
5	1	2	--	--

Como se puede observar el tipo de punto de medición es 4, puesto que se cuenta con una capacidad instalada superior a los 10kVA e inferior a los 100kVA; de acuerdo con esto, se tiene que el índice de los medidores de energía activa es 1, el índice de los medidores de energía reactiva es 2, la exactitud de los transformadores de corrientes es de 0,5 s y la exactitud para un transformador de tensión es de 0,5s.

Equipo de medida seleccionado

De acuerdo con los requisitos ya calculados para la elección del medidor del sistema solar fotovoltaico, se selecciona el medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G, cuyas especificaciones técnicas se encuentran en las siguientes figuras:

E570 Series 2 2G/4G Transformer Connected 3-Phase Electricity Meter (ZxY400CW1) - Technical Data

General	
Functions	Voltage
Measurement:	Nominal voltage U_n ZMY
- Combined bi-directional measurement	3 x 58/100 V to 277/480 VAC
- 3-phase/4-wire and 3-phase/3-wire	
Communication:	Nominal voltage U_n ZFY
- Two-way communication to the AMM system with 2G/GPRS or 2G/4G LTE	3 x 100 to 240VAC
- IDIS-compliant except data type 64 bit	
Serial interface:	Extended operating voltage range
- Integrated RS-485 with twin jack RJ12	80% – 115% U_n
Version with wired M-Bus interface:	Frequency
- Wired M-Bus master supports up to 4 multi-energy devices (gas, water, district heating)	Nominal frequency f_n
- Also used as a CII customer interface	50 Hz or 60 Hz
Inputs and outputs:	Tolerance
- Up to 5 S0 outputs	± 5%
- 1 control input	
- 1 mechanical on-off latching 10 A load control switch	IEC-Specific Data
- 2 solid-state 100 mA auxiliary control switches	Current
- Optical port for local reading, configuration and parameterisation	Nominal current I_n
Control buttons:	1 A, 5 A
- 1 scroll button for the display	Maximum current I_{max}
- 1 sealable reset button	Metrological
	200% I_n
	2 A, 10 A
	Thermal
	12 A
	Short-circuit current
	0.5 s with 30 x I_{max}

Ilustración 7. Especificaciones medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G.

LCD display:

- 9 digits for displaying register values
- Phase, energy direction, no-load mode, alarm, units of measure and supply control switch state indicators on display
- Multi-energy units

External supply control switch control:

- Control for the disconnection of power
- 3 operating modes
- Can be controlled remotely from the AMM system, manually with a push-button or via local communication interfaces

Interoperability and certification

- IDIS 2 DLM, DLMS and IEC readout
- MID certification
- IEC 62052-31 safety standard compliant
- RED compliant (2G and 2G/4G)
- RoHS compliant

Measurement Accuracy

ZxY405

Active energy, to IEC 62053-22 class 0.5 S

Reactive energy:

ZFY to IEC 62053-23 class 2

ZMY to IEC 62053-24 class 1 S

ZxY410

Active energy, to IEC 62053-21 class 1

Reactive energy:

ZFY to IEC 62053-23 class 2

ZMY to IEC 62053-24 class 2

D000063744 en c – E570 Series 2 G/4G Transformer Connected 3-Phase Electricity Meter – ZMY/ZFY405CW1, ZMY/ZFY410CW1 – Technical Data © Landis+Gyr

Ilustración 8. Hoja de Cálculo de Medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G .



Ilustración 9. Medidor Bidireccional E 570 series 2G/4G.

Para este colegio el cual cuenta con un transformador exclusivo de 75 KVA se realiza una medida semidirecta, a continuación, se realiza la descripción de la selección de los transformadores de corriente:

Tabla 4. Tabla 4 NTC 5019 relación de transformación de tc para medidas semidirectas.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 5019 (Segunda actualización)

Tabla 4. Relación de transformación de t.c. para mediciones semi-directas

Circuitos a 3 x 120/208 V		Circuitos a 3 x 127/220 V		Circuitos a 3 x 254/440 V		Circuitos a 120/240 V	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
28 A 43	100/5	30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
44 A 65	150/5	46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
66 A 86	200/5	69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5
87 A 129	300/5	92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
130 A 162	400/5	138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
163 A 194	500/5	183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
195 A 259	600/5	229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
260 A 324	800/5	275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
325 A 389	1 000/5	366 A 457	1 000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1 000/5
390 A 467	1 200/5	458 A 548	1 200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1 200/5
468 A 648	1 600/5	549 A 731	1 600/5	1 098 A 1463	1600/5	312 A 438	1 600/5

Para la selección de los transformadores de corriente, se considera la potencia instalada del sistema y las recomendaciones establecidas en la Tabla 4 de la NTC 5019, la cual clasifica las relaciones de transformación típicas utilizadas en esquemas de medida semidirecta.

En este caso, para un sistema trifásico de 3×220 V con medidor bidireccional y un factor de potencia aproximado de 0,95, correspondiente a una potencia activa de 33 kW, la corriente de línea calculada es de aproximadamente 91,2 A.

De acuerdo con la Tabla 4 de la NTC 5019 y la verificación de la corriente primaria, se seleccionan transformadores de corriente de relación 100/5 A por fase, adecuados para la medición y protección del sistema fotovoltaico.

Los CT's deberán contar con una clase de precisión compatible con el medidor bidireccional (mínimo 0.5 segundos) y cumplir con las normas técnicas vigentes, garantizando una medición confiable y segura tanto para la operación del sistema como para la contabilización de energía.

3.9. Disponibilidad de la red

En concordancia con lo estipulado en el Artículo 5 de la Resolución CREG 030 de 2018 (estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1), se realizó la consulta al Operador de Red sobre la disponibilidad de conexión.

El proyecto dispone de un transformador de 75 kVA, destinado únicamente al suministro de las instalaciones, por lo que no se comparte capacidad con otros usuarios. En este sentido, la disponibilidad de red está condicionada únicamente por la capacidad del transformador instalado, siendo el límite de generación aplicable el establecido para los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), esto es ≤ 1 MW, conforme a lo definido en la regulación vigente.

En la siguiente figura se encuentran los valores del transformador y de la disponibilidad de conexión para el mismo.

Información de Baja Tensión

Transformador: T3502
Propietario: EMPRESA
Voltaje nominal (V): 220
Capacidad (kVA): 75
Generación instalada (%): 0%
Capacidad máxima disponible (kW): 37.5
Total de capacidad ocupada (kW): 0
Energía Promedio min demanda del año anterior 24 horas: 11.938
Energía entregada por generadores no fotovoltaicos (%): 0%
Total de energía horaria ocupada (kWh): 0
Capacidad máxima de energía horaria disponible (kWh): 5.969
Energía Promedio min demanda del año anterior 6 am-6 pm: 11.938
Energía entregada por generadores fotovoltaicos (%): 0%
Energía horaria ocupada de fotovoltaicos (kWh): 0
Energía horaria disponible para fotovoltaicos (kWh): 5.969

Información de Media Tensión

Circuito: TA0101
Voltaje nominal (KV): 13.8
Capacidad (kVA): 4780.46
Generación instalada (%): 0.418%
Capacidad máxima disponible (kW): 2370.23
Total de capacidad ocupada (kW): 20
Energía Promedio min demanda del año anterior 24 horas: 1379.73
Energía entregada por generadores no fotovoltaicos (%): 0%
Total de energía horaria ocupada (kWh): 0
Capacidad máxima de energía horaria disponible (kWh): 689.87
Energía Promedio min demanda del año anterior 6 am-6 pm: 1379.73
Energía entregada por generadores fotovoltaicos (%): 1.45%
Energía horaria ocupada de fotovoltaicos (kWh): 20
Energía horaria disponible para fotovoltaicos (kWh): 669.87

Ilustración 10. Datos disponibilidad de Red.

4. Memorias de cálculo (diseño detallado).

4.1. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

Con relación al análisis de riesgos de origen eléctrico, se hará una breve descripción de los factores de riesgos potenciales o presentes en la instalación, operación y mantenimiento de los equipos al interior de la subestación, de igual forma se darán las recomendaciones para minimizarlos.

4.1.1. Arcos eléctricos

POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de transformadores 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 los rayos ultravioletas.

4.1.2. Ausencia de electricidad (en determinados casos)

POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática, diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

4.1.3. Campos electromagnéticos

POSIBLES CAUSAS: Falla en el diseño, violación de anchos de zonas de servidumbre, mediciones con equipo no calibrado.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Respetar los anchos de zonas de servidumbre y los valores de límites de exposición a campos electromagnéticos.

4.1.4. 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.

4.1.5. 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.

4.1.6. 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.

4.1.7. 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.

4.1.8. 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.

4.1.9. Descargas atmosféricas

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.

4.1.10. 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.

4.1.11. 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.

4.1.12. 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.

4.1.13. Evaluación del nivel de riesgo.

Identificar los potenciales riesgos de origen eléctrico asociados a la manipulación y uso de la energía eléctrica durante el proceso de autogeneración en corriente continua y alterna, mediante un sistema fotovoltaico instalado en Tame - Arauca, incorporando recomendaciones orientadas a establecer medidas de protección que minimicen o eliminen dichos riesgos.

Alcance

Determinar, mediante la aplicación de matrices de análisis de riesgos conforme al RETIE, las acciones necesarias para controlar los riesgos identificados en las áreas destinadas a generación eléctrica, con el fin de garantizar la seguridad y el cumplimiento normativo en el proyecto.

Riesgo por áreas

Se realizó una clasificación de áreas con el fin de efectuar un análisis de riesgos eléctrico para cada una de las mismas, dando como resultado las siguientes áreas:

Planchas de paneles solares: las descargas atmosféricas pueden llegar a causar tensiones de paso y contacto peligrosas, si el personal no cuenta con los elementos de protección personal adecuados, por lo tanto, se deben implementar letreros de no trabajar en condiciones de lluvia o posible tormenta, toda la estructura deberá estar firmemente conectada a tierra.

Inversores de potencia: Los contactos directos e indirectos, las sobrecargas, cortocircuitos, el arco eléctrico son riesgos que están presentes en los inversores, por lo tanto, se etiqueta las cubiertas de protección de acceso al centro de conexiones, los inversores cuentan con tornillos tipo torx por lo tanto disminuye el riesgo de que cualquier persona pueda abrirlos.

Evaluación del nivel de riesgo

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se aplicará la metodología que se establece en el numeral 1.5.1.4.1 del RETIE y la matriz para la toma de decisiones (Tabla 1.5.1.4.1).

La metodología para seguir es la siguiente:

- Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- Definir si el riesgo es potencial o real.
- Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 1.5.1.4.1” del RETIE.

Desarrollo del análisis

Se tomaron los factores de riesgo eléctrico con posible ocurrencia en AGPE. Muchos de los factores que afectan al proyecto están discriminados en el RETIE como factores más comunes (Tabla 1.5.1.4.1 del RETIE), se realizó un análisis para poder cubrir los numerales “b” “c” y “d” de la metodología asumiendo una operación normal, sin considerar eventos no controlables que puedan crear afectaciones tales como eventos naturales o antrópicos.

A continuación, se detallan cada una de las matrices de acuerdo con cada factor de riesgo, sus causas, valoración y medidas de protección.

La evaluación y clasificación de los riesgos debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes tres elementos:

El primero es la categoría de consecuencia con la cual está relacionada la evaluación: Personas, Económicas, Ambientales y en la Imagen de la empresa.

El segundo corresponde a la gravedad de las consecuencias: 1-5.

El tercero corresponde al nivel de probabilidad (frecuencia) del suceso: Calificada de A-E (mayor hasta no ocurrencia).

La intersección de la fila elegida con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo. Los incidentes pueden tener consecuencias en las cinco categorías, por lo tanto, para una evaluación o clasificación, deben examinarse las categorías Personas, Económicas, Ambientales y la Imagen de la empresa. El riesgo de un incidente se debe clasificar de acuerdo con la categoría de consecuencia que tenga la mayor clasificación.

EVALUACIÓN RIESGO 1															
FACTOR DE RIESGOS POR ARCOS ELÉCTRICOS															
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.															
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externa se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o aperturas de interruptores con carga o por contacto accidental de herramientas con la línea o equipos energizados.															
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar guantes dieléctricos de clase clase 2 para media tensión y gafas de protección ultravioleta, además de ropa de dotación hecha a base de algodón															
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras,heridas y contusiones		por	Arcos Eléctricos			(al) o (en)	Media tensión 13,2kV						
POTENCIAL		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE						
POTENCIAL		X		REAL		X					PROBABILIDAD				
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 mas 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	MEDIO	ALTO					
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO					
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO					
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO					
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento			MP:	Resolución 10213/2025			FECHA:	29/09/2025					

Ilustración 11. Matriz de riesgo por Arcos Eléctricos.

EVALUACIÓN RIESGO 2										
FACTOR DE RIESGOS POR CONTACTO DIRECTO										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en media tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por 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, quemaduras,heridas y contusiones		por	contacto directo		(al) o (en)	Media tensión 13,2kV		
POTENCIAL		EVENTO O EFECTO		REAL	FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE			
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	X	PROBABILIDAD				
						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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños sereros Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:	Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento				MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:	29/09/2025	

Ilustración 12. Matriz de riesgo por contacto directo.

EVALUACIÓN RIESGO 3											
FACTOR DE RIESGOS POR INDIRECTO											
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.											
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.											
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer y señalar distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal (EPP) certificados, instalar sistemas de puesta a tierra sólidos, y realizar mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones.											
RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras, Electrocución		por	Contacto indirecto		(a) o (en)	0			
POTENCIAL		EVENTO O EFECTO		REAL	X	FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE			
CONSECUENCIAS	En personas		Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
	Una o mas 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	Medio	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)		Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	Medio	Medio	Medio	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)		Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	Medio	Medio	Medio
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)		Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	Medio
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento			MP:	Resolución 10213/2025			FECHA:	29/09/2025	

Ilustración 13. Matriz de riesgo por contacto indirecto.

EVALUACIÓN RIESGO 4										
FACTOR DE RIESGOS POR CORTOCIRCUITO										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer y señalizar distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal (EPP) certificados, instalar sistemas de puesta a tierra sólidos y efectivos, realizar mantenimiento preventivo y correctivo periódico, y efectuar monitoreo térmico para detectar puntos calientes o fallas incipientes.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras, heridas y contusiones		por		Cortocircuito		(a) o (en)		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
POTENCIAL		X		REAL		X		PROBABILIDAD		
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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento			MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:	29/09/2025	

Ilustración 14. Matriz de riesgo por contacto cortocircuito.

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad al momento del impacto de un rayo.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras sólidas, equipotencialización de sistema de puesta a tierra y de apantallamiento de ser necesarios.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras,heridas y contusiones		por		Rayos		(al) o (en)		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
POTENCIAL		X		REAL		X		PROBABILIDAD		
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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento		MP:		Resolución 10213/2025		FECHA:		
								29/09/2025		

Ilustración 15. Matriz de riesgo por Descargas Eléctricas Atmosféricas.

EVALUACIÓN RIESGO 6										
FACTOR DE RIESGOS POR SOBRECARGA										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS: En las instalaciones eléctricas de baja tensión se pueden presentar incendios, daños a equipos, por corrientes nominales superiores de los equipos y conductores, instalaciones que no cumplen con normas técnicas y conexiones flojas.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar interruptores automáticos con relés de sobrecarga, dimensionamiento técnico de conductores y equipos.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras,heridas y contusiones, Incendio		por	Sobrecarga		(al) o (en)	0		
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
POTENCIAL		X		REAL	X	PROBABILIDAD				
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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento		MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:		29/09/2025	

Ilustración 16. Matriz de riesgo por Sobrecarga.

EVALUACIÓN RIESGO 7										
FACTOR DE RIESGOS POR TENSIÓN DE CONTACTO										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo, instalación de equipos de corte certificados.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras,heridas y contusiones		por	Tensión contacto		(al) o (en)	Conductores y equipos		
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
POTENCIAL		X		REAL	X	PROBABILIDAD				
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 me en la Empresa
	Una o mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:		Prof. S O Isabel T Hidalgo Sarmiento			MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:		29/09/2025

Ilustración 17. Matriz de riesgo por tensión de contacto.

EVALUACIÓN RIESGO 8										
FACTOR DE RIESGOS POR TENSIÓN DE PASO										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS:En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión s e pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierra de baja resistencia, equipotencialización y señalización en zonas críticas.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras,heridas y contusiones		por	Tensión de paso		(al) o (en)	Conductores y equipos		
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
POTENCIAL		X		REAL	X	PROBABILIDAD				
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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:	Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento			MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:	29/09/2025		

Ilustración 18. Matriz de riesgo por tensión de paso.

EVALUACIÓN RIESGO 9										
FACTOR DE RIESGOS POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar sistemas de puesta a tierra de baja resistencia y realizar una adecuada equipotencialización para garantizar la seguridad de las instalaciones eléctricas										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras,heridas y contusiones		por	Electricidad estática		(al) o (en)	Ambiente o manipulación		
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
POTENCIAL		X		REAL	X	PROBABILIDAD				
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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento			MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:	29/09/2025	

Ilustración 19. Matriz de riesgo por Electricidad estática.

EVALUACION RIESGO 10													
FACTOR DE RIESGOS POR EQUIPOS DEFECTUOSOS													
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.													
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externa se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.													
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar guantes dieléctricos para media tensión y gafas de protección ultravioleta; además de ropa de dotación hecha a base de algodón. Efectuar mantenimiento a los equipos utilizados													
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución, quemaduras, heridas y contusiones		por	Equipo defectuoso		(al) o (en)	Ambiente o manipulación					
POTENCIAL		EVENTO O EFECTO		REAL	X	FACTOR DE RIESGO (CAUSA)					FUENTE		
		X				PROBABILIDAD							
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 mas 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	MEDIO	ALTO			
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO			
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO			
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO			
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento		MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:		29/09/2025				

Ilustración 20. Matriz de riesgo por equipos defectuosos.

EVALUACIÓN RIESGO 11										
FACTOR DE RIESGOS POR AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)										
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externa se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Respetar los anchos de zonas de servidumbre y los valores de límites de exposición a campos electromagnéticos. Verificación de tensión antes de opera , Procedimientos LOTO, Capacitación continua, Sistemas de respaldo de energía (UPS, plantas)										
RIESGO A EVALUAR:		Riesgo por ausencia de tensión		por	Falla técnica / desconexión / error humano		(al) o (en)	Celdas de media tensión, red local de distribución		
POTENCIAL		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
X				REAL	X	PROBABILIDAD				
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 mas 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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO	MEDIO
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento		MP:	Resolución 10213/2025		FECHA:	29/09/2025		

Ilustración 21. Matriz de riesgo por Falla técnica / desconexión /error humano.

EVALUACIÓN RIESGO 12									
FACTOR DE RIESGOS POR CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS									
Tabla 1: Análisis de riesgo causado por arcos eléctricos según (Tabla 1.5.1.4.1 RETIE) Matriz para análisis de riesgos.									
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externas que pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.									
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Respetar los anchos establecidos para las zonas eléctrica y cumplir con los límites máximos permisibles de exposición a campos electromagnéticos, según la normativa vigente.									
RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras, golpes		por		Falla técnica / equipos no calibrados		(al) o (en)	
EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
POTENCIAL		X		REAL		X		PROBABILIDAD	
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional..	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos Interrupción Temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	B AJO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	B AJO	B AJO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY B AJO	B AJO	B AJO	B AJO
Evaluador:		Prof. S.O Isabel T Hidalgo Sarmiento		MP:		Resolución 10213/2025		FECHA:	
								29/09/2025	

Ilustración 22. Matriz de riesgo por Falla técnica / equipos no calibrados.

Medidas para mitigar los riesgos eléctricos

De acuerdo con la clasificación del nivel del riesgo obtenido, se presentan las decisiones a tomar frente a cada riesgo de incidente y la respectiva medida de control para la ejecución de los trabajos de los Diez (10) factores analizados se obtienen que todos están en el nivel de riesgo “MEDIO”, por lo tanto, en la tabla 1.5.1.4.1. RETIE 2024 se muestran las decisiones a tomar y control, como acciones para ejecutar los trabajos:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisibile 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 al 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 de 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.

Ilustración 23. Decisiones y acciones para controlar el riesgo.

Conforme a lo indicado en la tabla 1.5.1.4.1. del RETIE, los factores de riesgo detectados deben ser gestionados mediante la aplicación de medidas que permitan su control, priorizando la reducción o eliminación en la fuente y, cuando no sea posible, implementando métodos de aislamiento y protección.

Es indispensable el uso de Elementos de Protección Personal (EPP) certificados, así como la aplicación de protocolos, listas de verificación y procedimientos específicos para la ejecución, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del proyecto AGPE. Antes de cualquier intervención se debe realizar un Análisis de Trabajo Seguro (ATS), identificando los riesgos existentes y los nuevos factores que puedan surgir, documento que debe ser diligenciado por el líder de cuadrilla, revisado y autorizado por el jefe del área.

Para este proyecto se contemplan acciones específicas como:

Instalación de descargadores de sobretensión (DPS) en tableros principales y cajas de combinación DC, de acuerdo con el análisis de cortocircuito y si corresponde técnicamente.

Colocación de señalización preventiva y demarcación de zonas y equipos energizados.

Elaboración y cumplimiento de procedimientos que incluyan la identificación del nivel de riesgo, la determinación del EPP requerido y la marcación visible de los límites de aproximación segura.

Capacitación del personal en trabajos con tensión, actualización de planos eléctricos y formalización de órdenes de trabajo autorizadas.

Uso de equipos de protección personal adecuados a la tensión y energía incidente, respetando las categorías mínimas indicadas en el Artículo 3.10.5 del RETIE.

Instalación de conductores dimensionados conforme a cálculos de capacidad de corriente, regulación y tiempos de disparo de protecciones, cumpliendo con las distancias mínimas de seguridad de las tablas Tabla 3.10.5 o Tabla 3.10.7 del RETIE y con las referencias NFPA 70 e IEEE 1584.

Ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos programados, y utilización de accesorios y equipos aprobados para áreas clasificadas.

En lugares con riesgo de incendio o explosión, control y minimización de sustancias inflamables, evitando trabajos en tensión salvo que el equipo esté diseñado para esas condiciones y cumpla con la normativa correspondiente.

Realización de trabajos sin tensión siempre que sea posible, empleando herramientas y procedimientos apropiados para evitar cortocircuitos o accidentes por contacto eléctrico.

Estas medidas, alineadas con lo establecido por el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) y las buenas prácticas de seguridad eléctrica, buscan que cada nivel de riesgo identificado en la matriz tenga un plan de control claro y documentado, asegurando la integridad de las personas y la confiabilidad de las instalaciones.

Procedimiento para trabajos sin tensión:

- Desconectar la instalación.
- Impedir cualquier posible retroalimentación.
- Confirmar la ausencia de tensión.
- Colocar puesta a tierra y cortocircuito.
- Proteger frente a elementos energizados cercanos.

Reposición de la tensión:

- Retirar protecciones y señalización que delimitan el área de trabajo.
- Retirar la puesta a tierra y el cortocircuito.
- Desbloquear o retirar la señalización de dispositivos de corte.
- Restablecer el cierre de los circuitos para energizar nuevamente la instalación.

Trabajos con Tensión en el proyecto

En los trabajos del proyecto donde la comunicación resulte limitada, será obligatorio que participe al menos un trabajador capacitado en primeros auxilios y la NFPA 70E. Asimismo, todo el personal que intervenga en labores con tensión deberá cumplir las siguientes disposiciones básicas de seguridad según lo establecido en el Artículo 3.16.3 “Procedimientos de ejecución de los trabajos con tensión”

Las empresas que realicen trabajos con tensión o con redes energizadas, deben disponer y aplicar procedimientos claros, precisos y seguros, para lo cual deben cumplir los siguientes lineamientos, además de dar cumplimiento a los requisitos de seguridad y salud en el trabajo, establecidos en la legislación y regulación colombiana vigente y en particular la Resolución No. 5018 de 2019, expedida por el Ministerio del Trabajo, o las que las modifiquen, adicionen o sustituyan:

- a. El responsable de la instalación debe garantizar que todo operario de trabajo con tensión sea persona competente y esté autorizado para tal fin.
- b. Todo operario de trabajo con tensión, debe estar afiliado a la seguridad social y riesgos profesionales. Además, debe practicarse exámenes periódicos para calificar su estructura ósea o para hallar deficiencias pulmonares, cardíacas o psicológicas y enfermedades como la epilepsia. Igualmente, es importante detectar consumo de drogas y alcoholismo.
- c. El jefe del trabajo antes de comenzar las labores, debe reunir y exponer al personal competente el procedimiento de ejecución que se va a realizar, cerciorándose que ha sido perfectamente comprendido, que cada trabajador conoce su función y que cada uno comprende cómo se integra en la operación conjunta.
- d. El jefe del trabajo es responsable de las decisiones y acciones de cualquier orden que afecten la seguridad. Al terminar los trabajos, debe verificar su correcta ejecución y comunicar al centro de control la finalización de los mismos.
- e. Ningún operario puede participar en un trabajo con tensión si no dispone de sus elementos de protección personal, que comprenden:

1. En todos los casos: Casco aislante y guantes de protección.

2. En casos particulares, los equipos previstos en los procedimientos de ejecución para utilizar son, entre otros: Botas dieléctricas o calzado especial con suela conductora para los trabajos a potencial, dos pares de guantes aislantes, gafas de protección contra rayos ultravioleta, manguitos aislantes, herramientas aislantes y protección personal contra arco eléctrico.

f. Cada operario debe velar por la conservación de su dotación personal. Estos elementos, equipos y herramientas deben mantenerse en lugar seco, al abrigo de la intemperie y transportarse en fundas, estuches o compartimientos previstos para este uso y no deben sacarse de los mismos hasta el momento de su utilización.

g. Antes de trabajar a potencial, el operario debe conectarse eléctricamente al conductor energizado para asegurar su equipotencialidad.

h. En caso de tormenta eléctrica, lluvia o niebla, los trabajos no deben comenzarse y de haberse iniciado se deben interrumpir. Cuando las condiciones atmosféricas impliquen la interrupción del trabajo, se debe retirar al personal hasta que las condiciones vuelvan a ser favorables, no obstante, los dispositivos aislantes se pueden dejar instalados.

i. Cuando se emplee el método de trabajo a contacto, los operarios deben llevar guantes aislantes revestidos con guantes de protección mecánica y guantes de algodón en su interior.

j. Todo operario que trabaje a potencial debe llevar una protección total tipo Jaula de Faraday para instalaciones en media, alta y extra alta tensión.

k. En trabajos a distancia con tensiones menores o iguales a 230 kV, cuando no se coloquen dispositivos de protección que impidan todo contacto o arco eléctrico con un conductor desnudo, la mínima distancia de aproximación al conductor es 0,8 m cuando las cadenas de aisladores sean menores a 0,8 m y la distancia mínima será igual a la longitud de la cadena cuando esta es mayor a 0,8 m. Esta distancia puede reducirse a 0,60 m para la colocación de dispositivos aislantes cerca de los puntos de fijación de las cadenas de aisladores y de los aisladores en sus soportes.

l. Todo equipo de trabajo con tensión debe ser sometido a ensayos periódicos de acuerdo con las normas técnicas o recomendaciones del productor. A cada elemento de trabajo debe abrirse y llenarse una ficha técnica.

m. Los guantes aislantes deben ser sometidos a una prueba de porosidad por inyección de aire, antes de cada jornada de trabajo y debe hacerles un ensayo de rigidez dieléctrica en laboratorio que tenga aseguramiento metrológico, mínimo cada seis meses.

n. Para las mangas, cubridores, protectores, mantas, pértigas, tensores, escaleras y demás equipos, se debe hacer mínimo un ensayo de aislamiento al año en laboratorio.

o. Los vehículos deben ser sometidos a una inspección general y ensayos de aislamiento a las partes no conductoras, mínimo una vez al año en laboratorio acreditado.

Parágrafo 1: Se entiende por distancia mínima de aproximación la distancia entre un conductor o elemento energizado y una parte cualquiera del cuerpo del operario estando este situado en la posición de trabajo más desfavorable.

Parágrafo 2: Para garantizar la seguridad, las pruebas de verificación rutinarias, es decir, las que se realizan antes de cada jornada de trabajo, a los equipos referidos en los literales m, n y o pueden ser efectuadas por personal de la empresa debidamente entrenado. De estos hechos deben llevarse registros y mantenerlos disponibles para atender solicitudes de autoridad competente.

Conclusiones y recomendaciones.

En relación con el riesgo por arco eléctrico, se determina un nivel medio de afectación para las personas. Las acciones preventivas incluyen la colocación de señalización de advertencia, mantener los tableros cerrados y rotulados, utilizar EPP conforme a la categoría de riesgo, y efectuar maniobras de apertura o cierre de interruptores preferiblemente sin tensión, únicamente por personal competente y capacitado. Es indispensable cumplir con las distancias mínimas de seguridad y con los requisitos establecidos en el artículo 3.10.1. del RETIE.

Para el riesgo de contacto directo e indirecto, también clasificado como medio, se recomiendan distancias seguras, instalación de barreras físicas, aislamiento o recubrimiento de partes activas, uso de EPP adecuados, conexión a tierra, mantenimiento preventivo y correctivo, así como inspección visual y medición anual del sistema de puesta a tierra.

En cuanto al riesgo de cortocircuito, de nivel medio, deben emplearse elementos de protección personal, instalar interruptores automáticos con disparo por máxima corriente o fusibles, y ejecutar planes de mantenimiento preventivo y correctivo.

Respecto al riesgo por descargas atmosféricas, también de nivel medio, se debe instalar un sistema externo de protección contra rayos (pararrayos) y uno interno con descargadores de sobretensión (DPS), siguiendo la NTC 4552 y, cuando aplique, lo definido por el estudio de apantallamiento.

El riesgo por tensiones de contacto y de paso, igualmente medio, se mitiga mediante una malla de puesta a tierra de baja resistencia y equipotencializados, que garantice valores inferiores a los límites tolerables para el ser humano; instalación de sistema de protección contra rayos, control de accesos, señalización, verificación de ausencia de tensión en maniobras, doble aislamiento y conexión a tierra de todas las estructuras metálicas.

En el caso de equipos defectuosos, con riesgo medio para personas y bienes, además de impacto económico y ambiental, se requiere el uso de EPP, mantenimiento periódico de los equipos y correctivo/preventivo de las instalaciones.

Para el riesgo de explosión e incendio, de nivel medio, las medidas incluyen el uso de interruptores automáticos, dimensionamiento correcto de conductores y equipos, construcción de fosos de retención para transformadores, empleo adecuado de canalizaciones y accesorios para áreas clasificadas, así como instalación de cortafuegos.

En la operación durante tormentas, el personal de mantenimiento u operación, así como los contratistas, deberá acatar los procedimientos de seguridad establecidos por SST, evitando en lo posible trabajos en altura sobre las planchas cuando existan indicios de tormenta o lluvia, dado que la resistividad del terreno disminuye con la humedad, todo trabajador que transite por el parque de generación en estas condiciones deberá portar botas dieléctricas.

4.2. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Las descargas eléctricas atmosféricas no se pueden evitar, pero existen medidas para ejercer un control que ofrezca seguridad a las personas y a los equipos eléctricos y electrónicos. Por lo tanto, las precauciones de protección apuntan hacia los efectos secundarios y a las consecuencias de una descarga eléctrica atmosférica a tierra.

El nivel de riesgo se obtiene de la ponderación de los indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que puede implicar un impacto directo o indirecto del rayo sobre la estructura o instalación. Para evitar tales problemas conviene tomar medidas preventivas en cuanto a seguridad. Para esto se deben evaluar el nivel de riesgo del sistema ante la eventualidad que un impacto de rayo ponga en peligro: Vidas humanas, procesos industriales, continuidad de servicios, etc. Para este propósito, basados en la norma técnica NTC 4552 con énfasis en RETIE 2024 se determinará el grado de exposición de la edificación locales y oficinas.

Para la evaluación se utiliza un software de distribución libre, el cual hace la evaluación con norma IEC 62305, que corresponde a zonas templadas. La diferencia más significativa es que para la evaluación en regiones tropicales, de acuerdo con la NTC 4552, se debe utilizar para la densidad de rayos a tierra (DDT) la ecuación:

$$DDT = 0.0017 \times N_c^{1,56}$$

Por lo tanto, el número de días tormentosos al año, N_c (NTC4552) o T_d (IEC 62305); en el software no equivale al real, allí solo se configura el número que de la DDT de la zona en estudio. La NTC 4552-1 entrega un mapa de ISO-niveles ceráunicos para Colombia en el Anexo A.5.1, con la ecuación de DDT, se calcula para la zona de ubicación del proyecto a la densidad de descargas a tierra.

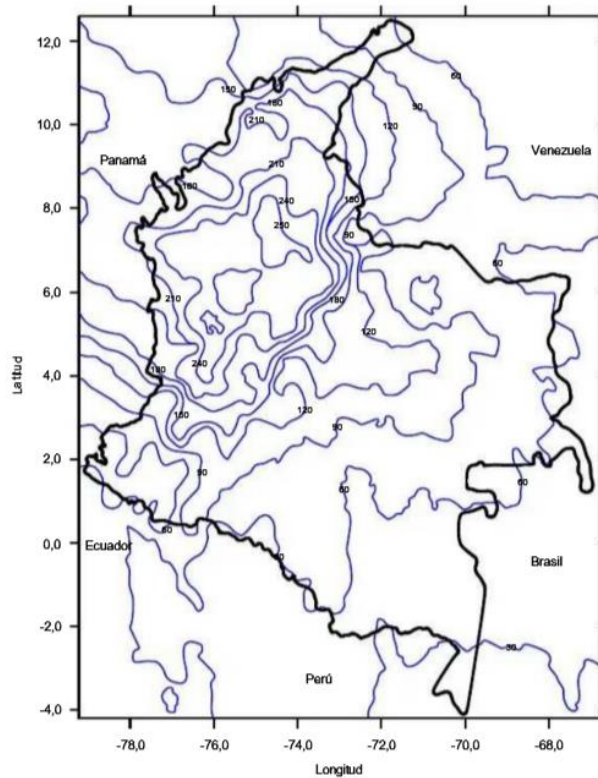


Ilustración 24. Nivel Ceráunicos de DDT.

Como se puede observar en el mapa de niveles ceráunicos en la ubicación de este proyecto se tiene un nivel aproximadamente de 90; que, reemplazando la fórmula de densidad de descargas a tierra, tenemos:

$$DDT = 0.0017 \times 90^{1,56} \quad (21)$$

$$DDT = 1,9 \left(\frac{flash}{km^2 año} \right)$$

$$DDT = 2 \left(\frac{flash}{km^2 año} \right)$$

Con este nivel de densidad de descargas atmosféricas a tierra, se realiza el cálculo del riego mediante el software Cd-Risk que se fundamenta en la aplicación de la normativa de apantallamiento IEC 62305. Los valores de los resultados de la simulación se encuentran en las siguientes imágenes.

Edificio número: 1 de 1	Ed.	Nombre del edificio	Largo	Ancho	Alto	PDC-Malla
Nombre del edificio	1		65,00	16,00	2,50	M

DIMENSIONES		PÉRDIDAS		LÍNEAS DE SERVICIOS	
Longitud (L)	65,00 m.	Tipo 1. Pérdidas de vidas humanas	Suministro eléctrico Situación del cable: A. Aéreo. Tipo de cable: A. Apantallado. Transformador MT/BT: A. Transformador.		
Anchura (w)	16,00 m.	Por incendios	Otros servicios aéreos Número de servicios: 0 Tipo de cable: A. Apantallado.		
Altura tejado (H)	2,50 m.	Por riesgo de pánico	Otros servicios enterrados Número de servicios: 0 Tipo de cable: B. No apantallado.		
Altura prominencia (Hp)	3,00 m.	Consecuencia de los daños	MEDIDAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES Clase SPCR: E. Sin protección. Protección sobretensiones: A. Sin protección.		
Superficie exposición (Ad)	2.431,72 m ²	Por sobretensiones			

CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA		PÉRDIDAS	
Tipo de cubierta	A. Metálica.	Tipo 2. Pérdidas de servicios esenciales	
Tipo de estructura	A. Metálica.	Pérdida de servicios	A. No aplica.
Riesgo de incendio	A. Bajo.	Tipo 3. Pérdidas de patrimonio cultural	
Tipo de cableado interno	B. Apantallado.	Pérdida de patrimonio	A. No aplica.

INFLUENCIAS AMBIENTALES	
Situación	B. Altura similar.
Factor ambiental	B. Urbano.
Días de tormenta	2 Días / año
Densidad anual impactos	0,20 Impactos / km ²
Tipo de terreno	C. Arena suelta, arena densa, grava, roca.

Tipo de cable externo de suministro eléctrico - PLD0 y PLI0.	
Probabilidad de que un impacto, directo o indirecto, en una línea de suministro cause fallos en los equipos eléctricos o electrónicos. Depende del tipo de cable utilizado. - Apantallado. Cable totalmente apantallado o cable en conducto metálico unido a tierra en ambos extremos. (PLD0=0,4) (PLI0=0,02). - No apantallado. Sin pantalla o con la pantalla no unida a tierra. (PLD0=1) (PLI0=1).	

Ilustración 25. Resultados DDT 1

Edificio número: 1 de 1	Ed.	Nombre del edificio	Largo	Ancho	Alto	PDC-Malla
Nombre del edificio	1		65,00	16,00	2,50	M

DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN SEGÚN LA NORMA UNE-EN 62305-2										
Ed.	Nombre	Superficie de captura	Riesgo de pérdida vidas humanas	Riesgo de pérdida de servicios públicos	Riesgo de pérdida de patrimonio	Riesgo de pérdidas económicas	Necesidad instalación SEPCR*	Nivel de protección	Necesidad instalación SIPCR**	Tipo SIPCR
1		2.431,72	1,1E-08	0,00E+00	0,00E+00	5,29E-08	No necesaria		No necesaria	

ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PROTECCIÓN	
La protección se realizará mediante	☐ PDC ☒ Malla
* SEPCR = Sistema Externo de Protección Contra el Rayo ** SIPCR = Sistema Interno de Protección Contra el Rayo	

Edificio: 1
La instalación de un sistema externo e interno no es necesaria según la IEC 62305-2, pero es recomendable

Ilustración 26. Resultados DDT 2.

Los resultados arrojados por el simulador indican que no existe un riesgo económico el cual, se puede controlar con la instalación de SIPCR (Sistema interno de protección

contra rayos) pero no es necesario. El SEPCR (Sistema externo de protección contra rayos) no es necesario en la instalación según la información arrojada por el simulador.

Los valores típicos de riesgo tolerable se presentan en la tabla 7 de la NTC 4552-2, del capítulo 5.4:

Tabla 5. Tabla de pérdidas.

Tipo de pérdida	$R_T (y^{-1})$
Pérdida de vidas o lesiones permanentes	10^{-5}
Pérdida de servicio público	10^{-3}
Pérdida de patrimonio Cultural	10^{-3}

De acuerdo con lo anterior, se puede determinar que el riesgo tolerable para el proyecto es de 10^{-3} , esto nos indica que si el riesgo calculado es menor a este valor no se debe implementar un sistema SIPRA; por otro lado, si el valor de riesgo calculado es mayor al tolerable se debe implementar un sistema de protección SIPRA.

El valor obtenido mediante el simulador Cd-Risk es menor al riesgo tolerable, lo que nos indica que no hay necesidad de aplicar un sistema de protección SIPRA en la parte exterior de la estructura, pero se recomienda que exista un sistema de protección interna.

4.3. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.

La siguiente gráfica presenta el nivel de consumo mensual registrado en la factura de energía de la institución educativa Liceo Tame-sede principal, ubicada en el departamento de Arauca. Este análisis resulta fundamental, ya que permite identificar las variaciones en la demanda eléctrica a lo largo del año, mostrando meses de mayor y menor consumo. Al contar con esta información se obtiene una visión más clara del comportamiento de la carga de la institución, lo cual es esencial para determinar la capacidad requerida del sistema fotovoltaico, para proyectar la generación de energía y garantizar que la solución propuesta responda adecuadamente a las necesidades reales de la institución. La siguiente tabla muestra el consumo mensual de la Institución Educativa Liceo Tame-sede principal durante el año 2025.

Tabla 6. Consumo mensual.

Año	Mes	Consumo (Kwh)
2025	Enero	6119

2025	Febrero	8954
2025	Marzo	9914
2025	Abril	9274
2025	Mayo	10234
2025	Junio	9594
2025	Julio	9274
PROMEDIO		9015

El histórico de consumo de la Institución Educativa Liceo Tame-sede principal muestra una demanda mensual entre 6119 kWh y 10234 kWh, con un promedio de 9015 kWh/mes. Para atender estas necesidades, se proyecta un sistema fotovoltaico de 33 kW trifásico a 220/127 V.

En cuanto al contenido armónico, el inversor trifásico, según su ficha técnica, asegura una distorsión armónica total (THD) inferior al 3 %, valor que se encuentra dentro de los rangos recomendados por los organismos internacionales de calidad de energía y que, a su vez, cumple con los estándares establecidos en la Resolución CREG 024 de 2005 y el std IEEE 519 – 2014.

El proyecto contempla un factor de potencia de operación de 1, valor adecuado para garantizar un desempeño eficiente del sistema y el cumplimiento de los requisitos normativos aplicables.

A continuación, se muestra la tabla de límites de corriente armónica para sistemas con voltajes entre 120 V y 69 KV establecidos en la norma IEEE 519 – 2014.

Tabla 7. Límites de corriente armónica.

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

^cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component)
at the PCC under normal load operating conditions

4.4. Coordinación de aislamiento eléctrico.

La norma IEC 60071-1:2019, titulada Coordinación de aislamiento – Parte 1: Definiciones, principios y reglas, establece que se aplica a sistemas de corriente alterna trifásica con tensiones superiores a 1 kV.

En el colegio se maneja una tensión inferior a 1 kV, ya que maneja una tensión de 220V. Por lo tanto, según la norma, **NO APLICA** la coordinación de aislamiento para las instalaciones eléctricas de la institución.

4.5. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra

Se realiza una simulación de la red interna del colegio Liceo Tame en el software ETAP, con el fin de evaluar las corrientes de cortocircuito máximas que pueden presentarse en los diferentes puntos de la red eléctrica. Este análisis permite verificar los niveles de cortocircuito que deben soportar las protecciones instaladas y las proyectadas en el sistema fotovoltaico.

Para dicho análisis es necesario contar con el valor de la corriente de cortocircuito suministrado por el operador de red; en este caso dicho valor se establece de 7.80KA para corriente de corto circuito trifásica y de 9.80KA para corriente de corto circuito monofásica.

Posteriormente, con los datos necesarios para la evaluación de las corrientes de cortocircuito en el sistema, se obtienen los resultados, los cuales se presentan a continuación:

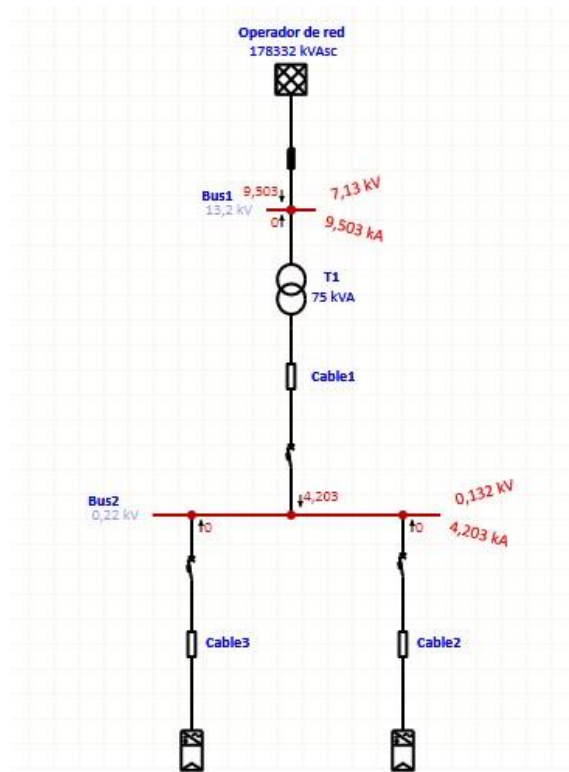


Ilustración 27. Cortocircuito monofásico después de implementar el SSFV.

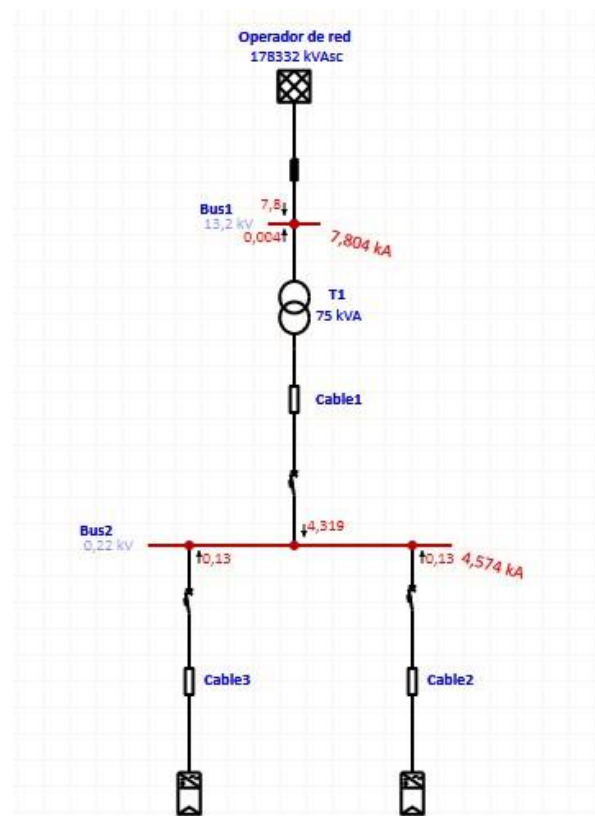


Ilustración 28. Cortocircuito trifásico después de implementar el SSFV.

Los resultados de la simulación muestran que en el punto de conexión del transformador de 75 kVA (13,2 kV / 0,22 kV) la corriente de cortocircuito en el lado de media tensión alcanza un valor de 7,804 kA, mientras que en el bus de baja tensión se registran corrientes del orden de 4,574 kA. Estos valores son determinantes para la selección de los dispositivos de protección (interruptores automáticos, fusibles y demás dispositivos) asegurando que tengan un poder de corte adecuado para soportar estas condiciones.

4.6. Análisis del nivel de tensión requerido.

El sistema eléctrico de la Institución Educativa Oriental Femenino se estructura conforme a los niveles de tensión definidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y a las condiciones técnicas de conexión establecidas por ENELAR ESP. El sistema se clasifica en los siguientes niveles:

a) Media Tensión (MT)

Corresponde al suministro de energía eléctrica proporcionado por ENELAR ESP, con una tensión nominal de 13,2 kV. En este nivel se encuentra un transformador de distribución de 75 kVA, con relación de transformación 13,2 kV / 220 V.

b) Baja Tensión (BT)

Corresponde al nivel de baja tensión (220 V), desde el cual se suministra energía al sistema eléctrico de la institución. Este nivel integra el tablero de distribución principal y la conexión del sistema solar fotovoltaico, asegurando un flujo energético estable y seguro.

4.7. Cálculos de campos electromagnéticos

De acuerdo con el Título 11 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), los campos electromagnéticos de bajas frecuencias (0 a 300 Hz) no producen efectos nocivos en los seres vivos dentro de los límites establecidos, los cuales se fundamentan en estudios de la Organización Mundial de la Salud – OMS y de la International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection – ICNIRP.

Considerando que el sistema fotovoltaico en estudio opera en baja tensión y en la frecuencia de 60 Hz, se concluye que no es necesario realizar cálculos de exposición a campos electromagnéticos.

4.8. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

NO APLICA para este proyecto, ya que se cuenta con un transformador existente utilizado exclusivamente para la institución educativa Oriental Femenino.

4.9. Sistema de puesta a tierra.

El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por sobretensiones y mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas, al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra. La resistencia de puesta a tierra debe garantizar que las tensiones de paso y contacto sean inferiores a las máximas admisibles exigidas.

Se realiza el cálculo del sistema puesta a tierra cumpliendo la normativa IEEE 80, el determina cuál debería ser la malla correspondiente al sistema de puesta a tierra para el proyecto.

A continuación, Se podrá encontrar el cálculo completo realizado mediante la metodología de la IEEE80-2013, cálculos los cuales nos definen los siguientes parámetros de la malla puesta a tierra a instalar:

Estilo: Rectangular

Dimensión malla: 27m*6m

Cuadrícula malla:3m

Calibre de conductor: 2AWG

Electrodo a usar: Varilla en cobre de 5/8*2.44m

Corriente de Falla Monofásica Asimétrica [kA]	4,393
--	-------

PARÁMETROS		
Símbolo	Valor	Descripción Técnica
ρ	902	Resistividad aparente del terreno. Valor determinado mediante ensayo de resistividad (método de Wenner) o suministrado por el diseñador. Representa el comportamiento eléctrico promedio del suelo natural, expresado en $\Omega \cdot m$.
ρ_s	902	Resistividad de la capa superficial protectora. Corresponde al material de cobertura (grava o roca triturada) dispuesto sobre la superficie del terreno para reducir las tensiones de paso y contacto. Si no aplica, usar el mismo valor de ρ .
h_s	0,2	Espesor de la capa superficial protectora. Depende del tipo de material y de la disposición constructiva. Este valor, expresado en metros (m), suele encontrarse entre 0,10 m y 0,15 m.
I_o	1,46	Corriente de falla monofásica asimétrica a tierra. Valor máximo obtenido del estudio de cortocircuito del sistema, expresado en kA.
t_f	0,5	Tiempo de despeje de la falla. Tiempo total de operación del dispositivo de protección más lento ante falla monofásica a tierra, expresado en segundos (s).

Ilustración 29. Parámetros SPT

Símbolo	Valor	Unidad	Descripción Técnica
Material	Cobre duro comercial (estirado)	—	Según IEEE 80 – Tabla 1.
I	4,393	kA	Corriente de falla monofásica a tierra (máxima simulada).
te	0,5	s	Tiempo de despeje de la falla.
Tm	1084	°C	Temperatura de fusión del cobre (IEEE 80).
Ta	40	°C	Temperatura ambiente adoptada por IEEE 80.
ρr	1,78	μΩ·cm	Resistividad a 20 °C (Tabla 1 – IEEE 80).
αr	0,00381	1/°C	Coefficiente térmico de resistividad a 20 °C.
K0	242	°C	Constante térmica a 0 °C.
TCAP	3,4	J/(cm³·°C)	Capacidad térmica volumétrica del material.
—	97	% IACS	Conductividad relativa (respecto al Cobre duro comercial (estirado)).
Amm²	22,01	mm²	Área mínima térmica calculada según (IEEE 80, Fórmula 46)
Conductor Sugerido	4	AWG	Según área calculada y Tabla 250.122 – NTC 2050.
Conductor a Implementar	2	AWG	Seleccionado conforme a la IEEE 80 y RETIE 2024.
Ac	33,62	mm²	Sección real del conductor (NTC 2050)
d	0,00742	m	Diámetro nominal del conductor

Símbolo	valor	Unidad	Descripción
D	3	m	Lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores
Lx	27	m	Largo de la malla
Ly	6	m	Ancho de la malla
h	0,6	m	Profundidad de enterramiento de los conductores
nr	4	Und	Número de varillas de tierra
Lr	2,44	m	Longitud de cada varilla de puesta a tierra
Lr	9,76	m	Longitud total de todas las varillas de puesta a tierra
Lc	141	m	Longitud total del conductor
Lp	36	m	Longitud del perímetro de la malla
A	162	m²	Área cubierta por los conductores de la malla de tierra
Calibre del conductor	2	AWG	Seleccionado conforme a la IEEE 80 y RETIE 2024.
Ac	33,62	mm²	Sección real del conductor (NTC 2050)
d	0,00742	m	Diámetro nominal del conductor
ρ	902	Ω·m	Resistividad aparente del terreno.
IG	4,51	kA	Corriente máxima disipada por la malla del SPT

Tipo de Malla
Rectangular
Lp = 66

Ilustración 30. Cálculos SPT

Símbolo	valor	Unidad	Descripción
V _{step-tol}	1051,88	V	Tensión Máxima Tolerable
E _s	26,28	V	Tensión de paso calculada
E _s < V _{step-tol}			CUMPLE

Símbolo	valor	Unidad	Descripción
V _{touch-tol}	386,01	V	Tensión Máxima Tolerable
E _m	27,24	V	Tensión de malla calculada
E _m < V _{touch-tol}			CUMPLE

Ilustración 31. Cumplimiento de SPT según la IEEE80.

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

El cálculo económico de conductores busca encontrar la sección más adecuada de los conductores que conforman el sistema eléctrico, de manera que exista un equilibrio entre el costo de inversión inicial y las pérdidas de energía que se generan durante la operación del sistema. Este análisis permite identificar el calibre más eficiente desde el punto de vista técnico y económico, considerando variables como la longitud del circuito, la corriente de operación y el precio del conductor.

El propósito es reducir el costo total del sistema a lo largo de su vida útil, asegurando que el conductor seleccionado cumpla con los requisitos eléctricos de caída de tensión y capacidad de corriente establecidos por el RETIE 2024 y la NTC 2050, y que además sea una opción eficiente y rentable para garantizar un funcionamiento seguro y sostenible del sistema fotovoltaico.

Para realizar este análisis, es necesario realizar el cálculo y la selección de los conductores que conformaran el sistema solar fotovoltaico a implementar; a continuación, se presentan de forma detallada los cálculos realizados para determinar las secciones de los conductores, garantizando el cumplimiento de los criterios normativos establecidos por la normativa vigente.

4.10.1. Cálculo de conductor DC

Para el sistema fotovoltaico en corriente continua (DC) se seleccionará un conductor de acuerdo con la siguiente ecuación, dicha ecuación indica la corriente para cada string:

$$I_{nDC} = I_{scMF} * 1,56$$

$$I_{nDC} = 18,54 * 1,56 = 28,92 \text{ A}$$

Con la corriente obtenida se puede calcular el conductor para la conexión de los string, pero como las distancias afectan el porcentaje de regulación, los calibres de estos

conductores pueden variar. Para este proyecto se seleccionaron los siguientes conductores:

Tabla 8. Tabla de Conductores Fotovoltaicos CENTELSA.

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

El conductor de puesta a tierra se selecciona cumpliendo con lo establecido en la tabla 250.122 de la NTC 2050 (segunda actualización) para la capacidad del dispositivo de protección previsto, y proporcionando una sección suficiente para soportar corrientes de falla, garantizar continuidad eléctrica y ofrecer mayor durabilidad mecánica.

Tabla 9. 250.122 Conductores de Tierra NTC 2050 Segunda Actualización.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, tubo (conduit), etc., sin exceder (A)	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio o aluminio recubierto 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
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	42,2	1
500	33,62	2	53,5	1/0
600	42,2	1	67,44	2/0
800	53,5	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
1 600	107,21	4/0	177,34	350
2 000	126,67	250	202,68	400
2 500	177,34	350	304,02	600
3 000	202,68	400	304,02	600
4 000	253,35	500	380,02	750
5 000	354,69	700	633,38	1 200
6 000	405,36	800	633,38	1 200
NOTA. Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.				
* Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120				

4.10.2. Cálculo de conductor AC

Para la selección del conductor en AC se tiene en cuenta la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050 segunda actualización, la cual establece la capacidad de conducción de corriente de los conductores; con base a esto se selecciona el calibre del conductor que cumpla con la corriente nominal del sistema aplicando el factor de corrección al 1.25, la cual se muestra a continuación:

$$I = \frac{33 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 220 \text{ V}} = 86,6 \text{ A} * 1,25 = 108,25 \text{ A}$$

Con este valor de corriente calculada, se procede a seleccionar el conductor adecuado que garantice una capacidad de conducción suficiente para soportar dicha corriente de operación, en la siguiente tabla se presenta el conductor seleccionado:

Tabla 10. Tabla 310.15 (B)(16) conductores según NTC 2050 segunda actualización

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,2	110	130	145	85	100	115	1

Luego de realizar el cálculo del conductor en el circuito de corriente alterna (AC), se procede a seleccionar el calibre del conductor de puesta a tierra, conforme a los criterios establecidos en la NTC 2050; en la siguiente tabla se presenta el conductor de tierra seleccionado:

Tabla 11. 250.122 NTC 2050 Tabla Conductores de Tierra.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, tubo (<i>conduit</i>), etc., sin exceder (A)	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio o aluminio recubierto 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
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	42,2	1
500	33,62	2	53,5	1/0
600	42,2	1	67,44	2/0
800	53,5	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
1 600	107,21	4/0	177,34	350
2 000	126,67	250	202,68	400
2 500	177,34	350	304,02	600
3 000	202,68	400	304,02	600
4 000	253,35	500	380,02	750
5 000	354,69	700	633,38	1 200
6 000	405,36	800	633,38	1 200
NOTA Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.				
* Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120				

4.10.3. Selección de los conductores de tablero AC a tablero General:

Teniendo en cuenta que nuestro sistema contempla dos inversores de 33KW, con lo cual se estaría entregando una potencia total de 66KW por lo que se procede a calcular el conductor adecuado para soportar esta carga.

Para la selección del conductor se tiene en cuenta la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050 segunda actualización, la cual establece la capacidad de conducción de corriente de los conductores; con base a esto se selecciona el calibre del conductor que cumpla con la corriente nominal del sistema aplicando el factor de corrección al 1.25, la cual se muestra a continuación:

$$I = \frac{66 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 220 \text{ V}} = 173.20 \text{ A} \times 1,25 = 216.5 \text{ A}$$

Con este valor de corriente calculada, se procede a seleccionar el conductor adecuado que garantice una capacidad de conducción suficiente para soportar dicha corriente de operación, en la siguiente tabla se presenta el conductor seleccionado:

Tabla 12. Tabla 310.15 (B)(16) conductores según NTC 2050 segunda actualización.

Sección trans.	Temperatura nominal del conductor [Ver Tabla 310.104(A).]						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Tipos TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG kcmil
0,82	—	—	14	—	—	—	18**
1,31	—	—	18	—	—	—	16**
2,08	15	20	25	—	—	—	14**
3,30	20	25	30	15	20	25	12**
5,25	30	35	40	25	30	35	10**
8,36	40	50	55	35	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	55	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	115	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,2	110	130	145	85	100	115	1
53,5	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

Luego de realizar el cálculo del conductor en el circuito de corriente alterna (AC), se procede a seleccionar el calibre del conductor de puesta a tierra, conforme a los criterios establecidos en la NTC 2050; en la siguiente tabla se presenta el conductor de tierra seleccionado:

Tabla 13. 250.122 NTC 2050 Tabla Conductores de Tierra.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, tubo (<i>conduit</i>), etc., sin exceder (A)	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio o aluminio recubierto 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
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	42,2	1
500	33,62	2	53,5	1/0
600	42,2	1	67,44	2/0
800	53,5	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
1 600	107,21	4/0	177,34	350
2 000	126,67	250	202,68	400
2 500	177,34	350	304,02	600
3 000	202,68	400	304,02	600
4 000	253,35	500	380,02	750
5 000	354,69	700	633,38	1 200
6 000	405,36	800	633,38	1 200
NOTA. Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4(A)(5) o (B)(4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.				
* Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120				

4.10.4. Selección de los conductores de puesta a tierra:

En la siguiente tabla se presenta la selección del sistema de puesta a tierra definido para el sistema fotovoltaico. Cabe mencionar que estos conductores ya han sido seleccionados en cálculos anteriores, por lo tanto, el propósito de este apartado es únicamente nombrar los tipos de conductores de puesta a tierra seleccionados para el sistema.

Tabla 14. Conductores de tierra seleccionado.

Desde	Hasta	Conductor Tierra
Paneles Solares	Tablero DC	10 AWG
Tablero DC	Inversor	8 AWG
Inversor	Tablero de distribución	8 AWG
Tablero de distribución	Malla puesta a tierra	2 AWG

Luego de determinar los cálculos de las secciones de los conductores seleccionados, procedemos a realizar el estudio económico:

El estudio económico aplicado a los conductores eléctricos tiene como propósito seleccionar, entre las alternativas técnicamente posibles, aquel calibre que brinda mayor confiabilidad al sistema y que logre un balance adecuado entre el gasto de instalación y los costos que se generan en su operación.

Para llegar a esta selección se analizaron distintos calibres de conductor considerando factores como la potencia del sistema, la longitud de los tramos, el factor de potencia, la presencia de armónicos de corriente (THDi), las horas anuales de uso y el precio esperado de la energía. A partir de estos parámetros se calcularon las pérdidas por efecto Joule y se determinó el valor presente de los costos asociados a dichas pérdidas (VPN operativo).

La elección final no se realizó únicamente para seleccionar el calibre de menor precio, sino al que garantiza el cumplimiento de normas de seguridad, límites de caída de tensión y capacidad de transporte de corriente, asegurando al mismo tiempo un desempeño económico sostenible. Esto se evidencia en las siguientes tablas, donde se presenta el calibre adoptado en el diseño como la opción más adecuada

Tabla 15. Datos de entrada de conductores DC.

Datos de entrada		Tramos						
Sistema		Tramo	N I	N F	Distancia km	Potencia kVA	Factor de potencia	THD i (%)
Tipo de sistema	Trifásico	1	0	1	0,030	10,88	1,00	0,00%
Tensión kV	0,220	2	1	2	0,047	10,88	1,00	0,00%
a (aumento anual de la carga)	3%	3	2	3	0,065	10,88	1,00	0,00%
Factor de carga	0,636	4	3	4	0,015	10,88	1,00	0,00%
Neutro	Si	5	4	5	0,035	10,88	1,00	0,00%
No. Conductores por fase	1	6	5	6	0,069	10,88	1,00	0,00%
No. De circuitos	3							
Económicos								
P (Costo w-h (\$))	0,9							
D (Costo de cubrir las pérdidas del suministro adicional)	0							
Tasa de descuento	12,40%							
b (aumento anual del costo de la energía)	1%							
Funcionamiento								
Horas de funcionamiento por día	8							
Vida útil (años)	20							
Indice de pérdidas reconocidas CREG								
	Si							
Nivel de tensión 4 (>57.5 kV)	0,91%							
Nivel de tensión 3 (30 a 57.5 kV)	1,21%							
Nivel de tensión 2 (1 a 30 kV)	1,12%							
Nivel de tensión 1 (< 1 kV)	3,88%							

Los tramos 1,2,3,4,5 y 6 corresponden a la distancia entre el tablero de protecciones en DC hasta cada arreglo fotovoltaico, en la siguiente tabla se muestra el costo inicial y los costos operativos del tramo.

Tabla 16. Conductor DC Tramo 1

Tramo 1			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	10 mm2		
4 mm2	\$ 3.210.521,81	\$ 196.965,60	\$ 3.013.556,21
6 mm2	\$ 3.066.884,62	\$ 284.294,40	\$ 2.782.590,22
10 mm2	\$ 2.454.604,42	\$ 452.899,20	\$ 2.001.705,22

Tabla 17. Conductor DC tramo 2.

Tramo 2			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	10 mm2		
4 mm2	\$ 5.029.817,50	\$ 308.579,44	\$ 4.721.238,06
6 mm2	\$ 4.804.785,90	\$ 445.394,56	\$ 4.359.391,34
10 mm2	\$ 3.845.546,92	\$ 709.542,08	\$ 3.136.004,84

Tabla 18. Conductor DC tramo 3.

Tramo 3			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	10 mm2		
4 mm2	\$ 6.956.130,58	\$ 426.758,80	\$ 6.529.371,78
6 mm2	\$ 6.644.916,67	\$ 615.971,20	\$ 6.028.945,47
10 mm2	\$ 5.318.309,57	\$ 981.281,60	\$ 4.337.027,97

Tabla 19. Conductor DC tramo 4.

Tramo 4			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	10 mm2		
4 mm2	\$ 1.565.869,70	\$ 98.482,80	\$ 1.467.386,90
6 mm2	\$ 1.497.070,14	\$ 142.147,20	\$ 1.354.922,94
10 mm2	\$ 1.201.137,25	\$ 226.449,60	\$ 974.687,65

Tabla 20. Conductor DC tramo 5.

Tramo 5			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	10 mm2		
4 mm2	\$ 3.653.695,97	\$ 229.793,20	\$ 3.423.902,77
6 mm2	\$ 3.493.163,66	\$ 331.676,80	\$ 3.161.486,86
10 mm2	\$ 2.802.653,58	\$ 528.382,40	\$ 2.274.271,18

Tabla 21. Conductor DC tramo 6.

Tramo 6			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	10 mm2		
4 mm2	\$ 7.203.000,62	\$ 453.020,88	\$ 6.749.979,74
6 mm2	\$ 6.886.522,65	\$ 653.877,12	\$ 6.232.645,53
10 mm2	\$ 5.525.231,35	\$ 1.041.668,16	\$ 4.483.563,19

Ahora, se presenta el tramo correspondiente a la distancia de los inversores al tablero AC, en las siguientes tablas se muestran los parámetros de cálculo y el costo inicial y operativos del tramo.

Tabla 22. Datos de entrada de conductores AC.

Datos de entrada		Tramos						
Sistema		Tramo	N I	N F	Distancia km	Potencia kVA	Factor de potencia	THD i (%)
Tipo de sistema	Trifásico	1	0	1	0,025	36,00	0,95	10,00%
Tensión kV	0,220	2	1	2	0,025	36,00	0,95	10,00%
a (aumento anual de la carga)	3%							
Factor de carga	0,636							
Neutro	Si							
No. Conductores por fase	1							
No. De circuitos	1							
Económicos								
P (Costo w-h (\$))	0,9							
D (Costo de cubrir las pérdidas del suministro adicional)	0							
Tasa de descuento	12,40%							
b (aumento anual del costo de la energía)	1%							
Funcionamiento								
Horas de funcionamiento por día	8							
Vida útil (años)	20							
Índice de pérdidas reconocidas CREG								
	Si							
Nivel de tensión 4 (>57.5 kV)	0,91%							
Nivel de tensión 3 (30 a 57.5 kV)	1,21%							
Nivel de tensión 2 (1 a 30 kV)	1,12%							
Nivel de tensión 1 (< 1 kV)	3,88%							

Tabla 23. Conductor AC Inversor 1

Tramo 1			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	4/0		
4	\$ 11.182.550,79	\$ 412.542,00	\$ 10.770.008,79
2	\$ 7.725.104,69	\$ 624.000,00	\$ 7.101.104,69
1/0	\$ 5.646.098,05	\$ 1.030.380,00	\$ 4.615.718,05
2/0	\$ 4.963.262,09	\$ 1.294.358,00	\$ 3.668.904,09
3/0	\$ 4.619.387,62	\$ 1.660.594,00	\$ 2.958.793,62
4/0	\$ 4.371.972,90	\$ 2.004.938,00	\$ 2.367.034,90

Tabla 24. Conductor AC Inversor 2.

Tramo 2			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	4/0		
4	\$ 11.182.550,79	\$ 412.542,00	\$ 10.770.008,79
2	\$ 7.725.104,69	\$ 624.000,00	\$ 7.101.104,69
1/0	\$ 5.646.098,05	\$ 1.030.380,00	\$ 4.615.718,05
2/0	\$ 4.963.262,09	\$ 1.294.358,00	\$ 3.668.904,09
3/0	\$ 4.619.387,62	\$ 1.660.594,00	\$ 2.958.793,62
4/0	\$ 4.371.972,90	\$ 2.004.938,00	\$ 2.367.034,90

4.11. Especificación 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 del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

Teniendo en cuenta que el cálculo realizado anteriormente para conductores y protecciones no es suficiente para establecer que son los ideales para el sistema fotovoltaico establecido, se debe realizar los cálculos según la norma IEC 60909 en donde se pone a prueba el conductor para soportar la temperatura en caso de falla por corto circuito hasta que la protección actúe. A continuación, se realizan los cálculos que constatan la correcta selección de conductores del sistema.

- **Conductor en AC (conductor 2 AWG)**

Datos:

Sección transversal del conductor = 33.62mm²

Tiempo de despeje de protección (3x120A) = 0.015seg

Corriente de cortocircuito: If=7.80KA=7800A

Según la IEC define la siguiente ecuación para realizar la verificación térmica por cortocircuito:

$$Isoportable = \frac{k * S}{\sqrt{t}}$$

Donde:

K= constante del conductor definido por la tabla 1 de la IEC60949, para conductores en cobre es de $\frac{226A*S^{0.5}}{mm^2}$

S= Sección transversal del conductor

t= Tiempo de despeje de falla

$$Isoportable = \frac{k*S}{\sqrt{t}} = \frac{226 A*S/mm^2*33.62mm^2}{\sqrt{0.015 s}} = 62038.39 A$$

Realizando el cálculo de corriente permisible para el conductor seleccionado y haciendo la comparación con la corriente de corto circuito del sistema, se puede evidenciar que este soporta la descarga en caso de falla antes que la protección actúe.

- **Conductor en DC (conductor 4mm²)**

Datos:

Sección transversal del conductor = 4mm²

Tiempo de despeje de protección fusible gPV 30A – 1000VDC (30A) = 0.5seg

Corriente de cortocircuito: $I_f=4.4\text{KA}=4400\text{A}$

K= constante del conductor definido por la tabla 1 de la IEC60949, para conductores en cobre es de:

$$\frac{226A * S^{0.5}}{mm^2}$$

Fusible: 30 A – 1000 V DC

Con los datos entregados procedemos a calcular el tiempo máximo que puede durar el conductor antes que sufra un sobrecalentamiento irreversible, para lo cual tenemos la siguiente ecuación.

$$t_{max} = \left(\frac{k * S}{I_{falla}}\right)^2 = \left(\frac{226 * 4}{4400}\right)^2 = 0.04 \text{ seg}$$

Teniendo en cuenta las curva características del fusible seleccionado, podemos confirmar que este se acciona con una corriente de corto circuito máximo entre 500A y 600 A en un tiempo menor de 0.01segundo, como se puede apreciar a continuación.

4.12. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

El proyecto de generación fotovoltaica para la Institución Educativa Froilán Farías, ubicada en el municipio de Tame, contempla la construcción de una estructura metálica destinada a soportar la instalación de 90 módulos fotovoltaicos. Dicha estructura tendrá la función de alojar y garantizar el soporte mecánico de los módulos, resistiendo las cargas asociadas a su peso y a las condiciones ambientales del sitio. A continuación, se presenta el diseño de dicha estructura:

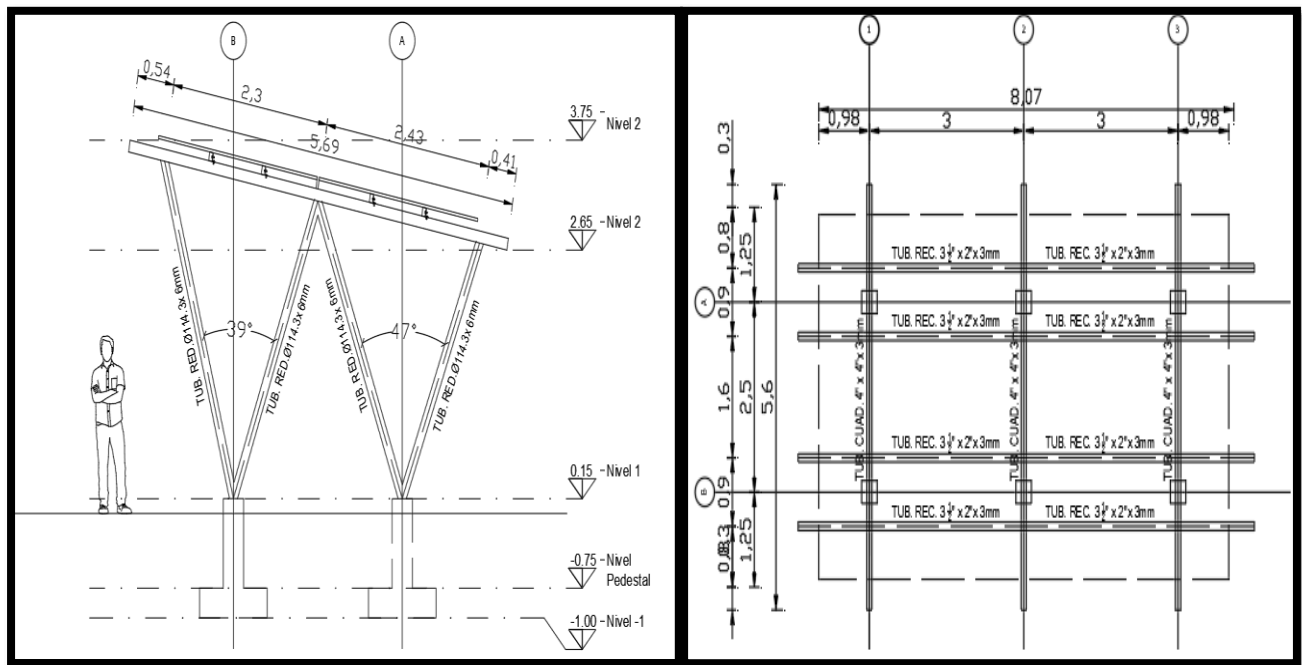


Ilustración 32. Estructura metálica para soporte de módulos fotovoltaicos.

La estructura propuesta cumplirá una función adicional, ya que también podrá ser utilizada como área de parqueadero para los vehículos que visiten la institución educativa. Las especificaciones constructivas y los detalles de la estructura metálica se presentan en los planos arquitectónicos del proyecto.

A continuación, se presenta un estudio mecánico de las estructuras de soporte en donde se ubicarán los módulos fotovoltaicos, los cuales estarán expuestos a esfuerzos por vientos principalmente.

A continuación, establecemos los datos necesarios para poder calcular los esfuerzos que estarán expuestos los módulos.

Numero de módulos: 90 unidades

Peso x modulo: $38.3 \text{ Kg-Wm} = 38.3\text{kg} \cdot 9.81\text{m/s}^2 = 376 \text{ N}$

Dimensiones módulos: 1.30m X 2.38m Área= 3.094m²

Velocidad de diseño de viento (valor máximo registrado): 30 m/s

Densidad del Aire: $\rho = 1.225 \text{ Kg/m}^3$

Presión dinámica: $q = \frac{1}{2} \rho V^2 = 0.551 \text{ KN/m}^2$

Coefficiente de presión= 0.8

Numero de anclajes por modulo: 4

Factor de seguridad (FS): 2

Teniendo los datos establecidos anteriormente, procedemos a calcular la fuerza ejercida por el viento:

$$F_v = 0.551 * 3.026 * 0.8 = 1335 \text{KN fuerza de viento por succión / uplift}$$

$$F_{vtotal} = 1.335 * 48 = 64.06 \text{KN Fuerza total de levantamiento.}$$

Esfuerzo por anclaje

$$F_a = 1.335 / 4 = 333.7 \text{N con factor de seguridad nos queda: FS}=2$$

$$F_a = 667.4 \text{N}$$

Considerando los esfuerzos por vientos laterales establecemos lo siguiente:

$$F_{lat} = \sqrt{333.7^2 + 500^2} = 602 \text{N}$$

Con Factor de seguridad nos queda: $F_{lat} = 1.20 \text{KN}$

La fuerza total de viento (64 kN) supera ampliamente el peso (18 kN). Por lo tanto, **es imprescindible anclar** (o usar lastre calculado) para evitar uplift, por tal motivo se establece una demanda mínima calculada por anclaje de 1.2KN, se deben instalar anclajes con capacidad que supere los esfuerzos a los que estaría establecido el módulo, se deben certificar los anclajes por el proveedor

A continuación, se muestra el listado de materiales a contemplar para la instalación de los paneles

Tabla 25. Accesorios de soporte y fijación.

DESCRIPCIÓN	USO	CANTIDAD
L - Foot		Anclaje a piso y/o techo, se debe impermeabilizar la perforación para evitar filtraciones. Se emplea tornillo autoperforante.
Riel		1 soporte de L cada dos metros para el sostenimiento del RIEL
	Soporte transversal de los paneles solares, van sostenidos por las L - foot. Cada panel requiera ya sea de manera horizontal o vertical el paso de dos rieles transversalmente	Generalmente, cada riel viene de 4.2 m que permiten ubicar 4 paneles verticalmente sobre ellos, es decir que para 4 paneles de 1m

			de ancho se requieren 2 rieles de 4.2 m.
tornillo exagonal autoperforante		se usan principalmente en la estructura de soporte de los módulos y equipos asociados. Su función es facilitar el montaje rápido sin necesidad de perforar previamente con broca.	
MID Clamp		Punto de anclaje de los paneles solares contra el riel, evita su movimiento por vientos o su propio peso, cada MID soporta dos paneles.	Cada MID va entre dos paneles, es decir que por cada dos paneles se requieren 2 MID Clamp.
END Clamp		Punto de anclaje de los paneles solares contra el riel, evita su movimiento por vientos o su propio peso, cada END soporta dos paneles	Cada END va al final de cada cadena de paneles, es decir que por cada dos paneles se requieren 2 END Clamp.

4.13. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes, en baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 anexo a.

4.13.1. Protecciones en AC

Para la conexión del tablero de AC hasta el tablero general se establece el siguiente calculo, teniendo como base la potencia total entregada por los dos inversores de 33KW, es decir un total de 66KW.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Protección salida inversor a tablero de distribución de 220V.

$$I = \frac{66 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 220 \text{ V}} = 173.20 \text{ A} * 1,25 = 216.50 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta la corriente máxima de nuestro sistema se define la protección a emplear según lo existente en el mercado. Para este caso se define una protección de 220A con una capacidad de ruptura de 50KA.

Para la configuración de las protecciones en corriente alterna se debe identificar la corriente máxima de nuestro sistema, en este caso tenemos un inversor de 33KW el cual define la protección principal en AC según los siguientes cálculos.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Protección salida inversor a tablero de distribución de 220V.

$$I = \frac{33 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 220 \text{ V}} = 86,6 \text{ A} * 1,25 = 108,25 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta la corriente máxima de nuestro sistema se define la protección a emplear según lo existente en el mercado. Para este caso se define una protección de 125 con una capacidad de ruptura de 25KA.

4.13.2. Protecciones en DC.

En el apartado de corriente directas, tomamos los datos definidos por el datasheet de los módulos fotovoltaicos, los cuales me entregan la información que cada módulo me entrega una corriente de corto circuito de 18.34A, con este dato podemos dimensionar el fusible necesario para nuestro arreglo fotovoltaico. Teniendo en cuenta que cada arreglo string se compone por 12 módulos conectados en serie, la corriente de cada string será la misma mencionada.

A continuación, se realiza el cálculo para dimensionar la protección requerida:

$$I_f = I_{sc} \times 1,56$$

Donde:

I_{sc} : Es la corriente de corto circuito del panel

I_f : Es la corriente del fusible

$$I_f = 18,54 \text{ A} \times 1,56 = 28,92 \text{ A}$$

El fusible seleccionado es de tipo gPV 30 A – 1000 V DC, diseñado específicamente para sistemas fotovoltaicos, este fusible ofrece alta capacidad de corte en corriente continua, protege los conductores y equipos frente a sobrecorrientes y cortocircuitos en los strings, y soporta las condiciones térmicas y eléctricas propias de instalaciones solares, garantizando una desconexión rápida y segura.

- **Cálculo y selección de DPS**

Para proteger la etapa de corriente continua del sistema fotovoltaico se selecciona un DPS Tipo II según IEC 61643-31, diseñado para aplicaciones fotovoltaicas. El cálculo y la selección parten de los datos eléctricos de los módulos y del inversor.

La tensión por string es de:

$$V_{mpp} = 12 \times 41,5V = 498 Vdc$$

$$V_{oc} = 12 \times 49,6 V = 595.2 Vdc$$

$$U_c = 1.2 \times 594,4 Vdc = 714.24 Vdc$$

El DPS Tipo II, $U_c = 1000 Vdc$, $I_n \geq 10 kA$, onda 8/20 μs , tripolar, garantiza la protección adecuada contra sobretensiones en la etapa de corriente continua, cumpliendo las exigencias de la IEC 61643-31 y el RETIE.

Conclusión: La coordinación de protecciones para el sistema fotovoltaico tuvo consideraciones de tipo comercial, ya que los valores obtenidos no se encuentran en el mercado, por tal motivo se establecieron los siguientes equipos:

Sistema DC

Un fusible de 30 A tipo Fus gPV para cada string con DPS tipo II- 1000Vdc 12,5 kA

Sistema AC

Desde la salida del inversor hacia el tablero de protecciones en corriente alterna, se dispondrá una protección de 3×125A 25KA.

La protección del tablero principal queda como la existente, ya que esta se debió haber seleccionado con los valores nominales del transformador.

Falla 3F en salida del inversor:

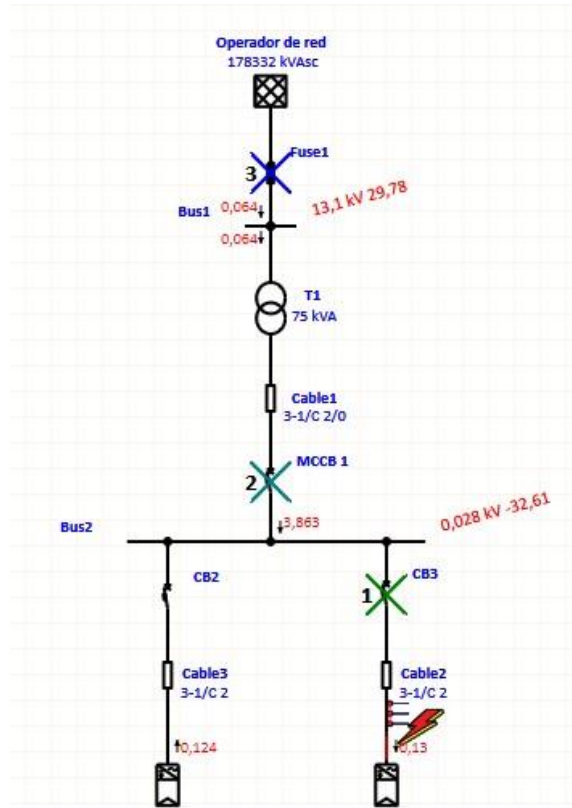


Ilustración 33. Coordinación protecciones, Falla 3F en la salida del inversor.

Falla 3F tablero fotovoltaico:

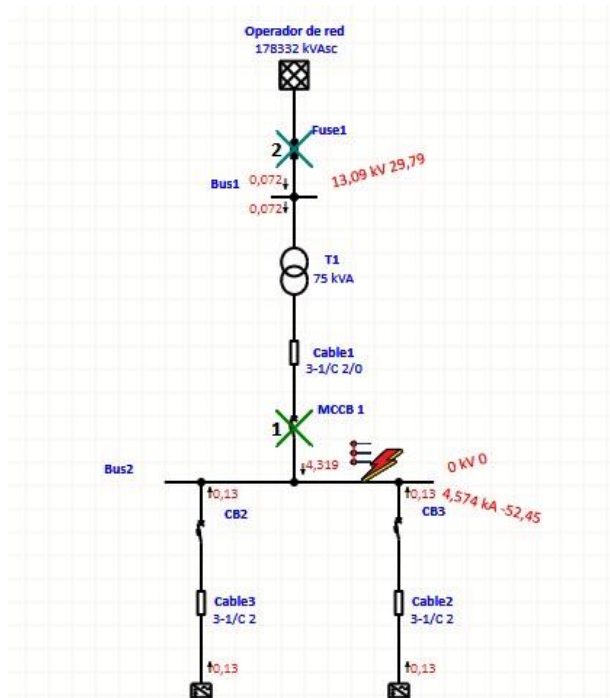


Ilustración 34. Coordinación protecciones, Falla 3F en tablero fotovoltaico.

Curvas de disparo protecciones:

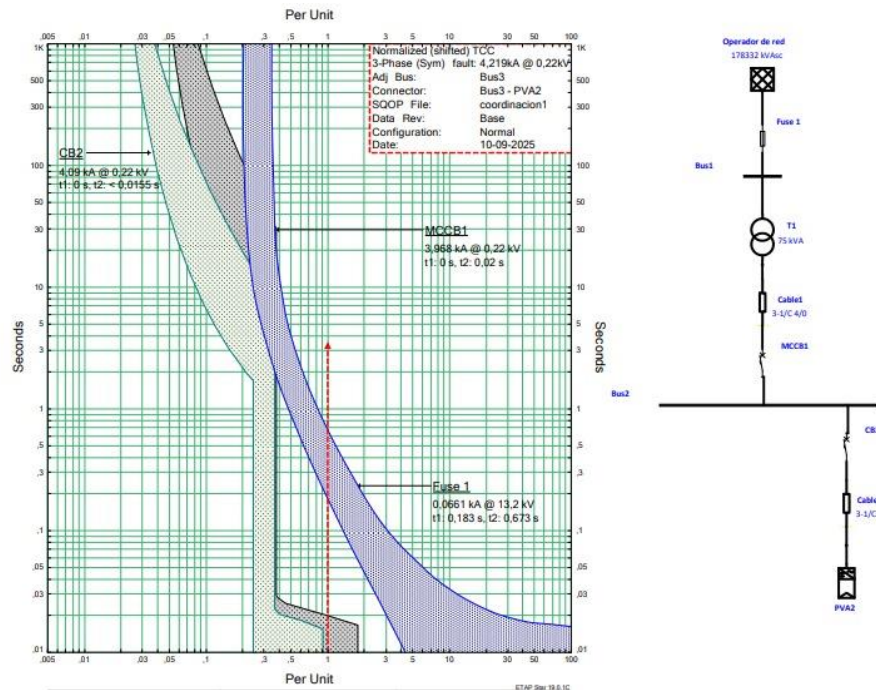


Ilustración 35. Coordinación protecciones, Curvas de disparo.

De acuerdo con las simulaciones anteriores ante una falla en un alimentador AC del del sistema fotovoltaico disparará primero el totalizador del inversor asociado antes que el totalizador del sistema fotovoltaico.

Ante fallas a tierra dentro del sistema fotovoltaico siempre disparará primero el totalizador del sistema fotovoltaico antes que el fusible.

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

El presente calculo se realiza con el fin de definir la canalización idónea para nuestra instalación eléctrica teniendo en cuenta los conductores definidos de la misma, esta se define bajo parámetros establecidos por la NTC2050.

A continuación, se muestran las características de cada conductor definido para la instalación fotovoltaica, tanto en DC y AC

Tabla 26. Conductores del sistema en corriente directa.

SISTEMA DC				
DE CADA CADENA DE PANELES A TABLERO DE PROTECCIONES DC				
CONDUCTORES				
CABLE SOLAR	CANTIDAD	DIAMETRO EXTERIOR mm	ÁREA DEL CABLE mm2	OCUPACIÓN mm2
4mm2	12	5,76	26.05	312.6
10 AWG	3	7,06	39.14	117.42
DE TABLERO DC A INVERSOR				
CONDUCTORES				
CABLE SOLAR	CANTIDAD	DIAMETRO EXTERIOR mm	ÁREA DEL CABLE mm2	OCUPACIÓN mm2
4mm2	12	5,76	26,05	208.46
6 AWG	1	7,7	46.56	46.56

Tabla 27. Conductores del sistema en corriente Alterna

SISTEMA AC				
DESDE INVERSORES A TABLERO PROTECCIONES AC				
CONDUCTORES				
CABLE AWG	CANTIDAD	DIAMETRO EXTERIOR mm	ÁREA DEL CABLE mm2	OCUPACIÓN mm2
2	4	10.3	83.32	333.3

6	1	7.7	46.56	46.56
DESDE TABLERO DE PROTECCIONES AC A TABLERO GENERAL				
CONDUCTORES				
CABLE AWG	CANTIDAD	DIAMETRO EXTERIOR mm	ÁREA DEL CONDUCTOR mm²	OCUPACIÓN mm²
2	4	10.3	83.32	333.3
2	1	10.3	83.32	83.32

Para este sistema se proyecta el uso de tubería IMC, por lo cual nos regimos de la tabla ANSI C80.6 mostrada en la tabla 22, para definir la medida correcta según la cantidad de conductores de la instalación eléctrica.

Tabla 28.Ocupación de ductos IMC

Tamaño nominal (IMC)	Diámetro interior (mm)	Área interior (mm²)	Área 1 cond. (53%) mm²	Área 2 cond. (31%) mm²	Área ≥3 cond. (40%) mm²
1/2"	15.8	196.07	103.92	60.78	78.43
3/4"	21.46	361.7	191.7	112.13	144.68
1"	27.56	596.55	316.17	184.93	238.62
1-1/4"	36.1	1,023.54	542.48	317.3	409.42
1-1/2"	42.16	1,396.02	740.5	432.77	558.41
2"	54.23	2,309.77	1,223.18	716.03	923.91
2-1/2"	69.84	3,830.88	2,031.37	1,187.37	1,532.35
3"	85.71	5,769.70	3,058.04	1,788.61	2,307.88
3-1/2"	97.79	7,510.67	3,981.69	2,328.31	3,004.27
4"	110.43	9,577.76	5,071.82	2,968.11	3,831.10
5"	136.53	14,640.17	7,759.29	4,538.45	5,856.07
6"	162.84	20,826.30	11,037.94	6,456.15	8,330.52

Con la información suministrada de conductores y tubería a utilizar, se define el porcentaje de ocupamiento teniendo en cuenta lo establecido por la NTC 2050. En la tabla 20 y 21 se establecen los valores en área total de ocupamiento, dando consigo los siguientes valores:

- DE CADA CADENA DE PANELES A TABLERO DE PROTECCIONES DC

Ocupación total de conductores 430.02mm² por lo cual se establece según la tabla que el ducto adecuado manteniendo lo establecido por la NTC2050 es 1-1/2".

- DE TABLERO DC A INVERSOR

Ocupación total de conductores 255.02mm² por lo cual se establece según la tabla que el ducto adecuado manteniendo lo establecido por la NTC2050 es 1-1/4".

- DESDE INVERSORES A TABLERO PROTECCIONES AC

Ocupación total de conductores 535.7mm² por lo cual se establece según la tabla que el ducto adecuado manteniendo lo establecido por la NTC2050 es 1-1/2".

- DESDE TABLERO DE PROTECCIONES AC A TABLERO GENERAL

Ocupación total de conductores 416.62mm² por lo cual se establece según la tabla que el ducto adecuado manteniendo lo establecido por la NTC2050 es 1-1/2".

Conclusión:

- Como se pudo evidenciar la tubería desde el sistema DC al AC se define en tubería IMC de 1-1/4 y 1-1/2, con el fin de garantizar la correcta instalación de estos y que no se tengan problemas a la hora de sondear dicha tubería se establece un tubo para toda la instalación de 2" IMC.
- En el caso de los conductores dispuestos desde el tablero AC hasta el tablero general de la instalación, se contemplara un ducto de 2-1/2" o en su defecto se establece un banco de tubería compuesto por 2 tubos de 2".
- Por temas de organización de conductores se podrá contemplar bandeja portacables tipo escalera de medidas 150mmx300mmx3000mm, en caso de que por la misma bandeja se proyecten cables con energía AC y DC esta deberá estar dividida por una barrera física cogiéndonos a la sección "J" del artículo 3.17.23. del RETIE 2024.

4.15. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

El cálculo de pérdidas de energía se realiza teniendo en cuenta los conductores del sistema fotovoltaico y la longitud de los tramos, en el caso AC se tiene en cuenta el factor de potencia y la distorsión armónica generada por los equipos electrónicos, en cambio en el caso de DC no existen armónicos.

El procedimiento del cálculo de energía en AC consiste en determinar la corriente eficaz total que circula por los conductores, mediante la fórmula:

$$I_{RMS} = I \sqrt{1 + THD^2}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V_{LL} PF}$$

Donde:

I_{RMS} = Corriente eficaz total

I = Corriente entregada por el sistema

THD = Índice de distorsión armónica

P = Potencia del sistema

V_{LL} = Tensión del sistema

PF = Factor de potencia

Luego de determinar la corriente eficaz se calculan las pérdidas en el sistema, mediante la fórmula:

$$P_{Pérdidas} = I_{rms}^2 * R_{Total}$$

R_{Total} = Resistencia total del circuito

Reemplazando los datos, obtenemos que las pérdidas en el caso AC son:

$$I = \frac{33000}{\sqrt{3} * 220 * 0,95} = 91,16 \text{ A}$$

$$I_{RMS} = 91,16 \sqrt{1 + 0,03^2} = 91,2 \text{ A}$$

$$P_{Pérdidas} = 91,2^2 * 0,51 = 4241,89 \text{ W}$$

Ahora, el procedimiento para el cálculo de perdidas en DC solo se tiene en cuenta la corriente y la resistencia total por la distancia del circuito, en este cálculo se multiplica por 2 teniendo en cuenta la ida y regreso de los conductores, así para este caso tenemos:

$$P_{\text{Pérdidas}} = 2 * I_{\text{string}}^2 * R_{\text{Total string}} * \text{Longitud tramo}$$

$$P_{\text{Pérdidas string 1}} = 2 * 19,29^2 * 5,16 * 0,018 = 69,12 \text{ W}$$

$$P_{\text{Pérdidas string 2}} = 2 * 19,29^2 * 5,16 * 0,008 = 30,72 \text{ W}$$

$$P_{\text{Pérdidas string 3}} = 2 * 19,29^2 * 5,16 * 0,024 = 92,16 \text{ W}$$

$$P_{\text{Pérdidas string 1-2}} = 2 * 19,29^2 * 5,16 * 0,020 = 76,08 \text{ W}$$

$$P_{\text{Pérdidas string 2-2}} = 2 * 19,29^2 * 5,16 * 0,027 = 103,68 \text{ W}$$

$$P_{\text{Pérdidas string 3-2}} = 2 * 19,29^2 * 5,16 * 0,035 = 134,4 \text{ W}$$

A partir del análisis realizado, se determina que las pérdidas en el sistema fotovoltaico ocasionadas por los efectos armónicos son de 4142,89 W y las pérdidas asociadas a los circuitos en DC son de 69,12 W en el string 1, de 30,72 W en el string 2, de 92,16 W en el string 3, de 76,08 W en el string 1-2, de 103,68 W en el string 2-2, y de 134,4 W en el string 3-2.

4.16. Cálculos de regulación de tensión

La regulación de tensión hace referencia a la variación de la tensión que se presenta entre el punto donde se genera la energía y el punto donde se conecta la carga o el tablero principal. Esta diferencia se debe principalmente a la resistencia y reactancia de los conductores, que provocan una ligera caída de tensión cuando circula la corriente eléctrica.

Evaluar la regulación de tensión es fundamental para garantizar una buena calidad de energía y una operación eficiente del sistema, asegurando que el voltaje suministrado a los equipos y tableros se mantenga dentro de los valores permitidos por la normativa vigente.

El cálculo de la regulación de tensión se realizó en una hoja de cálculo en Excel, la cual se anexa para la verificación de los datos y resultados obtenidos. A continuación, se presentan las tablas correspondientes que muestran de manera detallada los valores utilizados y los resultados del cálculo de la regulación de tensión en el sistema fotovoltaico.

Tabla 29.Regulación DC.

Circuito	Arreglo	MPPT	Entrada inversor	Longitud [m]	Modulos conectados en serie	Series conectadas en paralelo	Tensión VOC [V]	Corriente de operación Imp STC [A]
C1	1	1	PV1	23	15	1	705,43	19,29
	2	1	PV2	12	15	1	705,43	19,29
	3	1	PV3	17	15	1	705,43	19,29
C2	1	1	PV1	23	15	1	705,43	19,29
	2	1	PV2	34	15	1	705,43	19,29
	3	1	PV3	37	15	1	705,43	19,29
Corriente de corto circuito STC [A]	Corriente de corto circuito con factor de ajuste 1,25 Imp [A]		Conductor	Sección transversal mm²	Ampacidad según ficha técnica	Corrección por temperatura	Cantidad de conductores	Ampacidad corregida (I'z)
20,45	25,56		4 mm2	4,00	44	1,04	1-3	45,76
20,45	25,56		4 mm2	4,00	44	1,04	1-3	45,76
20,45	25,56		4 mm2	4,00	44	1,04	1-3	45,76
20,45	25,56		4 mm2	4,00	44	1,04	1-3	45,76
20,45	25,56		4 mm2	4,00	44	1,04	1-3	45,76
20,45	25,56		4 mm2	4,00	44	1,04	1-3	45,76
Factor de carga	Temperatura del cable		Resistividad ajustada	Resistencia [Ohm/km]	Caída de tensión (Imp) [V]	Caída de tensión (Imp) [%]	Perdidas [W]	Perdidas (Imp) [%]
ı6	78,4456		2,07E-08	5,16	4,58	0,65%	88,43	0,79%
ı6	78,4456		2,07E-08	5,16	2,39	0,34%	46,14	0,41%
ı6	78,4456		2,07E-08	5,16	3,39	0,48%	65,36	0,58%
ı6	78,4456		2,07E-08	5,16	4,58	0,65%	88,43	0,79%
ı6	78,4456		2,07E-08	5,16	6,78	0,96%	130,73	1,17%
ı6	78,4456		2,07E-08	5,16	7,37	1,05%	142,26	1,27%

Tabla 30. Tabla de regulación AC.

REFERENCIA		POTENCIA [kW]	Tensión Salida [V]	Conexión	Factor de potencia	Corriente Nominal [A]	Conductor CU	
Entrada transformador		75,00	220	Trifásico	0,95	207,183	4/0 AWG	
Entrada tablero distribución		33,00	220	Trifásico	0,95	91,161	2 AWG	
Resistividad ajustada	Resistencia [Ohm/km]	Factor de potencia	Longitud máxima [m]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]	Perdidas (W)	Perdidas [%]	Perdidas [kWh/año]
1,71E-08	0,160	1	26,0	1,49	0,68%	534,97	0,71%	2343,16
1,71E-08	0,510	1	6,0	0,53	0,24%	90,70	0,25%	397,28

4.17. Áreas clasificadas como peligrosas.

Instalaciones especiales, según RETIE 2024, 3.28.3.1: Son aquellas instalaciones que por estar localizadas en ambientes clasificados como peligrosos, o por alimentar equipos o sistemas complejos, presentan mayor probabilidad de riesgo que una instalación básica, y, por tanto, requieren de medidas especiales para mitigar o eliminar tales riesgos. Para el presente proyecto no aplica el proyecto como área de atmósfera peligrosa o área clasificada.

4.18. Diagramas unifilares.

Los diagramas unifilares del proyecto muestran de manera esquemática el sistema eléctrico, facilitando la interpretación del diseño. Los diagramas unifilares correspondientes al proyecto se encuentran anexos en los planos eléctricos.

4.19. Planos eléctricos para construcción.

Los planos de construcción contienen la información detallada para la instalación del sistema eléctrico en obra. Los planos para construcción se encuentran anexos en los planos eléctricos.

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

Ver plano anexo

4.21. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

En el presente proyecto solar se encuentran cables aislados tipo SOLAR por lo que no deben cumplir con las distancias de seguridad. Para el presente proyecto se tendrán en cuenta las distancias de seguridad señaladas en el TÍTULO 10 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE puesto que su incumplimiento es fuente de riesgos que afectarán la integridad de las personas y sus bienes.

Teniendo en cuenta que la red de media tensión utiliza conductores desnudos, las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Tabla 31. Distancias de seguridad

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES			
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)	
Distancia vertical “a” sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 3.10.1. a.).	44/34,5/33	3,8	
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8	
	<1	0,45	
Distancia horizontal “b” a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 3.10.1. a.)	66/57,5	2,5	
	44/34,5/33	2,3	
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3	
	<1	1,7	
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 3.10.1. a.)	44/34,5/33	4,1	
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1	
	<1	3,5	
Distancia vertical “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 3.10.1. a.) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1	
	66/57,5	5,8	
	44/34,5/33	5,6	
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6	
	<1	5	

Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

La distancia horizontal “b” se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción. Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones se muestran en la siguiente tabla. No se deben instalar conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas

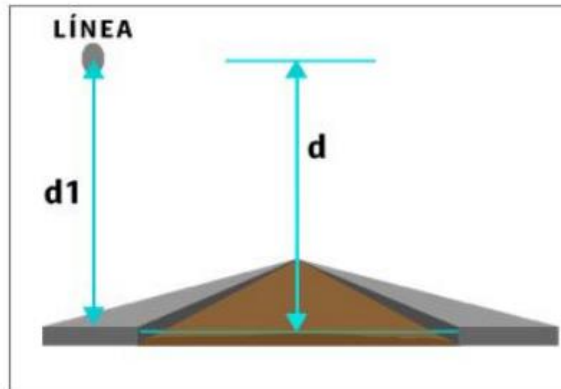


Ilustración 36. Distancias “d” y “d1” en cruce y.

En los tendidos de la red de distribución se debe tener en cuenta que las alturas de los conductores $d1$ y d con respecto al piso o de la vía no podrán ser inferiores a las distancias que se muestran a continuación.

Tabla 32. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "d" en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 11.2.1.).	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles (Figura 11.2.1.).	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, o se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia "e" estos valores (Figura 11.2.2.).	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,0
Distancia mínima vertical en el cruce "f" a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 11.2.3).	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m (Figura 11.2.3)	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
	<1	9,6
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (Figura 11.2.3)	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
	<1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Los conductores sobre apoyos fijos deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores que el valor que se muestra en la siguiente tabla.



Tabla 33. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones.

		DISTANCIAS EN METROS								
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1
	230/220	3,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6	
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2		
	66	2,0	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5			
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4				
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3					
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6						
	<1	1,2	0,6							
	Comunicaciones	0,6								
		Comunicación	<1	13,8/ 13,2/ 11,4/ 7,6	44/ 34,5/ 33	57,5	66	115/ 110	230/ 220	500
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior										

4.22. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No se presentan desviaciones técnicas de la NTC 2050 según diseño realizado para la instalación del sistema fotovoltaico, por lo tanto, este ítem **NO APLICA** para el proyecto.

4.23. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

La naturaleza de los sistemas solares fotovoltaicos no requiere estudios adicionales para su correcto funcionamiento, pues las estructuras de soporte ya vienen diseñadas para resistir diversos factores estructurales; por lo tanto, este ítem **NO APLICA** para el proyecto.

4.24. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

En el presente proyecto, la generación de energía se realiza mediante sistemas fotovoltaicos como fuente no convencional. Todos los cálculos, criterios de selección y especificaciones de los equipos necesarios para la generación, acondicionamiento y entrega de energía se han desarrollado en las secciones previas de esta memoria. Por lo tanto, en esta sección se reconoce que dichos análisis han sido contemplados y aplicados conforme a las necesidades del sistema y a la normativa vigente

5. Referencias Técnicas.

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE resolución 40117 de 02 abril de 2024
- Código Eléctrico Colombiano – Norma NTC 2050 segunda actualización
- Standard For Electrical Safety In The Workplace NFPA 70E
- Resolución CREG 174 de 2021
- Ley 2099 de 2021
- Norma ENELAR E.S.P.