

DISEÑO ELÉCTRICO
ILUMINACION PARQUE EL PROGRESO
Municipio De San Miguel de Sema.

DISEÑO DETALLADO

FERNEY STIVEN FONSECA

HUBER SNEYDER ALVARADO

SEÑORES:
CODENSA

DISEÑO DETALLADO

DISEÑO ELÉCTRICO

Iluminación Parque el Progreso
Municipio De San Miguel de Sema.

Propietario

ALCALDIA MUNICIPAL SAN MIGUEL DE SEMA

Diseño desarrollado por:

FERNEY STIVEN FONSECA – 2175579
HUBER SNEYDER ALVARADO - 2175511

29/ 09 /2024

TABLA DE CONTENIDO

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	5
2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS	6
3. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS.	8
3.1 DEMANDA MAXIMA DIVERSIFICADA	8
4. ANALISIS DE ARMONICOS.....	9
5. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO Y ANALISIS DE COORDINACION DE PROTECCIONES.	9
6. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.....	9
7. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.....	9
8. NIVEL CERUANICO Y DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA.....	10
9. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO.....	11
9.1 ANALISIS DE RIESGO POR ILUMINACION.....	11
9.2 ANALISIS DE RIESGO ELECTRICO	14
10. ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.	19
11. CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS	19
12. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.	19
13. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	19
14. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES	21
15. VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA EL TIEMPO DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES.	22
16. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS.	22
17. CALCULO DE CANALIZACIONES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS.....	22
18. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.....	23
19. CÁLCULOS DE REGULACIÓN.....	24
20. DIAGRAMAS UNIFILARES DISEÑO.....	26
21. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS.....	27

22. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.	27
23. ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.	28
23.1 ANÁLISIS DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD BAJA TENSION.	28

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos Disponibilidad De Servicio De Energía Eléctrica. Fuente Autor.....	6
Tabla 2 Parámetros del Proyecto. Fuente Autor.....	6
Tabla 3.Carga diversificada e instalada. Fuente Autor.....	6
Tabla 4. Cuadro de Carga general instalada. Fuente Autor.	8
Tabla 5. Cuadro general de cargas diversificadas. Fuente autor.	8
Tabla 6 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra, tomada de RETIE Tabla 15.4.	20
Tabla 7.Diametro interior ductos metálicos y PVC.....	23
Tabla 8 Áreas exteriores de los conductores.	23
Tabla 9. Ocupación de los ductos.....	23
Tabla 10. Cálculo de Perdidas de energía y potencia.....	25

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación red de baja tensión y equipo de medida.....	7
Figura 2. Nivel ceraunico y densidad de rayos a tierra. (Referencia NTC 4552-1 Fig. A-9).....	10
Figura 3 Cálculo de Nivel Ceruanico Mediante Software SpaRISK	11
Figura 4 Probabilidades de ocurrencia Fuente: Autor.....	12
Figura 5 Significancia del impacto, Fuente: Autor.....	12
Figura 6 Relación entre la imagen 4 y 5	13
Figura 7 Matriz de riesgos Fuente: Autor.....	14
Figura 8 Análisis factor de riesgo por arcos eléctricos.	15
Figura 9 Análisis factor de riesgo por contacto directo.....	16
Figura 10 Análisis factor de riesgo por contacto indirecto.....	17
Figura 11. Factores de riesgo más comunes	18
Figura 12. Factores de riesgo más comunes.	19
Figura 13. Diagrama unifilar general.	26
Figura 14. Diagrama unifilar Tablero de Distribución.	26
Figura 15. Distancias de seguridad (b) media y baja tensión.	29

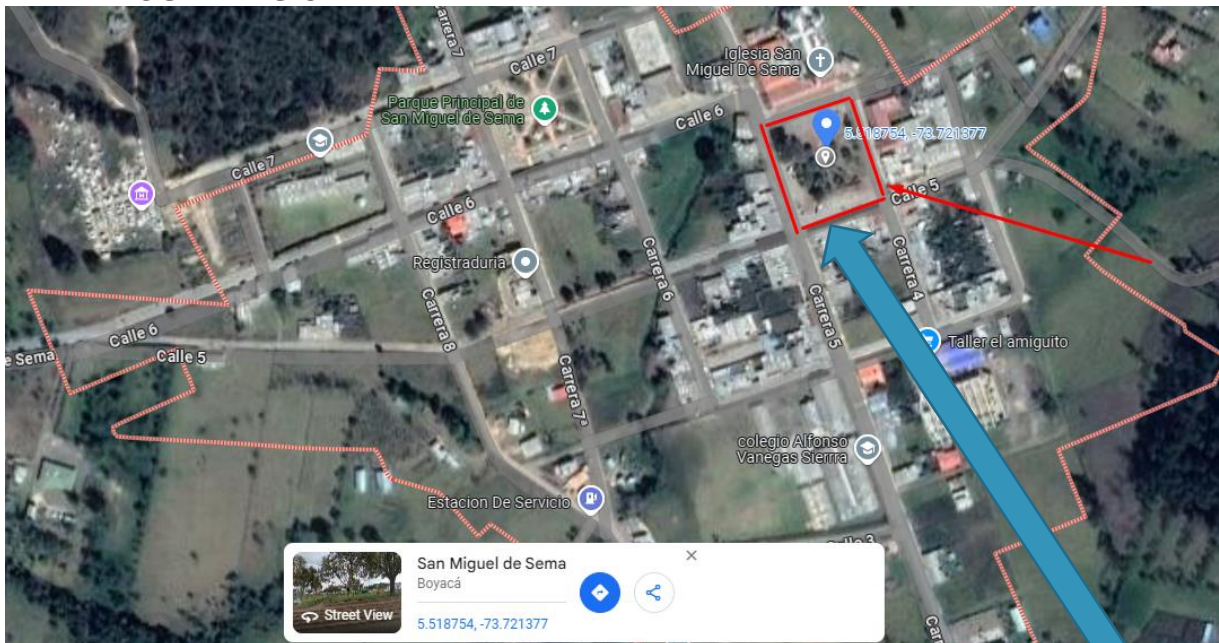
DISEÑO ELÉCTRICO
Iluminación Parque el Progreso
Municipio De San Miguel de Sema.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 DESCRIPCION GENERAL DEL PROYECTO.

La presente memoria de cálculo se realizan cumpliendo con lo establecido en Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas “RETIE”, normas de diseño de redes de la empresa de energía CODENSA E.S.P. y las recomendaciones del Código Eléctrico Nacional, Norma NTC 2050; contiene el diseño de la instalación eléctrica en baja tensión e interna para los tableros de medida TM-1 de la Iluminación Parque el Progreso ubicada en San Miguel de Sema– Boyacá con red de baja tensión en cable 2/0 ASCR red abierta y acometida en cable de cobre Calibre No. 6 THHN/THWN hasta el tablero de medida ubicado en un costado del PARQUE EL PROGRESO, como se estipula en los planos eléctricos y parcial de carga en No. 6 THHN/THWN hasta el tableros de distribución TD-1.

1.2 LOCALIZACION.



San Miguel de Sema– Boyacá
5.518754, -73.721377
5°31'05.5"N 73°43'16.4"W

**UBICACIÓN
PREDIO**

NOMBRE SUBESTACION	SAN MIGUEL DE SEMA
---------------------------	---------------------------

CÓDIGO DE CIRCUITO	62714TR1
DIRECCION NODO	MPO DE SAN MIGUEL DE SEMA
CÓDIGO DE NODO	62714

Tabla 1 Datos Disponibilidad De Servicio De Energía Eléctrica. Fuente Autor.

1.3 SÍNTESIS DEL PROYECTO:

NOMBRE DEL PROYECTO	ILUMINACION PARQUE EL PROGRESO	
LOCALIZACIÓN	SAN MIGUEL DE SEMA	
PROPIETARIO	ALCALDIA MUNICIPAL SAN MIGUEL DE SEMA	
NUMERO DE CUENTAS POR CLASE DE SERVICIO:		
RESIDENCIAL	0 USUARIOS	
COMERCIAL	1 USUARIO	
INDUSTRIAL	0 USUARIOS	
ESTRATO SOCIOECONOMICO: 2		
MEDIDORES		
CANTIDAD	CAPACIDAD	TIPO DE CONEXIÓN
1	2 ϕ 5(100) A 120/208 V - 60 Hz	DIRECTA
RED DE DISTRIBUCIÓN		
TIPO DE RED	TIPO DE ACOMETIDA	LONGITUD DE LA RED EN Km
RED DE BAJA TENSION	SUBTERRANEA	0.030
TIPO DE POSTERIA	METALICA	
TIPO DE CRUCETERIA	NO APLICA	
ALUMBRADO PUBLICO	SI	

Tabla 2 Parámetros del Proyecto. Fuente Autor.

2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

TIPO DE INSTALACIÓN	COMERCIAL	X
CARGA INSTALADA CUENTA NUEVA	8706 VA	7835 W
CARGA DIVERSIFICADA CUENTA NUEVA	8706 VA	7835 W

Tabla 3.Carga diversificada e instalada. Fuente Autor.

2.1 FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia promedio del sistema eléctrico considerado en este proyecto es de 0,9 en atraso. Se considera este valor de acuerdo con lo estipulado en la **resolución CREG 108 de 1997**.

Para este factor no se justifica un análisis de corrección de potencia, debido a la potencia reactiva es mucho menor que el 50% de la potencia activa para que genere cobros de sanciones por parte del operador de red. **“Resolución CREG 082 de 2002”**

2.2 RED DE BAJA TENSION

Se cuenta con una red trenzada aérea, calibre de conductor No. 2/0, se verifico el calculó la acometida general para analizar su cumplimiento de acuerdo con las normas de diseño CODENSA y se derivó del punto de conexión dado en la disponibilidad de energía eléctrica en conductor de cobre calibre #6 hasta el tablero de medida ubicado en muro en la entrada del predio ubicado cerca al punto de conexión.



PUNTO DE
CONEXION

Figura 1. Ubicación red de baja tensión y equipo de medida.

EQUIPO DE
MEDIDA

3. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS.

CUADRO GENERAL DE CARGA INSTALADA													
COMERCIAL ILUMINACIÓN													
TABLERO	N° CIRCUITO	DESCRIPCIÓN CIRCUITO	ILUMINACIÓN		CARGA (W)	CARGA (VA)	R	S	TENSIÓN (V)	I. Nominal [A]	I. Protección [A]	Protección Breaker	Conductor THHN - AWG
			LUMINARIA 94 W	LUMINARIA 99 W									
TD-1 TABLERO DE DISTRIBUCION	1,3	Iluminación lado Este - Carrera 4		8	4292	4769	X	X	208	22,93	28,66	2X30 A	10
	2,4	Iluminación lado Este - Carrera 5		7	3193	3548	X	X	208	17,06	21,32	2X30 A	10
	5,7	Iluminación Centro Parque el Progreso	2		350	389	X	X	208	1,87	2,34	2X20 A	10
C. INSTALADA			2	15	7835	8706	4353	4353	208	41,85	52,32	2X63 A	Calibre # 6 THHN - THHW

Tabla 4. Cuadro de Carga general instalada. Fuente Autor.

PROTECCIÓN: Se debe instalar un breaker termomagnético de 2x63 A para la alimentación parcial hacia el tablero de distribución TD-1.

CONDUCTOR ALIMENTADOR ACOMETIDA: Se debe utilizar conductores de cobre de calibre mínimo N° 6 AWG THHN, que tiene la capacidad de soportar una intensidad de corriente máxima de 55A a 60°C según tabla 310-16 de la Norma NTC 2050.

3.1 DEMANDA MAXIMA DIVERSIFICADA

CUADRO GENERAL DE CARGAS DIVERSIFICADAS			
CARGA TIPO COMERCIAL ILUMINACIÓN CUENTA NUEVA NTC 2050 Art. 220-13			
CARGA A APLICAR FACTOR	CARGA (VA)	FACTOR DE DEMANDA	CARGA DIVERSIFICADA (VA)
CARGA TOTAL INSTALADA	8706		
PRIMEROS 10 KVA o MENOS	8706	100%	8706
A PARTIR DE 3 kVA			
TOTAL CARGA DIVERSIFICADA (VA)			8706
CARGA INSTALADA GENERAL			8706
DEMANDA MAXIMA DE LA EDIFICACION (VA)			8706
TENSION DE LA RED (V)			208
FACTOR DE POTENCIA			0,9
CORRIENTE NOMINAL EDIFICACION (A)			41,85
CORRIENTE DE PROTECCION (A)			52,32
PROTECCION BREAKER TD1			2x63 A
CALIBRE CONDUCTOR GENERAL			Cable Cu - Calibre #6

Tabla 5. Cuadro general de cargas diversificadas. Fuente autor.

4. ANALISIS DE ARMONICOS

En general, los armónicos son producidos por cargas no lineales que, a pesar de ser Alimentadas con una tensión sinusoidal, absorben una intensidad no sinusoidal.

Para simplificar se considera que las cargas no lineales se comportan como fuentes de intensidad que inyectan armónicos en la red. Las cargas armónicas no lineales más comunes son las que se encuentran en los receptores alimentados por electrónica de potencia tales como variadores de velocidad, rectificadores, convertidores, etc.

Otro tipo de cargas tales como reactancias saturables, equipos de soldadura, hornos de arco, etc., también inyectan armónicos. El resto de las cargas tienen un comportamiento lineal y no generan armónicos.

Principales fuentes de armónicos: Son cargas que es posible distinguir según sus dominios, industriales o domésticos:

- Cargas industriales: Equipamientos de electrónica de potencia: variadores de velocidad, rectificadores, onduladores.
- Cargas que utilizan arco eléctrico: hornos de arco, máquinas de soldar, los arranques de motores con arrancadores electrónicos y los enganches de transformadores de potencia son también generadores de armónicos (temporales).

Para fines de este proyecto no se requiere un análisis preciso debido a que las cargas a instalar son de naturaleza lineal con alimentación eléctrica sinusoidal y onda de corriente de salida sinusoidal.

5. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO Y ANALISIS DE COORDINACION DE PROTECCIONES.

Para el presente proyecto por baja tensión no se requiere realizar un cálculo de aislamiento eléctrico ni coordinación de protecciones.

6. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.

Para este tipo de diseño y según la tensión especificada no requiere un análisis detallado.

7. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, la evaluación del nivel de riesgo por descargas atmosféricas debe considerar los siguientes apartes:

- ❖ Posibilidad de pérdidas de vidas humanas.
- ❖ Pérdidas del suministro de energía y otros servicios esenciales.

- ❖ Pérdida o graves daños de bienes.
- ❖ Pérdida cultural.

Para realizar la evaluación de riesgos por rayos se deben considerar los parámetros del rayo para la zona tropical en la que se encuentra Colombia, las características físicas y ambientales en las que se llevará a cabo el proyecto, la importancia cultural y económica que representa el desarrollo del proyecto y las medidas de protección a tomar.

Para este proyecto se cuenta con una locación de elevada altura 1700 msnm, ubicada en un sector rural de SANTANA, con un riesgo de pánico bajo, sin aparatos especiales, sin riesgo de pérdida de servicios especiales, y con materiales no inflamables. Por lo que se asume un nivel de riesgo bajo. Al realizar la evaluación de riesgos mediante el procedimiento de la IEC 62305-2 y la NTC 4552-1-2.

8. NIVEL CERUANICO Y DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA.

Para el caso específico de este proyecto se toma en NC para el departamento de Boyacá el cual registra 180 días tormentosos, de acuerdo con la información dada en la figura 3 (tomado de la figura A.9 de la NTC 4552-1).

La densidad de rayos a tierra (rayos/Km²-año) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Días Tormentosos} = 0.0017 \times NC^{1.56}$$

Donde NC = 180 para Boyacá

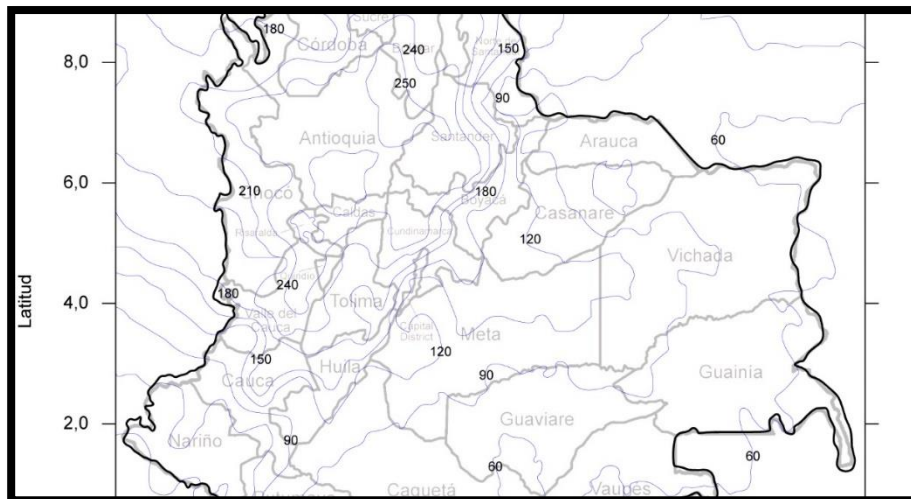


Figura 2. Nivel ceraunico y densidad de rayos a tierra. (Referencia NTC 4552-1 Fig. A-9)

$$\text{Días Tormentosos} = 5.6 \text{ Rayos/Km}^2 - \text{año}$$

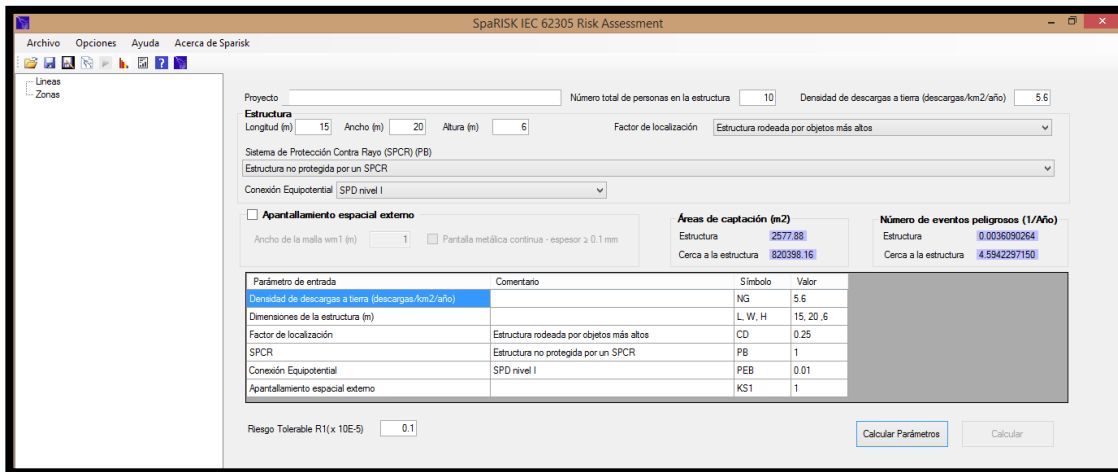


Figura 3 Cálculo de Nivel Ceruanico Mediante Software SparISK

9. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO.

9.1 ANALISIS DE RIESGO POR ILUMINACION

Para realizar un análisis de riesgos en el sistema de iluminación del proyecto, se deben considerar todos los aspectos de la iluminación relacionados con la salud y seguridad de las personas, el medio ambiente, la vida animal y vegetal, para minimizar el riesgo de inseguridad, accidentalidad y deterioro de la salud visual se evaluaron los siguientes aspectos:

- a. Niveles adecuados de iluminación.
- b. Uniformidad de los niveles de iluminación.
- c. Control del deslumbramiento.
- d. Temperatura de color de las fuentes luminosas y su índice de reproducción del color.
- e. Temperatura asociada a la operación de las fuentes, propiedades de luminarias y sitios de montaje, incluyendo las de ignición de los productos aledaños.
- f. Condiciones de localización para la operación y el mantenimiento.

Para esto, se define un rango de probabilidades de ocurrencia, como se muestra en la siguiente imagen:

Nivel	Indicador	Descripción	Frecuencia
1	Muy Improbable	El evento puede ocurrir solo en circunstancias excepcionales	No se ha presentado en los últimos 5 años
2	Improbable	El evento puede ocurrir en algún momento	Al menos 1 vez en los últimos 5 años
3	Posible	El evento podría ocurrir en algún momento	Al menos 1 vez en los últimos 2 años
4	Probable	El evento probablemente ocurriría en la mayoría de circunstancias	Al menos 1 vez en el último año
5	Casi Seguro	Se espera que el evento ocurra en la mayoría de las circunstancias	Más de una vez al año

Figura 4 Probabilidades de ocurrencia Fuente: Autor

A esto, se le debe agregar la significancia del impacto, como se ilustra a continuación

Indicador	Descripción
Insignificante	Si el hecho llegara a presentarse, tendría consecuencias o efectos mínimos
Menor	Si el hecho llegara a presentarse, tendría bajo impacto sobre la entidad
Moderado	Si el hecho llegara a presentarse, tendría medianas consecuencias sobre la entidad
Mayor	Si el hecho llegara a presentarse, tendría altas consecuencias sobre la entidad
Catastrofico	Si el hecho llegara a presentarse, tendría desastrosas consecuencias sobre la entidad

Figura 5 Significancia del impacto, Fuente: Autor

Para un correcto análisis se debe realizar una tabla basándose en la significancia y en la probabilidad de ocurrencia para definir qué tan grave es un impacto, como se muestra en la siguiente tabla:

Probabilidad		Impacto				
Nivel	Indicador	Insignificante	Menor	Moderado	Mayor	Catastrofico
1	Muy Improbable	BAJO: Asumir el riesgo	BAJO: Asumir el riesgo	BAJO: Asumir el riesgo	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo
2	Improbable	BAJO: Asumir el riesgo	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo
3	Posible	BAJO: Asumir el riesgo	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo	EXTREMO: Reducir, evitar y transferir el riesgo.
4	Probable	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo	EXTREMO: Reducir, evitar y transferir el riesgo.	EXTREMO: Reducir, evitar y transferir el riesgo.
5	Casi Seguro	MEDIO: Asumir el riesgo y reducirlo	Reducir, evitar y compartir o transferir el riesgo	EXTREMO: Reducir, evitar y transferir el riesgo.	EXTREMO: Reducir, evitar y transferir el riesgo.	EXTREMO: Reducir, evitar y transferir el riesgo.

Figura 6 Relación entre la imagen 4 y 5

Los riesgos a evaluar son los siguientes:

- Deslumbramiento
- Poca iluminación
- Efecto estroboscópico
- Calentamiento de luminarias
- Falta de uniformidad

La matriz de riesgos asociada a estos se muestra a continuación:

Riesgo	Factor de riesgo	Fuente del riesgo	Frecuencia de ocurrencia	Efecto o impacto en caso de presentarse			Estrategia de mitigación
				En personas	Economico	Ambiental	
Delumbramiento	Irritación en los ojos	Iluminación general	2	Alto: Fatiga visual, dolores de cabeza	Medio: Aumento de costos por baja eficiencia	Medio: por consumos excesivos de energía	No exceder niveles de iluminancia establecidos en RETILAP
Poca iluminación	Esfuerzo visual mayor	Iluminación general	2	Alto: Fatiga visual, dolores de cabeza	Bajo: reducción de costos	Bajo: bajos consumos de energía	Garantizar niveles de iluminancia mínimos establecidos en RETILAP
Efecto estroboscópico	Parpadeo de fuentes lumínicas	Iluminación general	3	Alto: Fatiga visual, dolores de cabeza	Medio: Aumento de costos por baja eficiencia	Bajo: bajos consumos de energía	Verificar y sustituir luminarias defectuosas
Calentamiento de luminarias	Aumento de la temperatura del sistema	Iluminación general	2	Medio: aumento de la temperatura corporal por cercanía de luminarias	Medio: Aumento de costos por baja eficiencia	Medio: por consumos excesivos de energía	Verificar y sustituir luminarias defectuosas

Figura 7 Matriz de riesgos Fuente: Autor

9.2 ANALISIS DE RIESGO ELECTRICO

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico en el presente proyecto, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones de acuerdo con lo sugerido en el artículo 9.2.1 del RETIE:

- ❖ Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- ❖ Definir si el riesgo es potencial o real.
- ❖ Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- ❖ Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- ❖ Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- ❖ Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- ❖ Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.4 RETIE

FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS												
POSIBLES CAUSAS:		En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contacto, cortocircuitos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN:		Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados.										
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemadura			por		Arcos Eléctricos			(al) o (en) RED SECUNDARIA 208/120 V		
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE				
POTENCIAL		<input checked="" type="checkbox"/>		REAL		<input type="checkbox"/>		FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A		
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa		
	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura a 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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO		
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO			
CONTROL DE RIESGO ELECTRICO POR ARCOS ELECTRICOS												
Color	Nivel de Riesgo	Decisión a tomar y adecuado control				Accion a realizar para ejecutar los trabajos						
	Riego Bajo	Asumirlo. Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados asi como utilizar correctamente los elementos de seguridad personal				El líder del trabajo debe verificar: ¿Qué puede salir mal o fallar? ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?						

Figura 8 Análisis factor de riesgo por arcos eléctricos.

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO										
POSIBLES CAUSAS:		En el desarrollo de la instalación primaria en media tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.								
MEDIDAS DE PROTECCIÓN:		Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas.								
RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemaduras		por		Contacto directo		(al) o (en)		RED SECUNDARIA 220/127 V
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE
POTENCIAL		<input checked="" type="checkbox"/>		REAL		<input type="checkbox"/>		FRECUENCIA		
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	
CONTROL DE RIESGO ELECTRICO POR CONTACTO DIRECTO										
Color	Nivel de Riesgo	Decisión a tomar y adecuado control				Accion a realizar para ejecutar los trabajos				
	Riego Bajo	Asumirlo. Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas.				El líder del trabajo debe verificar: ¿Qué puede salir mal o fallar? ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?				

Figura 9 Análisis factor de riesgo por contacto directo.

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO										
POSIBLES CAUSAS:		En el desarrollo de la instalación primaria en media tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de seguridad.								
MEDIDAS DE PROTECCIÓN:		Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.								
RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras			por		Contacto indirecto		(al) o (en)	
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		RED SECUNDARIA 220/127 V		FUENTE	
POTENCIAL		<input checked="" type="checkbox"/>		REAL		<input type="checkbox"/>		FRECUENCIA		
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	
CONTROL DE RIESGO ELECTRICO POR CONTACTO INDIRECTO										
Color	Nivel de Riesgo	Decisión a tomar y adecuado control				Accion a realizar para ejecutar los trabajos				
	Riego Bajo	Asumirlo. Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas.				El líder del trabajo debe verificar: ¿Qué puede salir mal o fallar? ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?				

Figura 10 Análisis factor de riesgo por contacto indirecto.

9.3 FACTORES DE RIESGO ELÉCTRICO MÁS COMUNES

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

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

	<p style="text-align: center;">CONTACTO DIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos; violación de las distancias mínimas de seguridad.</p> <p>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.</p>
	<p style="text-align: center;">CONTACTO INDIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p>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 correctivo.</p>
	<p style="text-align: center;">CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p>
	<p style="text-align: center;">ELECTRICIDAD ESTÁTICA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales con aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente.</p>
	<p style="text-align: center;">EQUIPO DEFECTUOSO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p>

Figura 11. Factores de riesgo más comunes

	<p style="text-align: center;">RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en: el diseño, construcción, operación mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>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.</p>
	<p style="text-align: center;">SOBRECARGA</p> <p>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.</p> <p>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 capacitores.</p>

Figura 12. Factores de riesgo más comunes.

10. ANÁLISIS DEL NIVEL TENSION REQUERIDO.

Se requiere una red baja tensión una red monofásica trefilar NIVEL DE TENSION 1 (208/120V).

11. CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Según el RETIE, artículo 14 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS se ha mostrado que los campos electromagnéticos de baja frecuencia (0 a 300 Hz) no producen efectos nocivos en los seres vivos.

No se requiere realizar el cálculo de campos electromagnéticos debido a que no hay presencia de líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 110kV, ni subestación con corrientes superiores a 1000 A.

12. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.

No aplica para este proyecto carga menor a 30 KVA.

13. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

13.1 FINALIDAD

Conocer las propiedades magnéticas o dieléctricas (perfil eléctrico) representativos de la calidad del terreno, que permitan un adecuado diseño de la puesta a tierra para el Proyecto Iluminación Parque el Progreso, del Municipio de San Miguel de Sema, Departamento de Boyacá

13.2 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema consta de una varilla de 2.44 m de longitud con un diámetro de 15.87 mm (5/8 de pulgada), y un conductor No 8 en cobre, unido al barraje de tierra de la caja del medidor. Los sistemas eléctricos serán puestos a tierra para la protección y la seguridad de

las personas y facilitar la operación de los equipos que limitan las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en la línea y mantendrán las tensiones con respecto a tierra dentro de un rango normal de funcionamiento. El conductor de tierra normalmente no deberá transportar corriente y sirve para aterrizar las partes metálicas de los equipos eléctricos internos (estufas, motores, lavadoras, lavaplatos, ductos metálicos, pantallas metálicas de cables, y cajas metálicas).

Los elementos metálicos que no sean parte de la instalación eléctrica no se pueden utilizar como conductores de puesta a tierra. Las conexiones en puestas a tierra que vayan por debajo del suelo deben realizarse con soldadura exotérmica. → Se debe construir una caja de inspección de 30 x 30 cm para que las conexiones a tierra sean accesibles e inspeccionables.

Todas las puestas a tierra deben ir interconectadas entre sí. La tubería de transporte de los conductores eléctricos activos debe ir acompañada durante todo el recorrido por un conductor de puesta a tierra (continuidad) que se debe sujetar con firmeza a la parte metálica de las cajas de paso y tableros, el calibre del conductor depende de la capacidad de interrupción del termo magnético del circuito.

Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos sin interruptores o medios de desconexión y si presentan empalmes estos deben ser certificados. El electrodo de puesta a tierra es un cuerpo metálico conductor en contacto permanente con el terreno y capaz de dispersar corrientes eléctricas. Debe cumplir con los siguientes requisitos:

Los fabricantes de electrodos deben garantizar que la resistencia a la corrosión de cada electrodo debe ser por lo menos de 15 años a partir de la fecha de instalación. } El electrodo es tipo varilla con una longitud de 2.4 m y se debe identificar con los datos de fabricante y sus dimensiones dentro de los 30 cm.

Que quedan en la parte superior. Es de cobre en su totalidad. La parte superior del electrodo enterrado debe quedar de 15 cm, como mínimo de la superficie.

Para realizar el diseño del sistema de puesta a tierra se tuvo en cuenta la existencia del anterior sistema para las otras cuentas existentes Residencial.

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes 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 6 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra, tomada de RETIE Tabla 15.4.

La puesta a tierra interna estará constituida por 1 varilla cobre electrolítico 99% de pureza de 5/8" * 2,4 mts. Frente al tablero de medidor (Ver dibujo plano 1/1) El punto de unión entre el conductor y el electrodo debe ser fácilmente accesible y hacerse con soldadura exotérmica. La parte superior del electrodo debe quedar a mínimo 15 centímetros de la superficie. El valor máximo de resistencia de puesta a tierra máxima es de 25 ohmios. (Art.15 tabla 24 RETIE).

Debe construirse una caja en el piso de 30x30 con tapa, por medio de la cual se puedan hacer las mediciones de tierra a que haya lugar, por parte de los organismos de certificación.

14. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

La función de un cable de potencia es conducir la energía eléctrica de forma energéticamente más eficiente y ambientalmente lo más amigablemente posible desde la fuente hasta el punto de utilización. Sin embargo, debido a su resistencia eléctrica, el cable disipa, en forma de calor (pérdida joule), una parte de la energía transportada, de modo que una eficiencia del 100% no es obtenida en este proceso.

En consecuencia, esa pérdida va a requerir la generación de una energía adicional que contribuirá al aumento de emisión de gases con efecto invernadero en la atmósfera. La energía disipada por estos cables necesita ser pagada por alguien, transformándose así en un aumento en los costos operativos del equipo que está siendo alimentado y de la instalación eléctrica como un todo. Este aumento financiero se extiende por toda la vida útil del proceso involucrado. El costo de la energía tiene un peso cada vez más importante en los costos operativos de las edificaciones comerciales e industriales.

En este sentido, se deben hacer todos los esfuerzos posibles para no tener gastos innecesarios. Los aspectos ambientales y conservacionistas relacionados con la energía desperdiciada también son importantes factores, cada vez más relevantes. Estudios revelan que, a lo largo del ciclo de vida de los alambres y cables eléctricos, las más significativas emisiones de CO₂ (gas de efecto invernadero) son producidas cuando los conductores están siendo utilizados en el transporte de energía eléctrica, siendo relativamente pequeñas en la fase de fabricación y desecho de esos productos.

Esas emisiones de CO₂ son resultado de la generación extra de energía que es necesaria para compensar las pérdidas joule en la conducción de la corriente eléctrica por el circuito. De esta manera, mantenidas todas las demás características de la instalación, la forma más adecuada de disminuir las pérdidas joule en los alambres y cables, y por consecuencia las emisiones de CO₂ sería aumentando la sección nominal de los conductores eléctricos.

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 ecuación 2.

$$E = I_{max}^2 * R * \Delta t \quad \text{Ecuacion (2)}$$

Donde E es la energía disipada por el conductor, R es la resistencia propia del conductor, y se calcula mediante la Ecuación (3); I_{max} es la corriente máxima que pasará por el conductor y Δt es el intervalo de tiempo.

$$R = \rho * ls \quad \text{Ecuacion (3)}$$

Donde ρ es la resistividad eléctrica del material conductor [Ωm], l es la longitud del circuito [m] y s es la sección transversal del conductor en [mm^2].

Sustituyendo se tiene la ecuación 4:

$$E = \rho * ls * I_{max}^2 * \Delta t \quad \text{Ecuacion (4)}$$

Se deduce que entre mayor sea la resistividad del conductor, mayores serán las pérdidas de energía en el mismo. Finalmente, con la ecuación 5, se obtiene la pérdida en \$ por día.

$$\text{Perdida en \$ por día} = 24 * E * \$W \quad \text{Ecuacion (5)}$$

Donde $\$W$ es el valor en pesos de cada Wh .

Para fines de este proyecto la distancia es relativamente corta para realizar este cálculo económico de conductores; por lo que no se considera pertinente, a parte el calibre del conductor es el permitido por el RETIE para la Acometida general.

15. VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA EL TIEMPO DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES.

No aplica para este proyecto al ser de baja tensión.

16. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS.

No aplica para fines de este proyecto

17. CALCULO DE CANALIZACIONES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS

En el dimensionamiento de las tuberías, se ha buscado prever la factibilidad ante cualquier eventualidad futura, como por ejemplo que se requiera adicionar cableado o volver a cablear circuitos o ramales o conductores de mayor calibre por la misma tubería, por lo cual los dimensionamientos no han quedado en el límite recomendado por la norma con un porcentaje de ocupación máximo del 40%.

Para calcular la de ocupación de los conductores, se realiza la sumatoria de las áreas exteriores de las mismas alojadas en el interior de la tubería y se divide por el área interior del tubo, tomando como referencia las tablas 8 y 9:

Diámetro Nomin. Pulg.	Diámetro interior (m.m.)			Área Interior mm ²			Diámetro Exterior (m.m.)
	Metál. Pesada	Metáli. Liviana	P.V.C.	Pesada	Liviana	P.V.C.	
½	17.45	18.00	18.30	239	254	263	21.3
¾	22.78	23.34	23.63	408	428	439	26.7
1	28.65	28.95	30.36	645	658	724	33.4
1 ¼	37.38	38.76	38.60	1097	1180	1170	42.2
1 ½	42.62	44.95	44.20	1427	1587	1534	48.3
2	54.74	56.51	55.25	2353	2508	2397	60.3
2 ½	64.84			3301			72.6
3	80.69		82.54	5114		5351	88.4
4	105.18		107.34	8689		9049	113.7

Tabla 7. Diámetro interior ductos metálicos y PVC.

Calibre AWG	Área ocupación mm ²		
	Desnudo	THW	THHN/THWN
14	2.08	12.74	6.82
12	3.31	15.56	9.36
10	5.26	19.54	14.95
8	8.37	32.82	26.01
6	17.42	48.70	35.98
4	27.10	64.94	58.57
2	43.23	88.53	82.48
1/0	70.32	142.06	132.39
2/0	88.39	167.81	158.48

Tabla 8 Áreas exteriores de los conductores.

CÁLCULO OCUPACION DE LOS DUCTOS													
Descripción	Especificaciones de conductores	FASE			NEUTRO		TIERRA		áreas conductores [mm ²]	Suma de áreas conductores [mm ²]	DUCTO	Área interior ducto, mm ²	% OCUPACION (Suma areas conductores / Area ducto)
		Calibre AWG	Numero de Fases	Área ocupacion Tubería mm ²	Calibr e AWG	Área ocupacion Tubería mm ²	Calibre AWG	Área ocupacion Tubería mm ²					
Acometida	Calibre #6 AWG CU THHN/THWN	6	2	35,98	8	26,01			97,97	97,97	1" IMC	645	15,19%
Alimentación Parcial a TD-1	Calibre #8 AWG CU THHN/THWN	6	2	35,98	8	26,01	8	26,01	123,98	123,98	1" PVC	724	17,12%
Alimentación Circuitos Iluminación	10F +10N+12T AWG CU THHN/THWN	10	2	14,95	12	9,36	12	9,36	48,62	48,62	¾" PVC	439	11,08%

Tabla 9. Ocupación de los ductos.

18. CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.

Las pérdidas de potencia y energía del sistema son un factor importante para tener en cuenta en el diseño de las redes ya que al mediano y largo plazo pueden implicar unos altos costos para la empresa de energía.

El cálculo de las pérdidas de potencia promedio activa en los distintos sistemas eléctricos se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

Para redes bifásicas:

$$P = I_L^2 * R * L \quad \text{Ecuacion (6)}$$

Donde:

P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en kW.

I_L = Corriente promedio de línea en Amperios.

R = Resistencia del conductor en Ohm / km.

L = Longitud de cada tramo de la red en km.

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

$$\%P_R = \frac{P}{S * \text{COS}\phi} * 100 \quad \text{Ecuacion (7)}$$

Donde:

$\%P_R$ = Porcentaje de pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red.

P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en kW.

S = Potencia aparente promedio de la curva de carga diaria en cada tramo de la red en kVA.

$\text{COS}\phi$ = Factor de potencia de envío.

La potencia aparente promedio se calcula con la siguiente ecuación:

$$S = FC * S_{max} \quad \text{Ecuacion (8)}$$

Donde:

S_{max} = Potencia aparente de la demanda máxima de la curva de carga diaria en cada tramo de la red en kVA.

FC = Factor de carga de acuerdo con la curva de carga diaria.

El cálculo de pérdidas de energía activa en los distintos sistemas eléctricos se obtiene mediante las siguientes fórmulas:

$$E = P * 24 \quad \text{Ecuacion (9)}$$

Donde:

E = Pérdidas promedio diarias de energía en cada tramo de la red en KWh.

P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en KW

19. CÁLCULOS DE REGULACIÓN.

La caída de tensión en un circuito trifásico equilibrado está dada por:

$$V = Ix(R\text{COS}\phi + X\text{SEN}\phi) \quad \text{Ecuacion (10)}$$

V : Caída de tensión, en voltios

I: Corriente de fase, en amperios

La regulación, asumiendo que la diferencia angular entre la tensión del emisor y receptor es despreciable, está dada por:

$$\Delta V\% = \frac{Ix(R\cos\phi + X\text{SEN}\phi)}{V} \quad \text{Ecuacion (11)}$$

Donde:

$\Delta V\%$: Regulación en porcentaje

V: Tensión línea-línea, en voltios

Transformando esta fórmula, se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{KVAXLx(R\cos\phi + X\text{SEN}\phi)}{10 (KV^2)} \quad \text{Ecuacion (12)}$$

Esta expresión puede ser escrita como: $\Delta V \% = K \times M$

En donde:

M: Momento eléctrico = kVA x L

KVA: Carga trifásica

L: Longitud de la red considerada, en Km.

K: Constante que depende de la tensión, la configuración del sistema, las características del conductor y del factor de potencia.

R: Resistencia unitaria del conductor (Ohms/km), a 50° C

X: Reactancia inductiva (Ohms/km)

Los valores de K se muestran en listados en las Tablas de la CODENSA II-4 conductores aislados THHN, cuatro hilos 208/120V.

RED DE BAJA TENSIÓN											
TIPO DE RED		LONGITUD TRAMO L (Km)	POTENCIA INSTALADA Smax (KVA)	FACTOR CARGA	POTENCIA PROMEDIO S (KVA)	CORRIENTE NOMINAL I (A)	TENSIÓN (KV)	COS Ø	CONDUCTOR ACSR 240120 2 FASES + 1 NEUTRO		
BT	X								MT	FASES	
INICIAL	FINAL							Nº	AWG		
TRAFO	TM-01	0,03	8,706	1,0	8,7056	24,16	0,208	0,9	2	6	0,00312300
TM-01	TD-1	0,002	8,706	1,0	8,7056	41,85	0,208	0,9	2	6	0,00312300
TM-01	C1	0,044	4,7689	1,0	4,7689	13,24	0,208	0,9	2	10	0,00501
TM-01	C2	0,03	3,5478	1,0	3,5478	9,85	0,208	0,9	2	10	0,00501
TM-01	C3	0,035	0,3889	1,0	0,3889	1,08	0,208	0,9	2	10	0,00501

% REGULACION TRAMO (K * S * L)	PERDIDAS POTENCIA P= (3 * I ² * R * L)/1000	%PR= [P / (Smax * COSØ)] * 100	PERDIDAS ENERGIA E=KWh/dia =P*24
0,8156	0,135	1,72	3,23
0,0544	0,027	0,34	0,65
ACUM. 0,8700	0,1614 KW	2,06 %	3,87 KW/dia
1,0513	0,059	1,38	1,42
0,5332	0,022	0,70	0,54
0,0682	0,000	0,09	0,01

Tabla 10. Cálculo de Perdidas de energía y potencia.

“Los resultados obtenidos se presenta en la tabla 10 donde se observa los porcentajes de regulación para las acometidas parciales y acometida general quedando por debajo del 3%, cumpliendo así con lo estipulado en el artículo 27 de RETIE “.

20. DIAGRAMAS UNIFILARES DISEÑO.

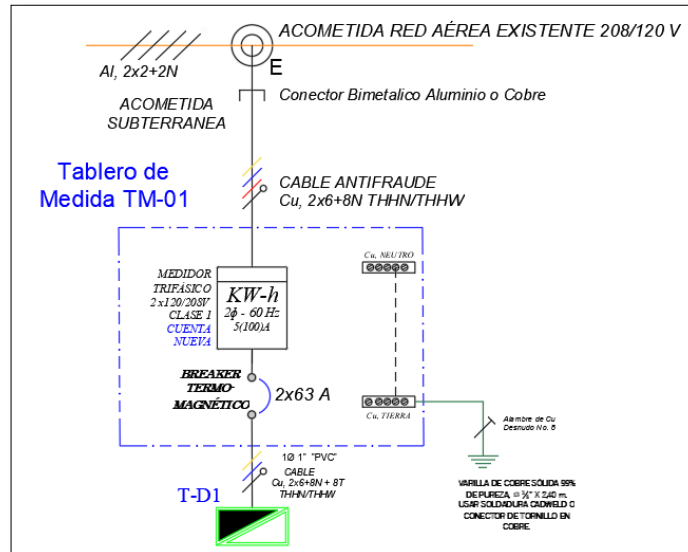


Figura 13. Diagrama unifilar general.

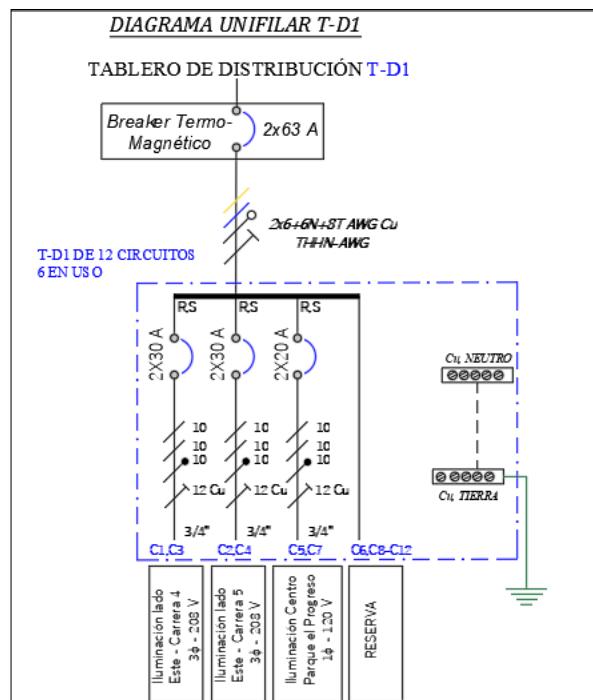


Figura 14. Diagrama unifilar Tablero de Distribución.

21. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS.

N/A: No aplica para este proyecto ya que no hay áreas con depósitos de combustibles, áreas con equipos de carácter sensible, almacenamiento de materiales químicos peligrosos e inflamables o presencia en la atmósfera de gases tóxicos.

22. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.

CONDUIT: Por norma se requiere que todas las tuberías que se instalen a la vista, incluyendo acometidas, sean metálicas del tipo EMT. No es conveniente pasar por un tubo un solo conductor o un haz de conductores, de la misma fase, ya que se puede presentar en el ducto corrientes inducidas que generan calor adicional hasta dañar el aislamiento de los conductores, sino que se deben colocar conductores pertenecientes a diferentes fases, que anulen mutuamente sus campos magnéticos, eliminando así el peligro señalado. Las tuberías que se encuentren incrustadas en placas deben ser PVC tipo pesado, y la tubería incrustada en muros pueden ser en PVC tipo liviano donde no hay riesgos mecánicos. Para los cambios de dirección de las tuberías deberán utilizarse curvas simétricas con los accesorios adecuados.

Las tuberías se acoplan a las cajas y tableros mediante adaptadores, el diámetro mínimo a utilizar para las instalaciones eléctricas será de ½”, el constructor deberá evitar que se aloje basura, concreto o cualquier otro material en las tuberías y cajas durante el periodo de construcción; para este fin deberá colocar tapas o tapones adecuados en los extremos de la tubería. Estos tapones deberán conservarse en sitio hasta la instalación de los conductores. El diámetro de los ductos tiene que estar de acuerdo con el número de conductores que se introducirán en ellos. La selección se hace teniendo en cuenta la tabla C9 de la NTC 2050.

CONDUCTORES ELÉCTRICOS: Los conductores serán de cable electrolítico de 98% de conductividad, con aislamiento plástico para 600V, 75 grados centígrados, tipo THW para calibre 8 AWG y superiores, y tipo TW para calibres 10 AWG e inferiores. Los conductores hasta el No: 10 AWG serán de un solo hilo, para el calibre 8 AWG al 2 AWG de 7 hilos, del calibre 1/0 hasta 4/0 AWG será de 19 hilos. El código de colores a utilizar en la obra será el siguiente:

Amarillo = Fase R, Azul = Fase S, Rojo = fase T, Blanco = Neutro, Verde = Tierras.

En ningún caso se permitirá empalmar conductores de acometidas para la conexión de conductores calibre 8AWG y superiores. Se deberán utilizar bornes de presión. En los tableros deberán dejarse colas lo suficientemente largas para que sea posible un manejo ordenado del cableado. Los conductores deberán organizarse utilizando amarres plásticos.

TABLEROS: En general, los tableros de distribución para los diferentes circuitos del proyecto deberán contar con puerta, cerradura, barra para neutros y barra para tierra de igual o mejor calidad que los LUMINEX. Los tableros serán de incrustar, El conjunto de barras estará soportado por aisladores de alto poder dieléctrico y baja higroscopicidad.

Todos los interruptores automáticos que se instalen en el tablero general deberán ser del tipo residencial para instalación en riel DIN, según la capacidad de corriente indicada en los planos. Cada interruptor deberá ser identificado mediante una marquilla de acrílico. Es responsabilidad del constructor entregar identificados y marcados de forma clara, la totalidad de los circuitos de cada tablero Cada tablero deberá ser identificado con la nomenclatura asignada en planos mediante una marquilla que se instalará en su parte exterior.

ACOMETIDAS: El cable de acometida apto para instalaciones a la intemperie, de cobre calibre no menor a 10 AWG para instalaciones monofásicas de capacidad instalable menores o iguales a 3 kVA y 8 AWG para instalaciones entre 3 kVA y a 10 kVA.

23. ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.

Frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas puesto que el aire es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existente a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales. Las distancias verticales y horizontales que se presentan en la siguiente tabla, se adoptaron de la norma ANSI C2; todas las tensiones dadas en estas tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo despeje de falla a acorde con el reglamento vigente.

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones son las establecidas en la Tabla 13 del RETIE.

23.1 ANÁLISIS DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD BAJA TENSION.

Al ser la red de baja tensión subterránea no requiere distancia de seguridad de los 1.7 metros. Estableciendo así que el proyecto cumple con las distancias de seguridad ya que la red es subterránea.

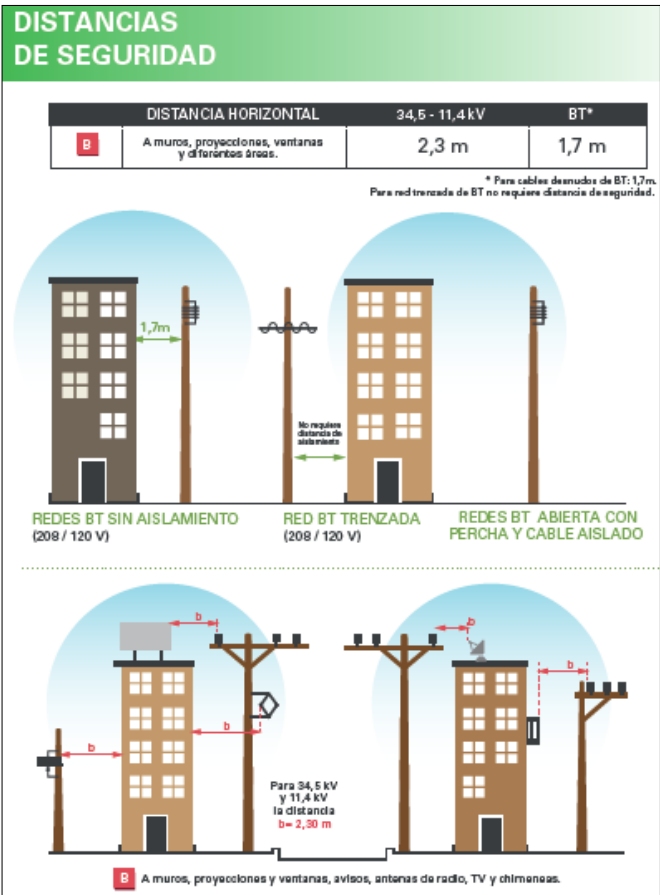


Figura 15. Distancias de seguridad (b) media y baja tensión.

Para el presente proyecto no aplican estudios complementarios debido al nivel de riesgo catalogado y al nivel de tensión aplicado