Barrancabermeja, abril de 2025

MEMORIAL DE RESPONSABILIDAD

Señores:

Distrito de Barrancabermeja

Certifico que he realizado el DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS E ILUMINACIÓN del objeto de consultoría **"ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DEL ESTABLECIMIENTO EDUCATIVO LAURELES DE LA ZONA RURAL DEL DISTRITO DE BARRANCABERMEJA, SANTANDER."**, a construirse en el distrito de Barrancabermeja, Departamento de Santander, de acuerdo con los requisitos técnicos vigentes, establecidos en la norma técnica Colombiana, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, cuyos resultados se encuentran consignados en las memorias de cálculo, especificaciones técnicas y planos, que anexo.

Para los fines pertinentes, anexo copia de mi tarjeta profesional y original del certificado de vigencia y antecedentes profesionales.

JUAN SALVADOR PINEDA SANTOS
M.P. No. CN 205-89267
CC 1.098.638.570
Ingeniero Electricista

Notaría Primera
Barrancabermeja (Stder)

DILIGENCIA DE PRESENTACIÓN PERSONAL Y RECONOCIMIENTO DE CONTENIDO Y FIRMA
Verificación Biométrica Decreto-Ley 019 de 2012

El Notario Primero del Circulo de Barrancabermeja Sder. Certifica que el anterior escrito dirigido a: , fue presentado personalmente por

PINEDA SANTOS JUAN SALVADOR

Quien se identificó con la C.C. 1098638570

Y además declara que el contenido del presente documento es cierto y la firma y huella que lo autoriza fueron puestas por el(la) compareciente. El compareciente solicitó y autorizó el tratamiento de sus datos personales al ser verificada su identidad cotejando sus huellas digitales y datos biográficos contra la base de datos de la Registraduría Nacional del Estado Civil.

Barrancabermeja Sder., 2025-07-16 17:05:34

www.notariaenlinea.com

Cod. Verificación
w5mlm

X

FIRMA

DARIO FRANCISCO ALVAREZ CASTRO
NOTARIO PRIMERO DEL CIRCULO DE BARRANCABERMEJA

Scanned with CamScanner



REPUBLICA DE COLOMBIA
IDENTIFICACION PERSONAL
CEDULA DE CIUDADANIA
1.098.638.570
NUMERO

PINEDA SANTOS
APELLIDOS

JUAN SALVADOR
NOMBRES

FIRMA



FECHA DE NACIMIENTO 23-ABR-1987
COROZAL
(SUCRE)
LUGAR DE NACIMIENTO

1.80 ESTATURA
A+ G.S. RH
M SEXO

22-JUL-2005 BUCARAMANGA
FECHA Y LUGAR DE EXPEDICION

REGISTRADORA NACIONAL
ALMABEATRIZ RENGIFO LOPEZ

INDICE DERECHO

P-2700100-59141154-M-1098638570-20050912 0088905255A 02 188051124

Consejo Profesional
Nacional de Ingenierias
Eléctrica, Mecánica
y Profesiones Afines



Titular JUAN SALVADOR
PINEDA SANTOS

D.I. 1.098.638.570

Ingeniero ELECTRICISTA

Matricula CN205-89267

Resol. Secc. 48/2012

Fecha de Exp. 14/11/2012

REPÚBLICA DE COLOMBIA
COPNIA
Consejo Profesional Nacional de Ingeniería
COPNIACOPNIACOPNIACO

CONSTRUCCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EDUCATIVA DEL COLEGIO SAN MARCO EN EL CORREGIMIENTO EL LAURELES DEL DISTRITO DE BARRANCABERMEJA

DISEÑO SISTEMA FOTOVOLTAICO

PROPIETARIO: ALCALDIA DISTRITAL DE BARRANCABERMEJA
LUGAR: CORREGIMIENTO LAURELES

JUAN SALVADOR PINEDA SANTOS
ING ELECTRICISTA
CN 205 89267

NOVIEMBRE DE 2023
BARRANCABERMEJA-SANTANDER

Contenido

1. INTRODUCCIÓN 3
2. NORMAS APLICABLES 3
3. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO 3
4. LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO 4
5. RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA 4
6. COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO 5
7. CÁLCULOS DE GENERACIÓN 8
8. SELECCIÓN DE MEDIDA 9
9. DISPONIBILIDAD DE RED 10
10. DISEÑO DETALLADO 11

1. INTRODUCCIÓN

En el siguiente documento se encuentran plasmados los criterios técnicos y normativos para el diseño, instalación y puesta en marcha del sistema solar fotovoltaico para suplir las necesidades energéticas en las instalaciones del **ESTABLECIMIENTO EDUCATIVO DEL COLEGIO LAURELES, EN EL PROYECTO A DESARROLLARSE: ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DEL ESTABLECIMIENTO EDUCATIVO LAURELES DE LA ZONA RURAL DEL DISTRITO DE BARRANCABERMEJA, SANTANDER** y convertirse en AGPE.

2. NORMAS APLICABLES

En la realización del presente diseño se tendrán en cuenta los criterios aplicables contenidos en los siguientes documentos:

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE
- Código Eléctrico Colombiano – Norma NTC 2050
- Resolución CREG 174 de 2021
- Ley 1715 de 2014
- Norma ESSA E.S.P

3. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

Las instalaciones del proyecto a desarrollar es un sistema **OFICIAL** que suple el consumo parcial diario de energía eléctrica demandado.

Los componentes del sistema solar fotovoltaico son: MICROINVERSOR HOYMILES HMS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	MARCA	REF.	CNT.	PPICO	P. TOTAL
1	Módulo fotovoltaico	TRINA SOLAR	TSM-NE19R 605	64	630WP	38.72KWP
2	Inversor	HOYMILES HMS	HMS-2000	1 2	20W	240KW
3	Medidor bidireccional	ISKRA	MT-174-D2	1	NA	NA

Tabla 1. Resumen de componentes.

4. LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se localizará en la INSTITUCION EDUCATIVA LOS LAURELES, VEREDA LOS LAURELES, corregimiento EL CENTRO en la ciudad de BARRANCABERMEJA, las coordenadas geográficas son las siguientes:

UBICACIÓN GEOGRÁFICA		
LATITUD	**LONGITUD**	**ALTURA**
7.06528	-73.85472	75 m

Tabla 2. Coordenadas geográficas pro



Figura 1. Localización del proyecto.

5. RADIACIÓN ELECTROMAGNÉTICA

La localización del proyecto tiene las siguientes características de irradiación global horizontal anual según las coordenadas geográficas mencionadas anteriormente. A continuación, se extrae el promedio mensual de irradiación según el IDEAM en la plataforma **Atlas Solar.**

IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL			UBICACIÓN:	CALI	V/CAUCA
ENERO	**FEBRERO**	**MARZO**	**ABRIL**	**MAYO**	**JUNIO**
4,39	4,36	4,37	4,30	4,14	4,30
JULIO	**AGOSTO**	**SEPTIEMBRE**	**OCTUBRE**	**NOVIEMBRE**	**DICIEMBRE**
4,63	4,64	4,63	4,26	4,00	3,97
MÍNIMO ANUAL		**MÁXIMO ANUAL**		**PROMEDIO ANUAL**	
3,97		4,64		4,33	

Tabla 3. Irradiación global horizontal.

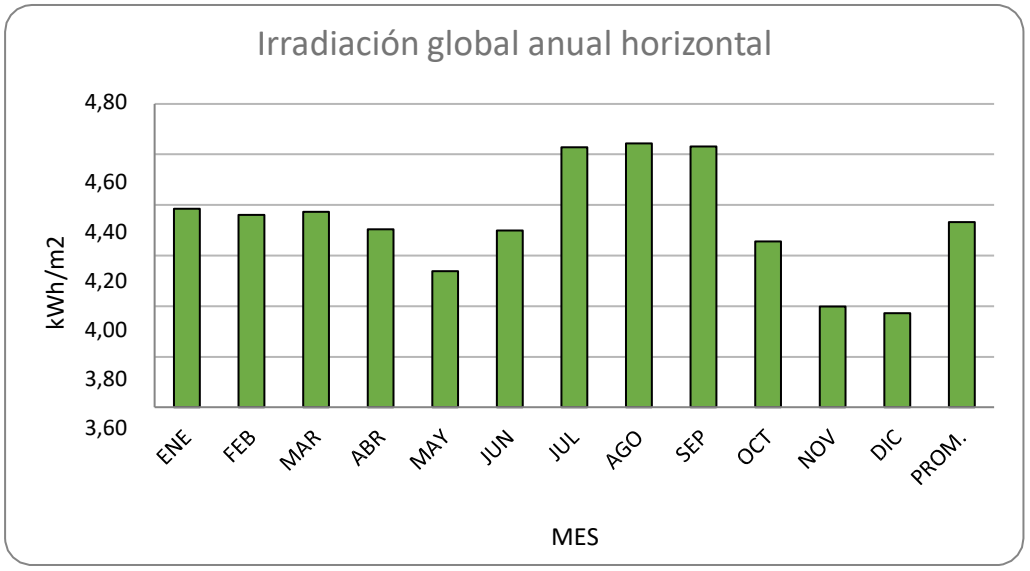


Figura 2. Irradiación global horizontal.

6. COMPONENTES DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

- **Módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos empleados son **Monocristalinos de 605Wp** marca **TRINA SOLAR** que se encargará de captar la radiación electromagnética del sol y convertirla en energía eléctrica en Corriente Directa (DC).

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	585	590	595	600	605	610	615	620
Power Tolerance-PMAX (W)				0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	39.5	39.7	40.0	40.3	40.5	40.8	41.1	41.4
Maximum Power Current-IMPP (A)	14.82	14.86	14.89	14.91	14.94	14.96	14.98	14.99
Open Circuit Voltage-VOC (V)	47.5	47.8	48.1	48.4	48.7	49.0	49.3	49.6
Short Circuit Current-ISC (A)	15.68	15.72	15.76	15.80	15.83	15.86	15.89	15.91
Module Efficiency ηm (%)	21.7	21.8	22.0	22.2	22.4	22.6	22.8	23.0

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	447	450	454	459	462	466	470	474
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.2	37.4	37.6	37.9	38.1	38.3	38.6	38.8
Maximum Power Current-IMPP (A)	12.02	12.05	12.07	12.11	12.13	12.16	12.19	12.20
Open Circuit Voltage-VOC (V)	45.1	45.4	45.7	46.0	46.2	46.5	46.8	47.1
Short Circuit Current-ISC (A)	12.64	12.67	12.69	12.73	12.75	12.78	12.80	12.82

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

Tabla 4. DataSheet Módulo Solar Fotovoltaico.

- **Inclinación de los módulos**

La inclinación deber ser entre **5º y 15º** con respecto a la horizontal y con orientación al sur para optimizar su generación solar fotovoltaica anualmente. La inclinación ideal según fórmula obtenida del manual de instalaciones solares fotovoltaicas de Herranz, inclinación respecto al sur.

INCLINACIÓN DE MÓDULOS					
β(opt):	3,7	+	0,69	x	lϕl
β(opt):	3,7	+	0,69	x	3,464588
β(opt):	3,7	+	2,39		
β(opt):			**6,09**		

Tabla 5. Inclinación de los módulos.

El equipo inversor de corriente directa se encarga de convertir la corriente directa generada por los módulos solares y convertirla en corriente alterna para su uso final con la señal de tensión y frecuencia que requieren las cargas eléctricas. El inversor seleccionado cumple con los estándares de prueba de la IEEE 1547, y de conformidad con el alcance de la UL 1741. La certificación será presentada al Operador de Red (OR) como requisito para la conexión del sistema de generación al SIN.

Inversor DC/AC

Los equipos seleccionados fueron 12 inversores de 2kW marca HOYMILES referencia HMS-2000 con rango de tensión de salida auto regulada de 220V.

Especificaciones técnicas

Modelo	HMS-1600-4T			HMS-1800-4T			HMS-2000-4T		
Datos de entrada (CC)									
Potencia del módulo utilizada comúnmente (W)	320 a +500			360 a +565			400 a +625		
Voltaje de entrada máximo (V)	65								
Intervalo de voltaje de MPPT (V)	16 – 60								
Voltaje de arranque (V)	22								
Corriente de entrada máxima (A)	4 × 12,5			4 × 13,3			4 × 14		
Corriente máxima de cortocircuito de entrada (A)	4 × 20								
Datos de salida (CA)									
Potencia nominal de salida (VA)	1600			1800			2000		
Corriente nominal de salida (A)	7,27	6,96	6,67	8,18	7,83	7,5	9,09	8.7	8,33
Voltaje/intervalo nominal de salida (V)[1]	220/ 180 – 275	230/ 180 – 275	240/ 180 – 275	220/ 180 – 275	230/ 180 – 275	240/ 180 – 275	220/ 180 – 275	230/ 180 – 275	240/ 180 – 275
Frecuencia/intervalo nominal (Hz)[1]	50/45–55 o 60/55–65								
Factor de potencia (ajustable)	> 0,99 predeterminado 0,8 avanzado... 0,8 retrasado								
Distorsión armónica total	< 3 %								
Máximo de unidades por cada ramal de calibre AWG 10[2]	4	4	4	3	4	4	3	3	3
Eficiencia									
Eficiencia máxima de CEC	96,5 %								
Eficiencia de MPPT nominal	99,8 %								
Consumo de energía nocturna (mW)	< 50								
Datos mecánicos									
Rango de temperatura ambiente (en °C)	De -40 a +65								
Dimensiones (ancho × alto × profundidad en mm)	331 × 218 × 34,6								
Peso (kg)	4,7								
Tipo de protección	IP67 (NEMA 6) para exteriores								
Enfriamiento	Convección natural, sin ventiladores								
Características									
Comunicación	Sub-1G								
Tipo de aislamiento	Transformador de alta frecuencia aislado galvánicamente								
Monitoreo	S-Miles Cloud[5]								
Cumplimiento	EN 50549-1: 2019, VDE-AR-N 4105: 2018, UL 1741, ABNT NBR 16150, IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4, IEC/EN 61000-3-2/-3								

Tabla 6. Datasheet inversor DC/AC.

- **Arreglo fotovoltaico**

Una vez conocidas las características técnicas de los equipos principales del sistema a desarrollar se procede a realizar el cálculo de las configuraciones límites de generación fotovoltaica.

ARREGLO SOLAR EN SERIE			
Número máximo de paneles en serie:	Vmax Inversor	>	Voc panel
	Vmax Inversor	/	Voc panel
	750,0V	/	49,2V
		15	
Número mínimo de paneles en serie:	Vmin Inversor	<	Voc panel
	Vmin Inversor	/	Voc panel
	360,0V	/	49,2V
		8	

ARREGLO SOLAR EN PARALELO			
Número máximo de paneles en paralelo	Imax Inversor	>	Isc en paralelo
	Imax Inversor	/	Isc en paralelo
	26,0A	/	13,7A
		1	

Tabla 7. Arreglo STRING paralelo y en serie.

7. CÁLCULOS DE GENERACIÓN

Una vez calculados los parámetros principales del sistema solar fotovoltaico se calcula la capacidad de generación solar fotovoltaica que alimentará las instalaciones.

CÁLCULO DE GENERACIÓN SOLAR MENSUAL		
Horas Pico Solar (HPS)	-	4,33
Pérdidas reconocidas (PR)	-	0,8
Potencia panel	kWp	0,53
Cantidad de paneles	UND	64
Generación solar diaria proyectada	**kWh**	**94**
Generación mensual proyectada	**kWh**	**2811**
Consumo locación histórico	kWh	3907
Cubrimiento de demanda	**%**	**72%**

Tabla 8. Cálculo de generación mensual.

Así mismo, se realiza el cálculo máximo de una generación en una hora por parte del sistema solar a instalar

MÁXIMA GENERACIÓN EN UNA HORA		
PR	0,8	
Potencia panel	0,445	kWp
Cantidad	64	und
HORA	**HPS**	**GEN. POR HORA kWh**
5-6	0,00	0,01
6-7	0,03	0,54
7-8	0,14	2,56
8-9	0,31	5,54
9-10	0,48	8,68
10-11	0,62	11,27
11-12	**0,682**	**12,3823**
12-13	0,68	12,30
13-14	0,61	11,02
14-15	0,47	8,46
15-16	0,34	6,17
16-17	0,21	3,77
17-18	0,07	1,28
18-19	0,00	0,04
Total	**4,33**	**83,98**

**Los datos hora a hora fueron obtenidos del ATLAS SOLAR (IDEAM)*

Tabla 9. Cálculos de generación hora a hora.

8. SELECCIÓN DE MEDIDA

De acuerdo a la Resolución **CREG 038 / 2014**, Artículo 6, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o por la capacidad instalada en el punto de conexión.

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

Tabla 10. Clasificación de puntos de medición.

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	0.2S	2	0.2S	0.2
2 y 3	0.5S	2	0.5S	0.5
4	1	2	0.5	0.5
5	1	2	--	--

Equipo de medida seleccionado

El equipo de medida seleccionado posee las siguientes especificaciones técnicas.

Repaso del tipo		MT174-D2 DIN	MT174-T1 DIN
Red	Baja tensión	●	●
Tipo de conexión	1F-2H	●	
	2F-3H	●	
	3F-4H	●	●
Comunicación	RS 485	●	●
	Interfaz óptico	●	●
Opciones entrada-salida	Salida S0	●	●
	Salida OPTOMOS	●	●
	Entrada tarifa (1 o 2)	●	●

Especificaciones técnicas			MT174-D2 DIN	MT174-T1 DIN
Tensión nominal		Un	3x120/208 V	
Rango de tensión			0,8 - 1,15 Un	
Corriente	Corriente base	In	5 A	1 A
	Corriente máxima	Imax	120 A	6 A
Clase de Exactitud	Energía activa		Clase 1 (IEC 62053-21 NTC 4052)	
	Energía reactiva		Clase 2 (IEC 62053-23 NTC 4569)	
	Energía aparente		Clase 2	
Reloj tiempo real	Precisión		Mejor que ± 3 min/año a 23°C	
	Alimentación de respaldo		Pila Li: 5 años operac. hasta 20 años	
Rango temp. IEC 62052-11	Operación		-40°C...+60°C, extend. -40°C...+70°C	
	Almacenamiento		-40°C ... +80°C	
Protección ingreso polvo y agua			IP54	
Consumo			0.6 W / 10 VA (sin RS485) 0.8 W / 10 VA (con RS 485)	

Tabla 12. Medida seleccionada.

9. DISPONIBILIDAD DE RED

En concordancia con lo estipulado en el "Artículo 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1." de la resolución CREG 030 de 2018 se consulta en el operador de red la disponibilidad de la red.

Se desea instalar un transformador de 150 KVA, destinado a suplir las necesidades energéticas de las instalaciones administrativas, por lo tanto, su disponibilidad de red.

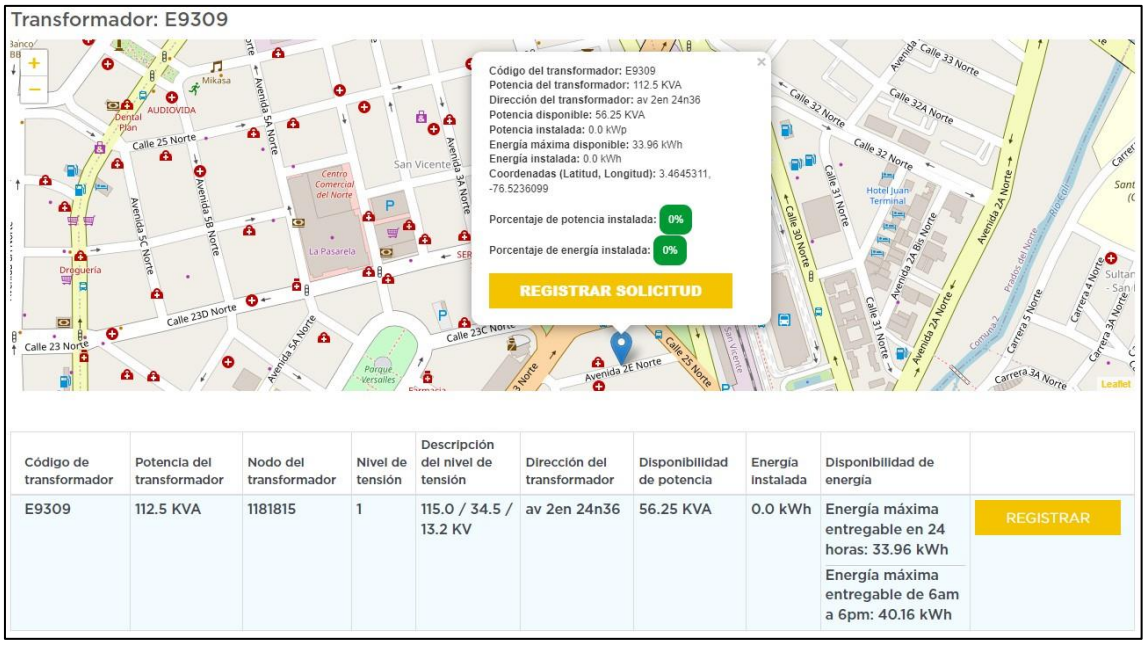


Figura 3. Disponibilidad de red.

CUMPLIMIENTO DEL ACUERDO CNO 1322

ACUERDO CNO 1322				
Nivel de tensión		1		
Rango de potencia [MW]		<0.1 MW		
Requerimientos de protección		**Equipo usado**	**Valor Umbral**	**Tiempo desconexión [s]**
Etapa 1:	Baja tensión (ANSI 27)	SUN2000-20KTL-M3	0.85 p.u.	2s
Etapa 2:	Baja tensión (ANSI 27)	SUN2000-20KTL-M4	0.5 p.u.	0.2s
Etapa 1:	Sobre tensión (ANSI 59)	SUN2000-20KTL-M5	1.15 p.u.	2
Etapa 2:	Sobre tensión (ANSI 59)	SUN2000-20KTL-M6	1.2 p.u.	0.2s
Baja frecuencia (ANSI 81U)		SUN2000-20KTL-M7	57 Hz	0.2s
Sobre frecuencua (ANSI 81O)		SUN2000-20KTL-M8	63 Hz	0.2s
Anti - isla IEEE 1547		SUN2000-20KTL-M9		0.2s
Tabla 6. Acuerdo CON 1322 de 2020				

Tabla 13. Cumplimiento del Acuerdo CNO1322.

10. DISEÑO DETALLADO

Siguiendo los lineamientos establecidos en el Artículo 10.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - Retie, el presente diseño es detallado y se basará en los parámetros contemplados en la Resolución No. 90708 del 30 de agosto de 2013 - RETIE expedido por el Ministerio de Minas y Energía.

1. **Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.**

- **Análisis de cargas iniciales y futuras**

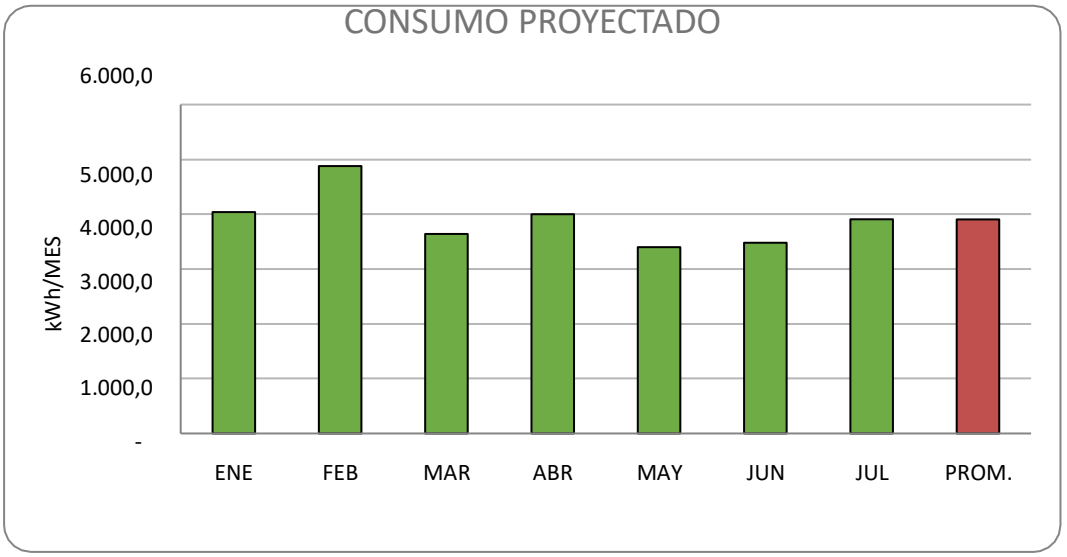


Tabla 14. Consumo histórico energético de las instalaciones.

MES	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	PROM.
CONSUMO (kWh)	4.040,0	4.880,0	3.640,0	4.000,0	3.400,0	3.480,0	3.907,0	3.906,7

Tabla 15. Consumo histórico energético de las instalaciones. (2)

- **Análisis del factor de potencia**

El factor de potencia promedio empleado en el proyecto es de **COSΦ=0.90**. La siguiente tabla muestra factores de potencia para diferentes tipos de salidas individuales.

SALIDA	Factor de potencia	Comentario
Carga resistiva	1.0	Plancha
Iluminación	0.9 en atraso	Luminaria LED
Tomacorrientes	0.9 en atraso	Cargas generales

Tabla 16. Análisis del factor de potencia.

- **Análisis de armónicos**

Siguiendo lo indicado en el Std IEEE 519 de 1992, las principales fuentes de armónicos para una instalación eléctrica son:

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

En el presente proyecto se cuenta con un inversor **Trifásico** que según ficha técnica posee una distorsión armónica total (THD) **<3%** cumpliendo con los estándares de la resolución CREG 024 de 2005. **Ver ficha técnica anexa.**

2. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

El objetivo de la coordinación de aislamiento es establecer en los diferentes materiales y equipos eléctricos en sus partes energizadas el aislamiento requerido para prevenir contacto eléctrico en las estructuras de media tensión y baja tensión que forman parte de la construcción, sin embargo, cabe aclarar que este ítem es variable según el proyecto ya que en algunos casos no es necesario desarrollarlo ya que se aplican normas de construcción eléctrica con productos estandarizados. El tipo de aislamiento se debe seleccionar según el nivel de tensión del servicio. Para el presente diseño las tensiones de servicio en son de **DC 639.86 V** y en **AC 208 V** en baja tensión.

Para evitar que chispas, arcos eléctricos o cortocircuitos que puedan ser originados por sobretensiones transitorias ya sea por impacto directo de rayo en la edificación, o en sus acometidas de servicios (tales como electricidad, teléfono, gas, ductos metálicos), al igual que por tensiones inducidas por impactos indirectos o lejanos, que puedan generar incendios, explosiones o sobretensiones que pongan en riesgo vidas humanas; se debe equipotencializar las acometidas de servicios, pantallas de cables, y otras partes metálicas no energizadas. A continuación, se presenta la Tabla E.3 Tensión al impulso que deben soportar los equipos (extraída de la NTC4552-2)

Nivel de tensión de operación de los equipos (V)	**BIL requerido en (kV)**			
	Contadores	**Tableros, interruptores, cables, etc.**	**Electrodomésticos, herramientas portátiles**	**Equipo electrónico**
	Categoría IV	**Categoría III**	**Categoría II**	**Categoría I**
120-240; 120/208	4	2,5	1,5	0,8
254/440 ; 277/480	6	4	2,5	1,5

Tabla 17. Análisis de aislamiento eléctrico.

3. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

El cálculo de corrientes de cortocircuito se requiere para todo tipo de instalaciones eléctricas, estas se producen por fallas las cuales pueden ocurrir en cualquier punto de la instalación eléctrica proyectada. Es por ello que el dimensionamiento de la mayor corriente de falla a tierra se apoya en la plataforma “Fault Current Calculator” by Schneider Electric.

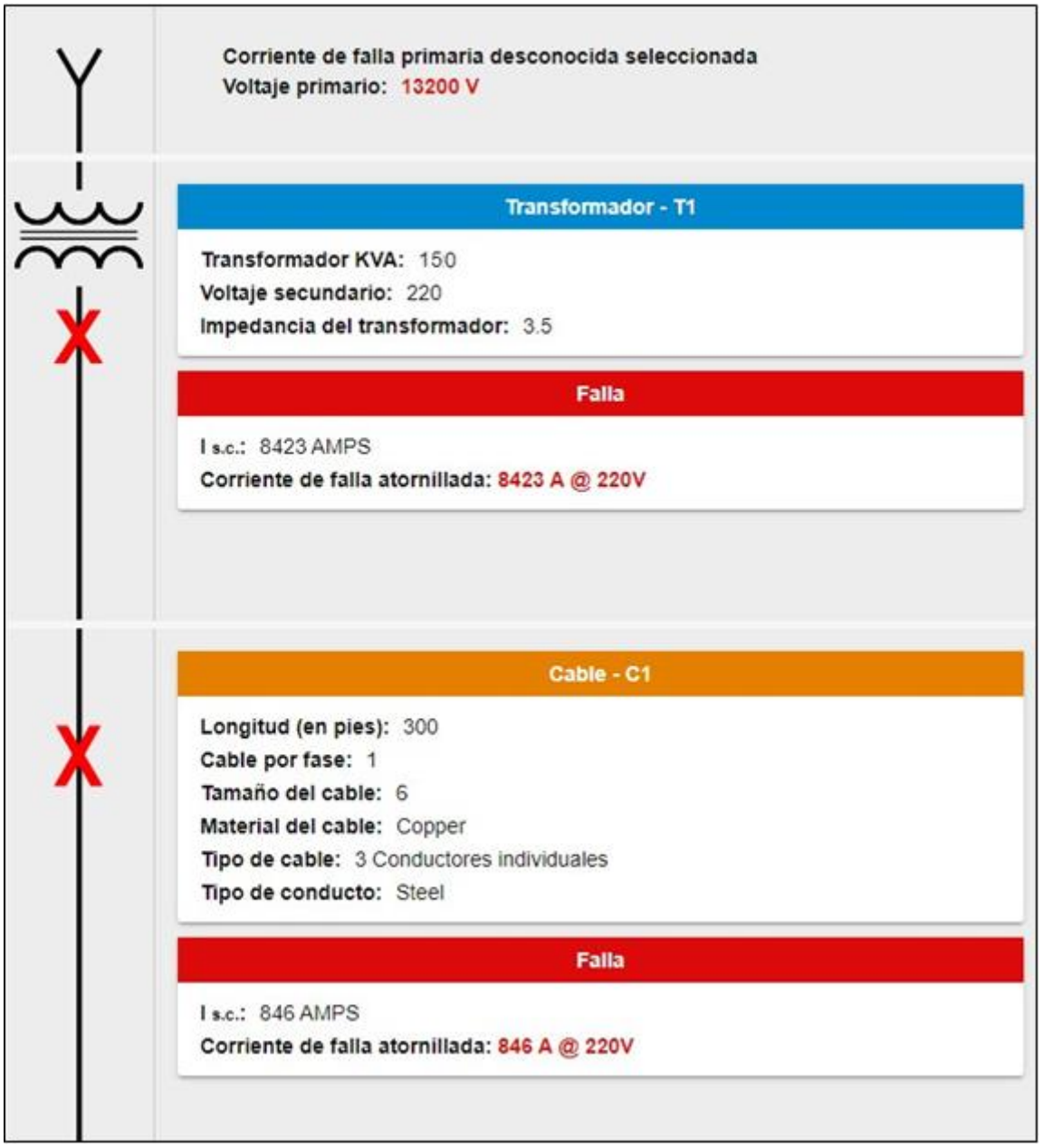


Figura 4. Cálculo de corriente de falla.

Las protecciones y equipos seleccionados deben ser con poder de corte mayor o igual a **1kA**.

4. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

Con base a lo estipulado en la norma internacional IEC62305-2, se debe determinar el nivel de riesgo por rayos y a partir de esto se debe elegir el nivel de protección a implementar en el área de influencia. Para evaluar el nivel de riesgo, se establecen las siguientes dimensiones de la zona a apantallar si llega a ser necesario.

Teniendo en cuenta que la ubicación del proyecto se encuentra en un espacio poblado bajo condiciones normales de descargas atmosféricas, el mapa de niveles ceraunicos en Colombia y las dimensiones dadas anteriormente. Se evalúa el nivel riesgo con la tabla “Lightning Protection Risk Assessment Calculator” en donde se obtuvieron los siguientes resultados.

LIGHTNING RISK ASSESSMENT CALCULATIONS

Building / Installation :			**LAURELES/BARRANCABERMEJA**
Building ID No.			**CORREG EL CENTRO**
LIGHTNING DENSITY		Ng=	90
STRUCTURE			
	Length L(m)	*L*=	8
	Width W(m)	*W*=	15
	Height H(m)	*Hi*=	20
	Chimney/Tower height (m)	*T*=	0
DANGER FOR PEOPLE		h=	No particular danger
OCCUPATION OF THE STRUCTURE		Lf1=	Structure unoccupied
LIGHTNING CONDUCTOR		Pd=	None
Electrical Line		Ai=	Aerial
RELATIVE LOCATION OF THE STRUCTURE		Cd=	Structure surrounded by higher objects or trees
FIRE RISK		rf=	Low
SERVICE		Lf2=	TV, Communication, Electricity, Radio
RESULTS OF THE RISK ASSESSMENT			
	Risk of human loss	R1=	**ACCEPTABLE**
	Risk of loss of service	R2=	**ACCEPTABLE**
	Risk of loss of cultural heritage	R3=	**ACCEPTABLE**

Notes:

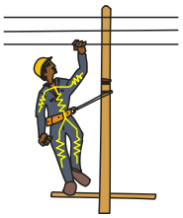
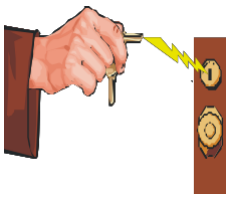
Tabla 18. Evaluación de riesgos de descargas atmosféricas.

De los resultados del nivel de riesgo obtenidos, se concluye que el riesgo se encuentra dentro de los valores aceptables; por lo cual no se hace necesario hacer un diseño e implementación de un sistema integral de protección contra rayos.

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

Todo proyecto eléctrico tiene asociados una serie de riesgos que es necesario controlar y minimizar para garantizar la seguridad de las personas y de la instalación.

Según lo señalado en el Artículo 9.3 del RETIE, los factores de riesgo eléctrico más comunes son los siguientes:

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

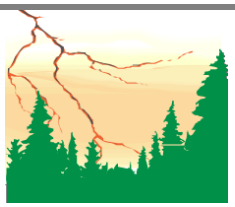
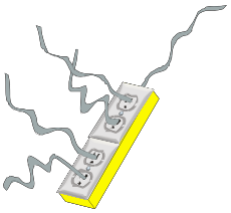
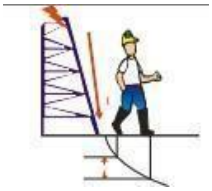
	**EQUIPO DEFECTUOSO** **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.
	**RAYOS** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
	**SOBRECARGA** **POSIBLES CAUSAS:** Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN**: Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.
	**TENSION 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.
	**TENSION 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, equipotencial izar.

Tabla 19. Riesgos eléctricos más comunes.

- **Matriz de riesgo eléctrico**

Con el fin de evaluar el nivel de riesgo de tipo eléctrico, el RETIE recomienda aplicar la matriz que se muestra a continuación con los tipos de riesgo eléctrico que se pueden presentar al momento del uso yo construcción de la red eléctrica:

- **Evaluación de riesgo 1 Y 2**

EVALUACIÓN RIESGO 1										
FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados con riesgo eléctrico.										
RIESGO A EVALUAR:		**Electrocución o EVENTO O EFECTO** (Ej: Quemaduras)		**por**	**Arcos Eléctricos FACTOR DE RIESGO** (Ej: Arco electrico)		**(al) o (en)**	**TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES FUENTE** (Ej: Celda de 13,8kV)		
POTENCIAL		**X**		**REAL**	**X**					
	En personas	**Económicas**	**Ambientales**	**En la imagen de la empresa**		**E** No ha ocurrido en el sector	**D** Ha ocurrido en el sector	**C** Ha ocurrido en la Empresa	**B** Sucede varias veces al año en la	**A** Sucede varias veces al mes en la
CONSECUENCIAS	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**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**ALTO**
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	**2**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	**1**	**MUY BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**
Evaluador:		Ing. Dicson Vega		**MP:**		NS205-136138		**FECHA:**		16/12/2021
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										

EVALUACIÓN RIESGO 2										
FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en baja tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, o temporales										
RIESGO A EVALUAR:		**Electrocución o EVENTO O EFECTO** (Ej: Quemaduras)		**por**	**Contacto directo FACTOR DE RIESGO** (Ej: Arco electrico)		**(al) o (en)**	**TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES FUENTE** (Ej: Celda de 13,8kV)		
POTENCIAL		**X**		**REAL**	**X**					
	En personas	**Económicas**	**Ambientales**	**En la imagen de la empresa**		**E** No ha ocurrido en el sector	**D** Ha ocurrido en el sector	**C** Ha ocurrido en la Empresa	**B** Sucede varias veces al año en la	**A** Sucede varias veces al mes en la
CONSECUENCIAS	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**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**ALTO**
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	**2**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	**1**	**MUY BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**
Evaluador:		Ing. Dicson Vega		**MP:**		NS205-136182		**FECHA:**		16/12/2021

- # Evaluación de riesgo 3 Y 4

EVALUACIÓN RIESGO 3										
FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO										
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 distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.										
RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución**		**por**	**Contacto indirecto**		**(al) o (en)**	**TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES**			
	EVENTO O EFECTO			**FACTOR DE RIESGO**			**FUENTE**			
	(Ej: Quemaduras)			(Ej: Arco electrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL	**X**		**REAL**	**X**						
	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	Sucede varias veces al mes en la
CONSECUENCIAS	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Dicson Vega		**MP:**	NS205-136182		**FECHA:**	16/12/2021			
RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos										

EVALUACIÓN RIESGO 4										
FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITOS										
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 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**		**por**	**Cortocircuitos**		**(al) o (en)**	**TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES**			
	EVENTO O EFECTO			**FACTOR DE RIESGO**			**FUENTE**			
	(Ej: Quemaduras)			(Ej: Arco electrico)			(Ej: Celda de 13,8kV)			
POTENCIAL	**X**		**REAL**	**X**						
	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	Sucede varias veces al mes en la
CONSECUENCIAS	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:	Ing. Dicson Vega		**MP:**	NS205-136182		**FECHA:**	16/12/2021			

- # Evaluación de riesgo 5 Y 6

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

EVALUACIÓN RIESGO 5

FACTOR DE RIESGO POR RAYOS (DESCARGAS ATMOSFERICAS)

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 solidas, equipotencialización de sistema de puesta a tierra y de apantallamiento de ser necesarios.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o	por	Rayos	(al) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO		FUENTE
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco electrico)		(Ej: Celda de 13,8kV)
POTENCIAL	X	REAL	X		

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	Sucede varias veces al mes en la
	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Dicson Vega	MP:	NS205-136182	FECHA:	16/12/2021

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

EVALUACIÓN RIESGO 6

FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA

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 o	por	Sobrecarga	(al) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO		FUENTE
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco electrico)		(Ej: Celda de 13,8kV)
POTENCIAL	X	REAL	X		

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	Sucede varias veces al mes en la
	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Dicson Vega	MP:	NS205-136182	FECHA:	16/12/2021

- # Evaluación de riesgo 7 Y 8

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

EVALUACIÓN RIESGO 7

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE CONTACTO

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 o EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	por	Tensión de contacto FACTOR DE RIESGO (Ej: Arco electrico)	(al) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES FUENTE (Ej: Celda de 13,8kV)

POTENCIAL	X		REAL	X					
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la	Sucede varias veces al mes en la
CONSECUENCIAS	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Dicson Vega	MP:	NS205-136182	FECHA:	16/12/2021

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

EVALUACIÓN RIESGO 8

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE PASO

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: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	por	Tensión de paso FACTOR DE RIESGO (Ej: Arco electrico)	(al) o (en)	TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES FUENTE (Ej: Celda de 13,8kV)

POTENCIAL	X		REAL	X					
					E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la	Sucede varias veces al mes en la
CONSECUENCIAS	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Dicson Vega	MP:	NS205-136182	FECHA:	16/12/2021

- # Evaluación de riesgo 9 Y 10

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

EVALUACIÓN RIESGO 9

FACTOR DE RIESGO POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA

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: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución o EVENTO O EFECTO** (Ej: Quemaduras)	**por**	**Electricidad estática FACTOR DE RIESGO** (Ej: Arco electrico)	**(al) o (en)**	**TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES FUENTE** (Ej: Celda de 13,8kV)

POTENCIAL	**X**		**REAL**	**X**					
					E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	**En personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**En la imagen de la empresa**		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la	Sucede varias veces al mes en la
	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Dicson Vega	**MP:**	NS205-136182	**FECHA:**	16/12/2021

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

EVALUACIÓN RIESGO 10

FACTOR DE RIESGO POR EQUIPOS DEFECTUOSO

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 o EVENTO O EFECTO** (Ej: Quemaduras)	**por**	**Arcos Eléctricos FACTOR DE RIESGO** (Ej: Arco electrico)	**(al) o (en)**	**TENSIÓN DE RED 220/127 V MÓDULOS SOLARES FUENTE** (Ej: Celda de 13,8kV)

POTENCIAL	**X**		**REAL**	**X**					
					E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	**En personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**En la imagen de la empresa**		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la	Sucede varias veces al mes en la
	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	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador:	Ing. Dicson Vega	**MP:**	NS205-136182	**FECHA:**	16/12/2021

- **Decisiones y acciones para controlar el riesgo**

En la tabla mostrada a continuación se presentan las decisiones tomadas respecto al nivel de riesgo evaluado anteriormente:

Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE			
COLOR	**NIVEL DE RIESGO**	**DECISIONES A TOMAR Y CONTROL**	**PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS**
	MUY ALTO	**Inadmisible para trabajar:** Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización mediante un Permiso Especial de Trabajo. (PES).
	ALTO	**Minimizarlo:** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	MEDIO	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	BAJO	**Asumirlo:** Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder de 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
RETIE: TABLA 9.4 Decisiones y acciones para controlar el riesgo			

6. Análisis del nivel tensión requerido.

Las tensiones que se manejarán en el proyecto son las siguientes:

EQUIPO	SISTEMA DC	SISTEMA AC
String de paneles solares	639.86V	N/A
Inversor	1000 V	2Φ – 208V

Tabla 20. Nivel de tensión requerido.

7. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1

No aplica para este tipo de proyecto, referirse a parágrafos 1 y 2 del literal 14.4 del RETIE

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

El presente proyecto no posee transformadores.

9. Cálculo del 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. De la tabla 10 Según RETIE artículo 15 numeral 15.4 y se presentan en la siguiente tabla.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	**25 Ω**
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Tabla 21. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

La resistencia de puesta a tierra debe ser menor o igual a 25Ω en baja tensión y garantizar que las tensiones de paso y contacto sean inferiores a las máximas admisibles exigidas.

Para el cálculo de la resistividad del terreno |se tendrán en cuenta las resistividades del terreno según el tipo de suelo, como se muestra en la siguiente tabla, tomas del estudio “Manual para la interpretación del perfil de resistividad obtenido al realizar el estudio de la resistividad del suelo a partir de las configuraciones del método de Wenner - Juan David Cárdenas Valencia, Esteban Galvis García de la Universidad Tecnológica de Pereira.

Los valores de resistencia de puesta a tierra aquí calculados serán confrontados con las medidas que se realicen posteriormente en el terreno.

Tipo de terreno	Resistividad ρ (Ω-m)
Terrenos vegetales húmedos	10 - 50
Arcilla, gredas, limos	20 - 60
Arenas arcillosas	60 - 120
Fangos, turbas	150 - 300
Arenas	250 - 500
Suelos pedregosos	300 - 400
Rocas	1.000 - 10.000
Concreto húmedo	100 - 240
Concreto seco	10.000 - 50.000

Tabla 22. Resistividad en distintos tipos de suelo.

En la siguiente tabla calculada según los lineamientos de la Norma IEEE Standard 80 se muestran los valores típicos de tensiones de paso y contacto tolerables por el cuerpo humano, dependiendo del tipo de suelo, la resistividad del terreno y el tiempo de duración de la falla para personas con un peso promedio de 70 kg.

Tipo de suelo	Resistividad (Ω-m)	Duración de falla 0.5 s		Duración de falla 1.0 s	
		Tensión de paso(V)	Tensión de contacto (V)	Tensión de paso (V)	Tensión de contacto (V)
Orgánico Mojado	10	174	166	123	118
Húmedo	100	263	186	186	133
Seco	1 000	1 154	405	816	286
Piedra partida 105 mm	3 000	3 143	885	2 216	626

Tabla 23. Tensiones de paso y contacto.

El terreno sobre el cual se piensa realizar la construcción tiene características de arenas arcillosas por lo que se presenta el siguiente cálculo.

El sistema de puesta a tierra será mejorado con suelo de baja impedancia para mejorar las características de resistividad del terreno (Ω-m) según resistencia calculada por la siguiente tabla.

- **Selección del bajante de puesta a tierra:**

DESDE	HASTA	CONDUCTOR	REFERENCIA
Paneles Solares	Inversores	6 AWG Cu	Tabla 250-95
Inversores	Tablero auxiliar AC	6 AWG Cu	Tabla 250-95
Tablero auxiliar AC	Tablero general de distribucion AC	6 AWG Cu	Tabla 250-95
Tablero general de distribucion AC	Malla de puesta a tierra existente	6 AWG Cu	Tabla 250-94

Tabla 24. Resistencia calculada SPT.

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 es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. Dichas pérdidas son calculadas mediante la siguiente ecuación:

$$E = R * ??m????^2 * \Delta t$$

Donde,

E: Energía disipada por el conductor,

R: resistencia propia del conductor (ver ficha técnica del conductor)

Imax: corriente máxima que pasará por el conductor

∆t: es el intervalo de tiempo

En la siguiente tabla se demuestra la comparación entre el conductor seleccionado para cada sistema y el conductor anterior.

ECUACIÓN				
$E = R * ⍰⍰m⍰⍰⍰⍰^2 * \Delta t$				
Sistema	**DC**		**AC**	
	MPPT1	**MPPT2**	**INVERSOR A TABLERO AUXILIAR**	**TABLERO AUXILIAR A TABLERO GENERAL**
I max (A)	13.69	13.37	55.51	111.02
Delta t (h)	8	8	8	8
Calibre seleccionado	12 AWG	12 AWG	6 AWG	1/0
Resistencia (Ω/km)	6.56	6.56	1.61	0.394
Distancia (km)	0.02	0.02	0.02	0.02
Energía disipada (Wh/km)	0.1967	0.1876	0.7938	0.7770
Valor kWh ($600)	$ 118.03	$ 112.56	$ 476.26	$ 466.20
Calibre anterior	14 AWG	14 AWG	8 AWG	1
Resistencia (Ω/km)	10.17	10.17	2.56	0.525
Energía disipada (Wh)	0.30	0.29	1.26	1.04
Valor kWh ($600)	$ 182.98	$ 174.50	$ 757.28	$ 621.20
Pérdida COP$	-$ 64.95	-$ 61.94	-$ 281.02	-$ 155.00

Tabla 25. Cálculo económico del conductor.

10. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.

En este punto se hace un análisis con las especificaciones de instalación; a continuación, se muestra una tabla con las características del conductor empleado en cada tramo.

SISTEMA AC		
DESCRIPCIÓN	**CNT.**	**UND**
Salida de Inversor	2	kVA
Tensión	208	V
Corriente	5,51	A
Corriente x 125%	**6,39**	**A**
Calibre seleccionado	**10**	**AWG**
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	75	A
Temperatura ambiente instalación	28	ºC
Corrección de ampacidad por temperatura	**30**	**A**
Protección seleccionada	**2X20**	**A**

DESCRIPCIÓN	CNT.	UND
Tablero auxiliar a tablero general AC	24	kVA
Tensión	208	V
Corriente	66,61	A
Corriente x 125%	**83,27**	**A**
Calibre seleccionado	**2**	**AWG**
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	125	A
Temperatura ambiente instalación	28	ºC
Corrección de ampacidad por temperatura	**95**	**A**
Protección seleccionada	**3X100**	**A**
SISTEMA DC		
DESCRIPCIÓN	**CNT.**	**UND**
MPPT 1 y MPPT 2	6,89	kVA
Tensión	639,6	V
Corriente	13,69	A
Corriente x 125%	**17,11**	**A**
Calibre seleccionado	**10mm2**	**AWG**
Ampacidad de calibre Tabla 310-16	35	A
Temperatura ambiente instalación	28	ºC
Corrección de ampacidad por temperatura	**35**	**A**
Protección seleccionada	**2X20**	**A**

Tabla 25. Verificación del conductor.

11. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.

Descripción		Uso	Cantidad
L - Foot		Anclaje a piso y/o techo, se debe impermeabilizar la perforación para evitar filtraciones. Se emplea tornillo autoperforante.	1 soporte de L cada dos metros para el sostenimiento del RIEL
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.
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.

Tabla 26. Estructura solar

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

La elección de protecciones según corrientes normalizadas y adecuadas para la configuración DC / AC son seleccionados según los siguientes cálculos:

- **Sistema DC:**

Sistema DC						
Protección integrada contra sobre corriente:						
INVERSOR HOYSMIL 2K KTL-M3	**MPPT 1 Y MPPT 2**	**STRING 1 , 2 , 3 Y 4**	Paneles en paralelo	x	Isc panel solar	
			1	x	13,69A	
			13,69A			
			13,69A	x	125%	
			17,11A			
					2X20A	
Protección contra sobre tensión:						
DPS Tipo II - 1000Vdc12.5kA						

Tabla 27. Cálculo de protecciones DC.

Sistema AC:

Sistema AC				
INVERSOR HOYSMILR-2KTL-M3				
Protección contra sobre corriente:				
Sistema:	3Φ	N	T	
Potencia (kVA):	2			
Tensión de línea (V):	208			
Intensidad max (A):	5.51			
Factor de carga continua:	125%			
Intensidad resultante (A):	6.939			
Protección termomagnética:	**3X20**			
Conductor seleccionado:	**10 AWG**			

Tablero general de distribucion AC	
Protección contra sobre corriente:	
Sistema:	3Φ N T
Potencia (kVA):	24
Tensión de línea (V):	208
Intensidad max (A):	66.61
Factor de carga continua:	125%
Intensidad resultante (A):	83.27
Protección termomagnética:	**3X100**
Conductor seleccionado:	**2 AWG Cu**

Tabla 28. Cálculo de protecciones AC.

14. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Sistema DC					
De cada cadena de paneles a tablero de protecciones DC					
Conductores					
Cable Solar	**Cantidad**	**Diametro exterior mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación mm2**	**Área conduit mm2**
6 mm2	**8**	6,34	31,57	252,56	631,4
10 AWG	**1**	4,21	13,92	13,92	34,8
Conduit					
Coraza liquid tight	**Cantidad**	**Diametro interior mm**	**Diametro externo mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación de conductores**
1.1/4"	**2**	34		1815,84	**15%**
De tablero de protecciones DC a inversores					
Conductores					
Cable solar	**Cantidad**	**Diametro exterior mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación mm2**	**Área conduit mm2**
6 mm2	**8**	6,34	31,57	252,56	631,4
10 AWG	**1**	4,21	13,92	13,92	34,8
Conduit					
Coraza liquid tight	**Cantidad**	**Diametro interior mm**	**Diametro externo mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación de conductores**
1.1/4"	**1**	34		907,92	**29%**

Sistema AC					
De inversores a tablero auxiliar de protecciones AC					
Conductores					
Cable Solar	**Cantidad**	**Diametro exterior mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación mm2**	**Área conduit mm2**
6 AWG	**6**	6,47	32,88	197,26	493,2
6 AWG	**1**	6,47	32,88	32,88	82,2
Conduit					
Coraza liquid tight	**Cantidad**	**Diametro interior mm**	**Diametro externo mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación de conductores**
1"	**2**	25		981,75	**23%**
De tablero auxiliar de protecciones AC a tablero general de distribucion					
Conductores					
Cable Solar	**Cantidad**	**Diametro exterior mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación mm2**	**Área conduit mm2**
1/0 AWG	**3**	12,03	113,66	340,99	852,5
2 AWG	**3**	9,72	74,20	222,61	556,5
6 AWG	**1**	6,47	32,88	32,88	82,2
Conduit					
Coraza liquid tight	**Cantidad**	**Diametro interior mm**	**Diametro externo mm**	**Sección transv. mm2**	**Ocupación de conductores**
2"	**1**	50		1963,50	**30%**

Tabla 29. Cálculo de canalizaciones.

15. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia y Cálculos de regulación.

Tabla 30. Cálculo de regulación y pérdidas de potencia.

REGULACIÓN DE CORRIENTE SISTEMA FOTOVOLTAICO EN AC							
Tensión de linea (V)	220	**Sistema**	3F	**Temperatura Ambiente**	28	ºC	

Tramo	**Regulación de tensión**	**Impedancia efectiva (Zef)**				**Resistencia**	**Inductancia**	**Conduit**	**Demanda máxima**	**Corriente**	**Distancia**	**Pérdidas de potencia**	**Conductor**	
	%R	**Cos**	**0,90**	**Sen**	**0,44**	**Ω / km**	**Ω / km**		**kVA**	**A**	**km**	**%Pp**	**AWG / mm2**	**Amperios**
Inversor a tablero auxiliar AC	0,85	2,38				2,560	0,171	PVC	15	39,36	0,02	1,76	8	55
Tablero auxiliar AC a tablero general de distribucion	0,85	2,38				2,560	0,171	PVC	15	39,36	0,02	1,76	8	55
	1,70													

REGULACIÓN DE CORRIENTE SISTEMA FOTOVOLTAICO EN DC							
Tensión de linea (V)	791,2	**Sistema**	N/A	**Temperatura Ambiente**	28	ºC	

Tramo	**Regulación de tensión**	**Impedancia efectiva (Zef)**				**Resistencia dc**	**Inductancia**	**Conduit**	**Demanda máxima**	**Corriente**	**Distancia**	**Pérdidas de potencia**	**Conductor**	
	%R	**Cos**	**1,00**	**Sen**	**0,00**	**Ω / km**	**Ω / km**		**kVA**	**A**	**km**	**%Pp**	**AWG / mm2**	**Amperios**
String 1. 2, 3 y 4 a Tablero DC	0,23	6,56				6,560	N/A	PVC	8,56	13,79	0,02	0,18	12	30
Tablero DC a iinversores	0,23	6,56				6,560	N/A	PVC	8,56	13,79	0,02	0,18	12	30

16. Clasificación de áreas.

Instalaciones especiales, según RETIE 2013, Art. 28.3: 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.

17. Elaboración de diagramas unifilares.

Ver plano anexo

18. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

Ver plano anexo

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

Ver plano anexo

20. Establecer las distancias de seguridad 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 Capítulo 13 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.

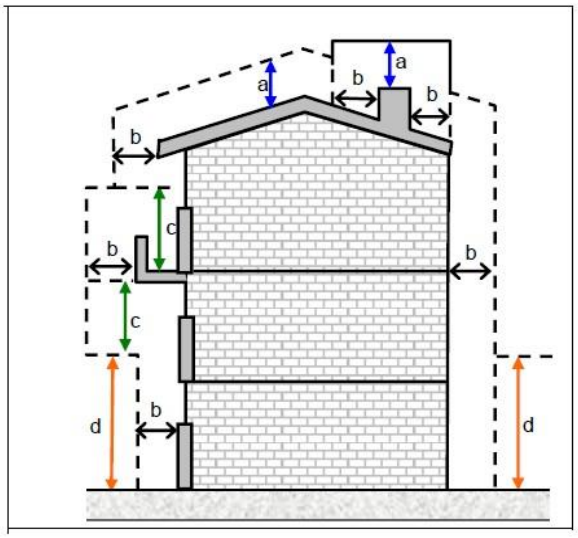


Figura 5. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

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.

- **Distancias Mínimas de Seguridad en Zonas con Construcciones.**

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 13.1).	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 13.1)	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 13.1)	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 13.1) 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

Tabla 31. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

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

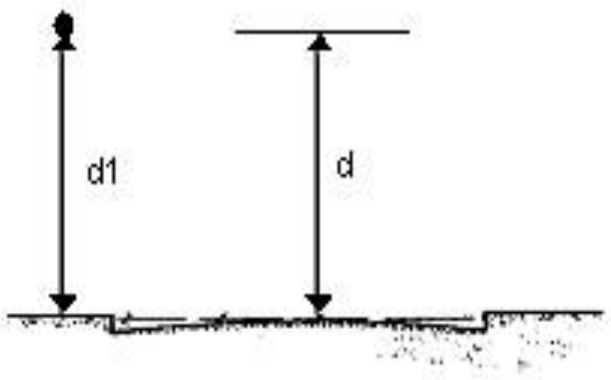


Figura 6. Distancias d1 y d en cruce y recorridos de vías.

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.

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 13.2).	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**
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 13.2).	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**
Distancia mínima al suelo "**d**" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en las zonas de servidumbre (Figura 13.2).	500	8,6
	230/220	6,8
	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, 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 13.3)[9]	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	**7,5**
Distancia mínima vertical en el cruce "**f**" a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 13.4)	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 13.4)	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 13.4)	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**

Para el caso de cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, se deben tener en cuenta las siguientes distancias mínimas.

		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								

Tabla 32. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones.

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.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 (1) 7,5 (2)
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 50 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	 15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito (3) 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	 30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Tabla 33. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura.

21. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

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

Los anteriores numerales no aplican para este tipo de proyecto.

CONSTRUCCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EDUCATIVA DEL COLEGIO SAN MARCO EN EL CORREGIMIENTO EL LAURELES DEL DISTRITO DE BARRANCABERMEJA

SISTEMA DE PROTECCION CONTRARAYOS

PROPIETARIO: ALCALDIA DISTRITAL DE BARRANCABERMEJA
LUGAR: CORREGIMIENTO LAURELES



JUAN SALVADOR PINEDA SANTOS
ING ELECTRICISTA
CN 205 89267

Julio de 2025
BARRANCABERMEJA-SANTANDER

MEMORIA DE CÁLCULO SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Contenido

1. INTRODUCCIÓN 3
2. NIVEL DE RIESGO 3
3. ANÁLISIS DE RIESGO 7
   3.1 Número de eventos 9
   3.2 Probabilidad de daño 10
   3.3 Cantidad de pérdidas 11
4. EVALUACIÓN DE RIESGO SIN PROTECCIÓN 13
   4.1 Número de eventos 13
   4.2 Probabilidad de daño 13
   4.3 Pérdidas 14
   4.4 Riesgo 15
5. EVALUACIÓN DE RIESGO CON PROTECCIÓN 15
6. NIVEL DE PROTECCIÓN SELECCIONADO 17
7. APANTALLAMIENTO 17
   7.1 Radio de la esfera rodante 17
   7.2 Longitud mínima del electrodo de puesta a tierra 18
   7.3 Separación de conductores bajantes 19
   7.4 Planos entregados 19
8. CONCLUSIONES 20

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene la memoria de cálculo del Sistema de protección contra rayos para el proyecto **ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DEL ESTABLECIMIENTO EDUCATIVO LAURELES DE LA ZONA RURAL DEL DISTRITO DE BARRANCABERMEJA, SANTANDER.** En este documento se argumenta la necesidad del sistema de protección externo (SPE), longitud de los electrodos del sistema de puesta a tierra del sistema de protección contra rayos (SIPRA) y el radio máximo de la esfera que debe ser usado en el apantallamiento conforme a la metodología de la norma IEC 62305, en la que se tienen cuatro tipos de pérdidas asociadas a determinados niveles de riesgo que son reducidos mediante medidas de protección adoptadas.

2. NIVEL DE RIESGO

Antes de realizar el análisis de riesgo con el cual se define el radio de la esfera rodante del apantallamiento se hace un análisis del nivel de riesgo que se tiene en el proyecto. En este análisis se tienen en cuenta el indicador de parámetros del rayo y el indicador de gravedad de la estructura. El indicador de parámetros de rayo es obtenido a partir de la densidad de descargas a tierra (DDT) y la corriente pico absoluta promedio.

$$DDT = 0.024 * NC^{1.12}$$

En donde:

NC Días tormentosos al año

Para el caso de este proyecto se toma un NC 150 que en consecuencia da como resultado una DDT de 6.5 y para la tabla 2.1 se asumirá el peor caso, en el cual la corriente pico absoluta

promedio es mayor a 40 [kA] obteniendo de esta forma una ponderación ***alta*** en el indicador de parámetros del rayo.

Densidad de descargas a tierra [Descargas/km^2 - año]	**Corriente pico absoluta promedio [kA]**		
	$40 \leq I_{abs}$	**$20 \leq I_{abs} < 40$**	**$I_{abs} < 20$**
$30 \leq DDT$			
$15 \leq DDT < 30$			
$5 \leq DDT < 15$			
$DDT < 5$			

Severos Altos

Medios Bajos

Tabla 2.1 Indicador de parámetros del ray

El indicador de gravedad (I_G) de la estructura que se presenta en las estructuras a proteger viene dado por la expresión 2.1

$$I_G = I_{uso} + I_T + I_{AA} (2.1)$$

En donde:

I_{uso} Sub-indicador relacionado con el uso de la estructura
I_T Sub-indicador relacionado con el tipo de estructura
I_{AA} Sub-indicador relacionado con la Altura y área de la estructura

Los valores de los indicadores para calcular el índice de gravedad se obtienen de las tablas 2.1 a 2.3 de donde la clasificación de la estructura es de tipo A; el tipo de estructura conforme a los materiales de construcción es mixta; con respecto a la altura y área de la estructura, esta es mayor a 25 m y mayor a 900 m^2 respectivamente.

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructura	Indicador
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 2.1 Subindicador relacionado con el uso de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Tabla 2.2 Subindicador relacionado con el tipo de estructura

Altura y área de la estructura	Indicador
Área menor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Tabla 2.3 Subindicador relacionado con el tipo de estructura

$$I_G = 40 + 20 + 20 = 80$$

Resultado de la suma de subindicadores de estructura	Indicador de Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Tabla 2.4 Indicador de gravedad

Al ponderar el indicador de gravedad obtenido con los indicadores de exposición al rayo, se tiene como resultado u n nivel de riesgo alto para el cual la norma I E C 62305 recomienda tomar como medidas de protección la elaboración de un sistema de protección interno y sistema de protección externo.

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve
Severo					
Alto					
Medio					
Bajo					

ALTO

MEDIO

BAJO

Tabla 2.5 Matriz de niveles de riesgo

Tabla 2.5 Matriz de niveles de riesgo

3. ANÁLISIS DE RIESGO

La norma IEC 62305 define valores de riesgo tolerables para 3 tipos de pérdidas: vidas humanas o lesiones permanentes; pérdidas de servicio público; pérdida de patrimonio cultural que tienen como

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}

Tabla 3.1 Valores típicos de riesgo tolerable

Teniendo en cuenta los valores de riesgo tolerables se calculan las pérdidas para cada una de las pérdidas considerando que la pérdida de patrimonio cultural no aplica en el presente proyecto y por lo tanto es omitida en los cálculos.

El riesgo para cada una de las diferentes pérdidas se calcula por medio de la expresión 3.1

$$R_X = N_X * P_X * L_X \quad (3.1)$$

Siguiendo la metodología de la norma IEC 62305 cada riesgo se calcula por la sumatoria de los componentes de riesgo que tenga asociado cada tipo de pérdida, siendo necesario realizar el cálculo de cada una de las componentes de riesgos descritas en la tabla 3.2

	DESCRIPCIÓN
Ra	Componente relacionada con lesiones a seres vivos causado por tensiones de paso y contacto en las zonas con un radio de cobertura de 3m fuera de la estructura
Rb	Componente relacionada con los daños físicos causados por chispas peligrosas dentro de la estructura causando fuego o explosión
Rc	Componente relacionada con la falla de sistemas internos causados por Impulsos Electromagnéticos del Rayo
Rm	Componente relacionada con la falla de sistemas internos causados por Impulsos Electromagnéticos del Rayo
Ru	Componente relacionada con lesiones a seres vivos causado por tensiones de contacto dentro de la estructura, debido a corrientes de rayo que fluyen por una línea entrante a la estructura
Rv	Componente relacionada con los daños físicos debido a corrientes de rayo transmitida a través de la acometida de servicios
Rw	Componente relacionada a fallas de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas sobre las acometidas y transmitida a la estructura
Rz	Componente relacionada a fallas de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas sobre las líneas de acometidas y transmitida a la estructura

Tabla 3.2 Descripción de los componentes del riesgo

El riesgo para cada tipo de pérdida es la sumatoria de los componentes de riesgo que sean relevantes en el tipo de pérdida. La tabla 3.3 presenta un resumen de los componentes relevantes para cada uno de los tipos de riesgo siendo R1 el de pérdida de vida humana; R2 pérdida del servicio público; R3 pérdida de patrimonio cultural; R4 pérdida de valor económico.

Fuente de daño	**Descargas sobre la estructura S1**			**Descargas cercanas a la estructura S2**	**Descargas sobre las acometidas de servicios**			**Descargas sobre las acometidas de los servicios**
Componente de riesgo	RA	RB	RC	Rm	RU	RV	RW	Rz
Riesgo para cada tipo de pérdida								
R1	X	X	X	X	X	X	X	X
R2		X	X	X		X	X	X
R3		X				X		
R4	X	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 3.3 Componentes de riesgo para cada tipo de pérdida en una estructura

Cada componente del riesgo debe calcularse teniendo en cuenta un determinado número de eventos, probabilidad y cantidad de pérdidas, identificadas respectivamente como N, P y L en la expresión 3.1. En la tabla 3.4 pueden observarse las probabilidades y cantidad de pérdidas que deben ser calculadas para poder obtener los componentes de riesgo en cada uno de los casos.

Daño	**Descargas sobre la Estructura S1**	**Descargas cercanas a la estructura S2**	**Descargas sobre las acometidas de servicios S3** [1]	**Descargas cercanas a las acometidas de servicios S4** [1]
D1	$R_A = N_D * P_A * L_A$		$R_U = (N_L + N_{Da}) * P_U * L_U$	
D2	$R_B = N_D * PB * L_B$		$R_V = (N_L + N_{Da}) * P_V * L_V$	
D3	$R_C = N_D * P_C * L_C$	$R_M = N_M * P_M * L_M$	$R_W = (N_L + N_{Da}) * P_W * L_W$	$R_Z = (N_I - N_L) * P_Z * L_Z$
1) Si la línea tiene más de una sección (aérea, subterránea, apantallada, sin apantallamiento), el valor de R_U, R_V, R_W y R_Z serán la suma de los valores R_U, R_V, R_W y R_Z pertinentes a cada sección de la línea. En caso de que a la estructura lleguen más líneas conectadas a través de diferentes rutas, el cálculo se debe hacer para cada línea.				
NOTA 1 Las componentes L_X varían de acuerdo al tipo de riesgo a evaluar (R_1, R_2, R_3, R_4)				
NOTA 2 Para el cálculo de R_Z si $(N_I - N_L) \leq 0$ entonces $R_Z = 0$				

Tabla 3.4 Componentes de riesgo en unas estructuras

3.1 Número de eventos

El valor del número de eventos está determinado por la densidad de descargas a tierra (DDT) ; características del objeto a proteger; características de los objetos que lo rodean; características del suelo entre otras.

Para calcular cada número de eventos N_x listados en la tabla 3.4 se utilizan las expresiones 3.1.1 a la 3.1.5 presentadas a continuación.

$$N_D = DDT * A_d * C_d * 10^{-6} \quad (3.1.1)$$

En donde:

N_D = Número anual de descargas a la estructura
DDT = Densidad de descargas a tierra
A_d = Área efectiva de la estructura aislada
C_d = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto a ser protegido

$$N_M = DDT * (A_m - A_{d/b} * C_{d/b}) * 10^{-6} \quad (3.1.2)$$

En donde:

N_M = Número anual de descargas sobre estructuras adyacentes
A_m = Área de influencia de la estructura
$A_{d/b}$ = Área efectiva de la estructura
$C_{d/b}$ = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa de la estructura a ser protegida

$$N_L = DDT * A_l * C_d * C_t * 10^{-6} \quad (3.1.3)$$

En donde:

N_L = Número de eventos peligrosos debido a descargas sobre el servicio
A_l = Área efectiva de descargas al servicio

C_d = Factor de localización del servicio
C_t = Factor de corrección por la presencia de transformadores AT/BT localizado entre el punto de choque y la estructura

$$N_{DA} = DDT * A_{d/a} * C_{d/a} * C_t * 10^{-6} \quad (3.1.4)$$

En donde:

N_{DA} = Número de eventos peligrosos debido a impactos sobre estructura adyacente “a”

donde proviene la acometida

$A_{d/a}$ = Área efectiva de estructura adyacente aislada

$C_{d/a}$ = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa de la estructura adyacente.

$$N_i = DDT * A_i * C_e * C_t * 10^{-6} (3.1.5)$$

En donde:

N_i = Número de eventos peligrosos por descargas cercanas al servicio

A_i = Área efectiva para descargas próximas a la acometida del servicio

C_e = Factor ambiental

3.2 Probabilidad de daño

Al igual que para el caso del número de eventos en las probabilidades de daño se deben calcular varias probabilidades, específicamente un total de 8 probabilidades que se presentan y describen a continuación en la tabla 3.2.1 Estas probabilidades varían dependiendo de las medidas de protección que sean aplicadas.

	DESCRIPCIÓN
P_A	Probabilidad de lesiones a seres vivos a causa de tensiones de paso o contacto por descargas directas a la estructura
P_B	Probabilidad de daño a la estructura por descargas directas
P_C	Probabilidad de daño de sistemas internos por impacto directo a la estructura
P_M	Probabilidad de daño de sistemas internos por impactos cercanos a la estructura
P_U	Probabilidad de lesiones a seres vivos a causa de tensiones de toque o paso por descargas sobre las acometidas de servicio
P_V	Probabilidad de daños físicos a causa de descargas directas en las acometidas de servicio
P_W	Probabilidad de daño de sistemas internos a causa de descargas directas en las acometidas de servicios
P_Z	Probabilidad de daño de sistemas internos a causa de descargas cercanas a las acometidas de servicios

Tabla 3.2.1 Descripción de probabilidades

3.3 Cantidad de pérdidas

A diferencia de como sucede con las probabilidades (P) la cantidad de pérdidas (L) varía de acuerdo con cada tipo de pérdida bien sea R1, R2, R3 o R4. De esta manera existen 4 tipos de cantidades de pérdidas (L1, L2, L3, L4) y en cada una de estas hay pérdidas relativas a diferentes eventos tales como tensiones de paso y contacto, descargas en acometida de servicios entre otros que se describen de la sección 3.3.1 a la sección 3.3.4

3.3.1 Pérdidas de vidas humanas (L1)

	Pérdida de vidas humanas por
L_A	Tensiones de paso y contacto fuera de la estructura
L_B	Fuego o explosión dentro de la estructura por arco eléctrico por impacto sobre la estructura
L_C	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas en la estructura
L_M	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas cercanas a la estructura
L_U	Tensiones de paso y contacto dentro de la estructura
L_V	Descargas en acometida de servicios
L_W	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas sobre la acometida de servicios
L_Z	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas cercanas a la acometida de servicios

Tabla 3.3.1 Descripción de pérdida de vidas humanas

3.3.2 Pérdida inaceptable del servicio público (L2)

	Pérdida del servicio público por
L_B	Fuego o explosión dentro de la estructura por arco eléctrico por impacto sobre la estructura
L_C	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas en la estructura
L_M	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas cercanas a la estructura
L_V	Descargas en acometida de servicios
L_W	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas sobre la acometida de servicios
L_Z	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas cercanas a la acometida de servicios

Tabla 3.3.2 Descripción de pérdida del servicio público

3.3.3 Pérdida del valor cultural irremplazable (L3)

Al igual que para las pérdidas de vidas humanas, pérdida inaceptable del servicio público y pérdidas económicas también se definen en la norma componentes de pérdidas del valor cultural irremplazable, sin embargo al no tener una estructura de este tipo en el proyecto la pérdida del valor cultural irremplazable no aplica y por lo tanto no se muestran sus componentes como en los otros casos de las pérdidas.

3.3.4 Pérdidas económicas (L4)

	Pérdidas económicas por
L_A	Tensiones de paso y contacto fuera de la estructura
L_B	Fuego o explosión dentro de la estructura por arco eléctrico por impacto sobre la estructura
L_C	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas en la estructura
L_M	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas cercanas a la estructura
L_U	Tensiones de paso y contacto dentro de la estructura
L_V	Descargas en acometida de servicios
L_W	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas sobre la acometida de servicios
P_Z	Falla de sistemas internos por IER a causa de descargas cercanas a la acometida de servicios

Tabla 3.3.2 Descripción de pérdidas económicas

4. EVALUACIÓN DE RIESGO SIN PROTECCIÓN

Una vez seguida la metodología descrita en la norma IEC 62305 para la obtención del número de eventos, probabilidad de daño y cantidad de pérdidas se obtienen los resultados que se presentan a continuación siguiendo el supuesto de que no se adopta ninguna medida de protección.

4.1 Número de eventos

Siguiendo la metodología IEC 62305 se calculó cada uno de los números de eventos y sus valores se resumen en la tabla 4.1.

Número de eventos	Valor
N_D	0,463
N_M	3,638
N_L	0,001
N_{DA}	0,087
N_I	0,018

Tabla 4.1 Resultados obtenidos para número de eventos

4.2 Probabilidad de daño

Las probabilidades están directamente relacionadas con las medidas de protección adoptadas y en este caso se parte del supuesto que dichas medidas no se han aplicado razón por la cual se tienen valores de 1 en la mayoría de las probabilidades. Estos valores de probabilidades son calculados siguiendo la metodología IEC 62305 que se sugiere sea revisada en caso de que se tengan dudas de la obtención de dichos valores tanto para el presente caso como en el caso de la sección 5 en la cual son aplicadas las medidas de protección.

Probabilidad	Valor
P_A	0,01
P_B	1
P_C	1
P_M	0,0001
P_U	1
P_V	1
P_Z	1
P_w	1

Tabla 4.2 Probabilidades de daño sin protecci

4.3 Pérdidas

Siguiendo la metodología de la norma IEC 62305 para cada riesgo varía el tipo de pérdida y por esta razón en este proyecto se tienen tres tipos de pérdidas cada una asociada a sus respectivos eventos y sus valores se presentan de la tabla 4.3.1 a la tabla 4.3.3

	L_1
L_A	0,0001
L_B	0,05
L_U	0,0001
L_V	0,05
L_C	0,1
L_M	0,1
L_W	0,1
L_Z	0,1

Tabla 4.3.1 Probabilidades de daño sin protección

	L_2
L_B	0,005
L_V	0,005
L_C	0,001
L_M	0,001
L_W	0,001
L_Z	0,001

Tabla 4.3.2 Valores de componentes para pérdidas del servicio público

	L_4
L_A	0,0001
L_U	0,0001
L_B	0,5
L_V	0,5
L_C	0,01
L_M	0,01
L_W	0,01
L_Z	0,01

Tabla 4.3.3 Valores de componentes para pérdidas económicas

4.4 Riesgo

En la tabla 4.4 se muestran los valores de los componentes de riesgo obtenidos para cada tipo de pérdida y en la última columna se observa el riesgo total obtenido para cada pérdida.

Fuente de daño	Descargas sobre la estructura S1			Descargas cercanas a la estructura S2	Descargas sobre las acometidas de servicios			Descargas sobre las acometidas de los servicios	
Componente de riesgo	R_A	R_B	R_C	R_M	R_U	R_V	R_W	R_Z	
Riesgo para cada tipo de pérdida									ΣR_X
R1	5E-07	0,023149	0,04629816	3,63752E-05	8,8E-06	0,0044	0,00878871	0,001644794	**0,0843207**
R2		0,002315	0,000462982	3,63752E-07		0,0004	8,7887E-05	1,64479E-05	**0,003322**
R3		0				0			**0**
R4	5E-07	0,231491	0,004629816	3,63752E-06	8,8E-06	0,0439	0,00087887	0,000164479	**0,2811204**

Tabla 4.4 Resumen del riesgo por fuente de daño y componente de daño

De la tabla 4.4 puede concluirse que los valores obtenidos son mayores que los riesgos tolerables para todos los riesgos por lo que se hace necesario adoptar medidas de protección que disminuyan el riesgo.

5. EVALUACIÓN DE RIESGO CON PROTECCIÓN

La norma IEC 62305 define 4 niveles de protección contra rayo (NPR) cuya aplicación en los cálculos influye directamente en las probabilidades de daño. Para este caso se elige un nivel de protección IV basado en la disminución del riesgo presentada y en restricciones económicas. Los únicos valores que presentan cambios con respecto a los cálculos de la sección 4 son los valores de las probabilidades debido a que son los únicos valores que cambian conforme al nivel de protección, dichas probabilidades se presentan a continuación en la tabla 5.1

Probabilidad	**Valor**
P_A	0,0001
P_B	0,01
P_C	0,03
P_M	0,0001
P_U	0,0001
P_V	0,03
P_Z	0,03
P_W	0,03

Tabla 5.1 Valores de probabilidades de daño con NPR IV

Los valores de riesgo obtenidos adoptando las medidas de protección correspondiente a un NPR IV se presentan a continuación en la tabla 5.2

Fuente de daño	**Descargas sobre la estructura S1**			**Descargas cercanas a la estructura S2**	**Descargas sobre las acometidas de servicios**			**Descargas sobre las acometidas de los servicios**	
Componente de riesgo	RA	RB	RC	Rm	RU	RV	RW	Rz	
Riesgo para cada tipo de pérdida									ΣR_X
R1	5E-09	0,000231	0,001388945	3,63752E-05	8,8E-10	0,0001	0,00026366	4,93438E-05	0,0021017
R2		2,31E-05	1,38894E-05	3,63752E-07		1E-05	2,6366E-06	4,93438E-07	5,372E-05
R3		0				0			0
R4	5E-09	0,002315	0,000138894	3,63752E-06	8,8E-10	0,0013	2,6366E-05	4,93438E-06	0,0038071

Tabla 5.2 Resumen de riesgo por fuente de daño y componente de daño con NPR IV

Los valores de riesgo obtenidos sin NPR y NPR IV se pueden comparar en la tabla 5.3 en la que puede observarse como se reducen pasando a ser para el Riesgo 1 y 2 el 2% del valor que se tenía sin protección y para el riesgo 4 el 1% del valor que se tenía antes de aplicar la protección, lo que es una disminución notable del riesgo.

	Sin NPR	**NPR IV**	**%**
R1	0,0843	0,0021	2%
R2	0,0033	0,0000537	2%
R4	0,2811	0,0038	1%

Tabla 5.3 Comparación de valores de riesg

6. NIVEL DE PROTECCIÓN SELECCIONADO

La norma IEC 62305 genera un sistema fijo de parámetros máximos y mínimos de corriente de rayo de acuerdo al NPR, tal y como se muestra en la tabla 3.1. Para este caso se tomará un ***NPR IV*** debido a que fue elegido de acuerdo al nivel de riesgo y restricciones económicas, en este nivel los valores máximos de los parámetros de corriente del rayo no serán excedidos con una probabilidad del 50%.

Primera descarga corta			**NPR**			
Parámetro	**Símbolo**	**Unidad**	**I**	**II**	**III**	**IV**
Corriente pico	I	KA	200	150	100	
Carga corta	Q_{corta}	C	100	75	50	
Energía específica	W/R	kJ/Ω	10 000	5 625	2 500	
Descarga corta subsecuente			**NPR**			
Parámetro	**Símbolo**	**Unidad**	**I**	**II**	**III**	**IV**
Corriente pico	I	KA	54	40,5	27	
Pendiente Promedio	di/dt	kAμs	120	90	60	
Parámetros de tiempo	T_1/T_2	μs/μs	0,4/50			
Descarga larga			**NPR**			
Parámetro	**Símbolo**	**Unidad**	**I**	**II**	**III**	**IV**
Carga larga	Q_{larga}	C	100	75	50	
Parámetro de tiempo	T_{largo}	s	0,5			
Rayo			NPR			
Parámetro	**Símbolo**	**Unidad**	**I**	**II**	**III**	**IV**
Carga	Q_{rayo}	C	300	225	150	

Tabla 6.1 Valores máximos de parámetros del rayo de acuerdo con el NPR

7. APANTALLAMIENTO

7.1 Radio de la esfera rodante

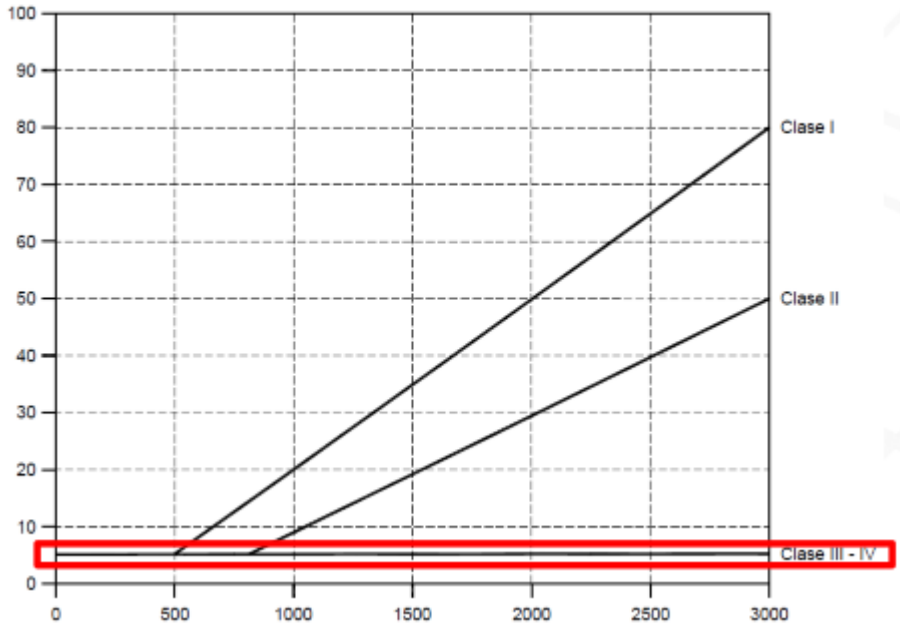
En el apantallamiento se utiliza el método de la esfera rodante definiendo su radio conforme a la norma IEC 62305, que establece que este radio como máximo debe tener un valor que viene dado por el NPR seleccionado. En el caso del proyecto el NPR es de nivel IV y en consecuencia el radio de la esfera debe ser como máximo de 55m, sin embargo para tener un sistema de captación que permita tener una mayor protección se tomará el radio del nivel I el cual es de 35m.

Nivel de protección	Radio de la esfera (r_{SC}) [m]
Nivel I	35
Nivel II	40
Nivel III	50
Nivel IV	55

Tabla 7.1 Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección

7.2 Longitud mínima del electrodo de puesta a tierra

La norma establece dos tipos de configuraciones para la puesta a tierra del sistema de protección contra rayos. Una de las configuraciones consiste en electrodos que pueden estar en disposición horizontal y vertical, mientras que la otra configuración consiste en anillos. Para este proyecto se escogió la configuración de electrodos verticales que debe cumplir con una longitud mínima de 0.5 veces la longitud de electrodos en disposición horizontal cuyos valores para las diferentes clases de NPR en función de la resistividad del terreno aparecen en la gráfica 7.2.1



Gráfica 7.2 Longitud del electrodo en disposición horizontal para los diferentes N

7.3 Separación de conductores bajantes

La IEC 62305 establece que cuando se tienen postes o mástiles es suficiente con que tengan una sola bajante sin embargo cuando se tienen sistemas que no son aislados como en el caso de los postes y mástiles el número de conductores bajantes no debe ser inferior a 2 y debe estar distribuido por el perímetro de la estructura a proteger sujeto a restricciones prácticas y arquitectónicas procurando distribuir simétricamente las bajantes alrededor de la estructura a omedio de conductores bajantes

Tipo de Nivel de Protección	Distancia Típica Promedio [m]
I	10
II	10
III	15
IV	20

Tabla 7.3 Distancia típica promedio de conductores bajantes

7.4 Planos entregados

Siguiendo los parámetros de diseño definidos en el presente documento se realizaron los planos -24-01-001 y 114-24-01-002. En el plano 114-24-01-001 se tiene la vista de planta del proyecto donde se ubican las puntas captadoras, conductores bajantes, electrodos de puesta a tierra y el área de protección. Con respecto al plano 114-24-01-002 se tienen cortes de la vista de planta en donde se evidencia el área protegida conforme al método de la esfera rodante y la ubicación de las puntas captadoras necesarias para lograr el apantallamiento.

8. CONCLUSIONES

Los valores de riesgos asociados a las pérdidas de vidas humanas, pérdida inaceptable del servicio público, pérdida del valor cultural y pérdidas económicas para las estructuras de la planta son:

- Pérdidas de vidas humanas R= 0.0843
- Pérdida inaceptable del servicio público R= 0.0033
- Pérdida del valor cultural irremplazable R = 0
- Pérdidas económicas R= 0.2811

El nivel de protección contra rayo seleccionado (NPR) es IV y los valores de riesgo para cada uno de los diferentes tipos de pérdidas son :

- Pérdidas de vidas humanas R= 0.0021
- Pérdida inaceptable del servicio público R= $5.37x10^{-5}$
- Pérdida del valor cultural irremplazable R = 0
- Pérdidas económicas R= 0.0038

Aplicando un NPR de IV las reducciones porcentuales para cada una de los diferentes tipos de pérdidas son:

- Pérdidas de vidas humanas disminución de 98%
- Pérdida inaceptable del servicio público disminución de 98%
- Pérdida del valor cultural irremplazable disminución de 0 %
- Pérdidas económicas disminución de 99%

De acuerdo al NPR seleccionado (IV) el radio de la esfera rodante para el apantallamiento debe ser como máximo de 55 metros sin embargo se adopta un radio de 35m para tener una mayor protección del apantallamiento.

En el sistema de protección externo el número de bajantes no debe ser inferior a dos salvo en postes o mástiles donde se permite una sola bajante. En el primer caso se debe instalar una bajante en cada esquina expuesta del edificio estando sujeto a restricciones prácticas y arquitectónicas. Las distancias típicas de separación promedio de conductores debe ser de 20 m según IEC 62305.

En el sistema de puesta tierra del sistema de protección contra rayos los electrodos estarán en disposición vertical por lo que su longitud debe ser como mínimo de 2.5m y los electrodos especificados para el proyecto tienen una longitud de 3m.