

DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y ALUMBRADO
PÚBLICO PARA CIUDADELA SANTO TOMAS EN PAMPLONA – NORTE DE
SANTANDER

Autor:
ANDRÉS FELIPE LÓPEZ PATIÑO

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA



FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA
Diciembre 19 de 2017

DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA Y ALUMBRADO
PÚBLICO PARA CIUDADELA SANTO TOMAS EN PAMPLONA – NORTE DE
SANTANDER

Autor:
ANDRÉS FELIPE LÓPEZ PATIÑO

Informe de Práctica Empresarial presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO ELÉCTRICO

Director:
Ing JORGE ALFREDO ARAQUE VERA

Codirector:
M.Sc. PABLO ALEXANDER SANTAFÉ GUTIÉRREZ

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA
Diciembre 19 de 2017

Nota de aceptación:

Aprobado por el comité de trabajo de grado en cumplimiento de los requerimientos exigidos por la Universidad de Pamplona para optar al título de Ingeniero Eléctrico.

Nombres y firmas de autorización
para sustentar.

Autor: Andrés Felipe López Patiño

Director de Proyecto: Ing. Jorge
Alfredo Araque Vera

Director de programa: M.Sc. Yesid
Santafé Ramón

Jurado Calificador.

Codirector de proyecto y Jurado 1:
M.Sc. Pablo Alexander Santafé
Gutiérrez

Jurado 2: Ing. Edison Andrés Caicedo
Peñaranda

Jurado 3: Ing. Samuel Fernando
Montes

Pamplona, Diciembre 19 de 2017

Agradecimientos:

A mi padre eterno יהוה, por estar siempre apoyándome y guiándome por su camino de la verdad y del bien.

A mi padre Samuel López y mi madre Mariela Patiño, por ser ese pilar fundamental, siempre dispuestos para apoyarme.

A mis hermanas Mariela y Martha Yaneth y mis hermanos Samuel y José Alberto, por ser siempre constantes en su colaboración para conmigo en todo ámbito de mi vida.

A Leydy Tatiana Carvajal Gualdrón por ser parte primordial en esta etapa de mi vida y por ser ese medio de aprendizaje.

Al maestro José Alberto Parra Cañas, por ser el primer canal de bendición que nuestro padre uso para llevarme hacia él.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
3.	JUSTIFICACIÓN.....	3
4.	OBJETIVOS	4
4.1	Objetivo General	4
4.2	Objetivos Específicos.....	4
5.	ACOTACIONES.....	5
6.	PARÁMETROS DEL DISEÑO.....	6
6.1	TIPO DE SERVICIO.....	6
6.2	LOCALIZACIÓN GENERAL.....	6
6.3	NÚMERO DE USUARIOS.....	6
6.4	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	7
6.5	MEDIDORES DE ENERGÍA Y ARMARIO DE MEDIDORES.....	7
6.6	REDES EN MEDIA TENSIÓN.....	8
6.7	REDES EN BAJA TENSIÓN.....	9
6.8	ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA EDIFICACIONES UNIFAMILIARES Y ALUMBRADO PUBLICO.....	10
6.9	ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA ZONA SOCIAL.....	10
6.10	ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA EDIFICACIONES MULTIFAMILIARES.....	10
6.11	ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA ZONAS COMUNES DE LAS EDIFICACIONES MULTIFAMILIARES.....	11
6.12	RED DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	11
7.	MEMORIAS DE CÁLCULO	12
7.1	ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGA INICIALES Y FUTURAS.....	12
7.1.1	Demanda Máxima	12
7.1.2	Demanda Máxima Diversificada	13
7.1.3	Descripción de la carga	14
7.2	CÁLCULO DE TRANSFORMADOR.....	14
7.3	ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO.....	16
7.4	CÁLCULOS DE REGULACIÓN	17

7.5	CÁLCULOS DE PERDIDAS DE ENERGÍA.....	20
7.6	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA	21
7.6.1	Red Aguas Arriba	22
7.6.2	Línea trifásica Subterránea Media Tensión	24
7.6.3	Transformador.....	25
7.6.4	Red Baja Tensión hasta algunos puntos de consideración.....	26
7.7	CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE	28
7.8	CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	36
7.8.1	Selección del conductor.	36
7.8.2	Elección de la malla.	37
7.8.3	Valor de la resistencia de Puestas a Tierra.	40
7.9	ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.....	42
7.9.1	Riesgo y componentes de riesgo en la estructura.....	64
7.9.2	Riesgo y componentes de riesgo en acometidas de servicio.	65
7.10	ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.....	69
7.11	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	76
7.12	CALCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.....	78
7.13	CÁLCULO DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC).....	81
8.	ALUMBRADO PÚBLICO.....	84
8.1	Luminarias.....	85
8.2	Diagramas Isolux.....	90
9.	ANÁLISIS DE PRESUPUESTO UNITARIO.....	93
10.	METODOLOGÍA PARA VENTA DE ACTIVOS	97
11.	CONCLUSIONES.....	102
12.	BIBLIOGRAFÍA.....	104

CONTENIDO DE FIGURAS

Fig. 1. Localización general Ciudadela Santo Tomás.....	6
Fig. 2. Interfaz del programa MELSHORT2, programa usado para la coordinación de protecciones.....	28
Fig. 3. Curvas de coordinación de protecciones en Baja Tensión en bornes del transformador de la Ciudadela Santo Tomas.....	29
Fig. 4. Curvas para coordinación de protecciones en los bloques del 4 al 6 más la zona social.....	31
Fig. 5. Curvas para coordinación de protecciones de los bloques del 3 al 1.	33
Fig. 6. Curvas para coordinación de protecciones de las zonas comunes de los seis (6) bloques.....	35
Fig. 7. La vista frontal de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.....	68
Fig. 8. La vista lateral de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.....	69
Fig. 9. La vista superior de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.....	69
Fig. 10. Luminaria Voltana 1 y características.....	85
Fig. 11. Diagrama Polar / Cartesiano Voltana 1.....	86
Fig. 12. Isolux Voltana 1.....	86
Fig. 13. Luminaria Pilzeo y características.....	87
Fig. 14. Diagrama Polar / Cartesiano Pilzeo.....	87
Fig. 15. Isolux Pilzeo.....	88
Fig. 16. Zonas dentro de la Ciudadela Santo Tomas para estudio de iluminación.....	88
Fig. 17. Diagrama Isolux desde primera posición del observador.....	90
Fig. 18. Diagrama Isolux desde segunda posición del observador.....	90
Fig. 19. Diagrama Isolux sólo para luminarias.....	91
Fig. 20. Diagrama Isolux para Andén Adyacente.....	91
Fig. 21. Diagrama Isolux para Andén Opuesto.....	91
Fig. 22. Diagrama Isolux para Zona Verde.....	92
Fig. 23. Parte de la hoja de Lista de Análisis para los APU's.....	93
Fig. 24. Parte de la hoja de Materiales para los APU's.....	93
Fig. 25. Parte de la hoja de Herramientas y Equipos para los APU's.....	94
Fig. 26. Listado de Mano de Obra para los APU's.....	94
Fig. 27. Parte de los Unitarios para los APU's.....	95
Fig. 28. Parte de los Índices Nacionales de Precio del Productor para Octubre de 2017, DANE.....	96
Fig. 29. Metodología de venta de activos ante Cens S.A. E.S.P.....	99
Fig. 30. Formato de Cantidades de Obra Eléctrica.....	101

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1. Características de Subestación Eléctrica para Ciudadela Santo Tomas. ...	7
Tabla 2. Tipos de medida por límite de carga, Tabla 24 CNS-NT-02.....	7
Tabla 3. Equivalencias de calibres Cobre - Aluminio.	9
Tabla 4. Factores de demanda máxima, Tabla 27 CNS-NT-02.	12
Tabla 5. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada, Tabla 31 CNS-NT-02.....	13
Tabla 6. Factores de demanda de los conductores del alimentador de ascensores, Tabla 620-14 NTC 2050.....	14
Tabla 7. Diferentes consumos eléctricos de ascensores según Eninter Ascensores.	15
Tabla 8. Niveles de tensión y límites de carga de acuerdo a la carga instalada, Tabla 5 CNS-NT-02.	17
Tabla 9. Factores de corrección, Tabla 10 CNS-NT-02.....	18
Tabla 10. Límites de regulación de voltaje, Tabla 21 CNS-NT-02.....	18
Tabla 11. Constantes de regulación KG para cobre THW en ducto, Tabla 19 CNS-NT-02.....	19
Tabla 12. Constantes de regulación KG para Aluminio THW en ducto, Tabla 20 CNS-NT-02.....	19
Tabla 13. Resistencia y reactancia de c.a. de cables trifásicos para 600 V a 60 Hz y 75 °C. Tres conductores sencillos en tubo conduit, Tabla 9 NTC 2050.....	20
Tabla 14. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia, Tabla 22 CNS-NT-02.....	21
Tabla 15. Factor de tensión c, Tabla 1 IEC 60909-0.....	22
Tabla 16. Valores Máximos de Resistencia de Puesta a Tierra, Tabla 15.4 RETIE.	41
Tabla 17. Factor de localización Cd, Tabla 10 NTC 4552-2.	43
Tabla 18. Factor de corrección por presencia de transformador, Tabla 11 NTC 4552-2.	44
Tabla 19. Áreas Efectivas A_l y A_i dependiendo de las características del servicio, Tabla 12 NTC 4552-2.	46
Tabla 20. Factor ambiental C_e , Tabla 13 NTC 4552-2.	48
Tabla 21. Valores de PA, Tabla 14 NTC 4552-2.....	49
Tabla 22. Valores de PB, Tabla 15 NTC 4552-2.....	49
Tabla 23. Valores de P_{DPS} , Tabla 16 NTC 4552-2.....	50
Tabla 24. Valores de K_{S3} , Tabla 17 NTC 4552-2.	51
Tabla 25. Valores de P_{MS} en función de K_{MS} , Tabla 18 NTC 4552-2.	52
Tabla 26. Valores del factor K_d como función de las características del apantallamiento de la línea, Tabla 21 NTC 4552-2.	53
Tabla 27. Valores del factor K_p como función de las medidas de protección, Tabla 22 NTC 4552-2.	53
Tabla 28. Tensión disruptiva soportable U_w en función del tipo de cable, Tabla 23 NTC 4552-2.	54

Tabla 29. Tensión disruptiva al impulso U_w en función del tipo equipo, Tabla 24 NTC 4552-2.	54
Tabla 30. Valores de Probabilidad $P'B$, $P'C$, $P'V$ y $P'W$ en relación a la corriente de falla I_a , Tabla 25 NTC 4552-2.	55
Tabla 31. Valores de PL1 en función de la tensión soportable al impulso tipo rayo U_w del equipo y la resistencia de la pantalla del cable RS, Tabla 20 NTC 4552-2.	57
Tabla 32. Valores de probabilidad de daño PLD en sistemas internos en función de la resistencia del apantallamiento R_s y la tensión soportable U_w del cable, Tabla 19 NTC 4552-2.	57
Tabla 33. Valores de factores de reducción r_a y r_u en función del tipo suelo o piso, Tabla 27 NTC 4552-2.	59
Tabla 34. Valores promedio típicos de L_t , L_f y L_o para L1, Tabla 26 NTC 4552-2.	59
Tabla 35. Valores de factores de reducción r_p en función de las medidas de prevención para reducir las consecuencias de fuego, Tabla 28 NTC 4552-2.	60
Tabla 36. Valores de factor de reducción r_f en función del riesgo de fuego de la estructura, Tabla 29 NTC 4552-2.	60
Tabla 37. Valores de factor de incremento h_z en función de la cantidad de pérdidas en presencia de situaciones especiales de peligro, Tabla 30 NTC 4552-2.	61
Tabla 38. Valores medios típicos de L_f y L_o para L2, Tabla 31 NTC 4552-2.	62
Tabla 39. Valores promedio típicos para L_t , L_f y L_o para pérdida económica L_4 , Tabla 32 NTC 4552-2.	63
Tabla 40. Valores Típicos de Riesgo Tolerable, Tabla 27 NTC 4552-2.	66
Tabla 41. Medianas del valor pico de la corriente de retorno del rayo en diferentes zonas del planeta (Adaptado de Lee et. Al. 1979), Tabla A.3. NTC 4552-2.	66
Tabla 42. Valores mínimos de parámetros del rayo relativos al radio de la esfera rodante correspondiente a cada NPR, Tabla 6 NTC 4552-1.	67
Tabla 43. Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección, Tabla 2 NTC 4552-3.	68
Tabla 44. Matriz para análisis de riesgos, Tabla 9.3 RETIE.	71
Tabla 45. Decisiones y acciones para controlar el riesgo, Tabla 9.4 RETIE.	71
Tabla 46. Factores de riesgos eléctricos más comunes, Tabla 9.5 RETIE.	73
Tabla 47. Continuación de Factores de riesgos eléctricos más comunes, Tabla 9.5 RETIE.	74
Tabla 48. Continuación de Factores de riesgos eléctricos más comunes, Tabla 9.5 RETIE.	75
Tabla 49. Equipos de protección para media tensión, Tabla 29 CNS-NT-11.	76
Tabla 50. Continuación Equipos de protección para media tensión, Tabla 29 CNS-NT-11.	77
Tabla 51. Espesor mínimo del aislamiento (Adaptada de IEC 60502-1), Tabla 20.8 RETIE.	77
Tabla 52. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de	

corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C, Tabla 310-16 NTC 2050.....	80
Tabla 53. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a., Tabla 250-94 NTC 2050.	81
Tabla 54. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores, Tabla 1 – Capítulo 9 de la NTC 2050.	81
Tabla 55. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DEL CABLE DE BAJA TENSIÓN, Norma CS313 Codensa.	82
Tabla 56. Características de ductería PVC conduit tipo pesado marca EMMSA. ..	83
Tabla 57. Características de Luminarias para zonas escogidas dentro de la Ciudadela Santo Tomas.....	89
Tabla 58. Cantidades Totales para luminarias.....	92
Tabla 59. Clasificación de activos de nivel de tensión 1, Tabla 50 CREG 019 - 2017.....	100

1. INTRODUCCIÓN

En este proyecto se realizará los diseños de media tensión, baja tensión y alumbrado público para la ciudadela Santo Tomas Pamplona – Norte de Santander, con los debidos lineamientos que las normas colombianas permiten para el desarrollo de las mismas.

Iniciando por el reconocimiento topográfico, ubicación de la ciudadela y de sus 150 usuarios proyectados para así poder comenzar el diseño de redes de media tensión, baja tensión y alumbrado público.

Continuando con los respectivos estudios necesarios para la realización de los sistemas de protección como lo son los del suelo y nivel cerámico por nombrar algunos.

Luego de esto realizar el análisis de precios unitarios por estructuras, líneas, redes, mano de obra y adicionales para posteriormente proponer la metodología de venta de activos ante el operador de red, que para el caso específico de Pamplona – Norte de Santander es Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los últimos años se ha incrementado la población residente en el municipio de Pamplona debido a la demanda académica, a las facilidades económicas, al punto geográfico y la situación actual nacional e internacional.

En vista a lo contemplado en la expansión del suelo urbano dentro del Plan Básico de Ordenamiento Territorial del municipio de Pamplona, se realizaron los trámites para la licencia de construcción de la ciudadela con un área de 25.000 m² y 150 domicilios en la parte sur del municipio, en el cumplimiento de requisitos de edificación se tiene que contar con infraestructura de redes primarias y secundarias de energía.

Adicional al requisito anterior se tiene como exigencia del responsable de la ciudadela, el uso correcto de tratamientos urbanísticos como el aspecto en el trazado y tendido de las redes primarias y secundarias ya que estas construyen el modelo territorial y la sostenibilidad del mismo.

3. JUSTIFICACIÓN

La práctica empresarial tiene como objetivo principal la realización de un diseño detallado basado en el RETIE para la construcción de redes de media tensión (MT), baja tensión (BT) y alumbrado público (AP) para la ciudadela Santo Tomas Pamplona – Norte de Santander, siendo esto parte de la gestión integral del territorio.

El desarrollo integral de la empresa DINGE Ltda para su ciudad y específicamente para el proyecto, siendo muy importante por la experiencia y conocimientos aportados, además es el inicio de una nueva integración académica e industria creando relaciones directas con las necesidades actuales.

4. OBJETIVOS

4.1 Objetivo General

Realizar el diseño detallado según RETIE 10.1.1. y la recomendación técnica CNS-NT-03 para el sistema de distribución eléctrica y alumbrado público en la ciudadela Santo Tomas ubicado en Pamplona – Norte de Santander.

4.2 Objetivos Específicos

- ✓ Diseñar la red subterránea en media y baja tensión para la ciudadela Santo Tomas Pamplona – Norte de Santander, área proyectada 25.000 m² y 150 usuarios.
- ✓ Diseñar el sistema de protecciones de la red subterránea en media y baja tensión para la ciudadela Santo Tomas Pamplona – Norte de Santander, área proyectada 25.000 m² y 150 usuarios.
- ✓ Diseñar la iluminación del alumbrado público aplicando norma RETILAP para la ciudadela Santo Tomas Pamplona – Norte de Santander.
- ✓ Establecer la metodología de venta de activos ante CENS basado en el estudio de la CREG 097 de 2008.
- ✓ Detallar el análisis de presupuesto unitario para la implementación del diseño realizado.

5. ACOTACIONES

- ✓ El diseño de redes de MT y BT se tienen planeados hacerlos subterráneos, pero dependiendo de terreno, planeación y presupuesto se diseñará como red aérea.
- ✓ En el diseño de alumbrado público que se instalará directamente en la red de zonas comunes de la ciudadela, se tendrá en cuenta algunas opciones de alimentación autónoma como paneles solares.
- ✓ Se hará un informe detallado para el presupuesto de las estructuras y redes a instalar, ya que se puede conseguir el valor real de las mismas.
- ✓ Se entregara un informe especificado con cálculos ingenieriles para el sistema de distribución eléctrica e iluminación de alumbrado público.

6. PARÁMETROS DEL DISEÑO

6.1 TIPO DE SERVICIO

La clase de servicio para la cual ha sido diseñado el siguiente proyecto es del tipo residencial clasificado dentro del nivel de consumo cuatro (4), Estrato medio.

6.2 LOCALIZACIÓN GENERAL

En la Fig. 1 se encuentra el predio ubicado en la dirección calle 9 # 11 – 247 Seminario Mayor.

Fig. 1. Localización general Ciudadela Santo Tomás.



Fuente: El autor.

6.3 NÚMERO DE USUARIOS

La instalación atenderá a 87 usuarios de edificaciones unifamiliares y 144 usuarios de edificaciones multifamiliares de estrato socio – económico cuatro (4), más tres cuentas utilizadas en zonas comunes de la siguiente manera:

1. Salón social, Zona verde, Juegos infantiles y Parque Bio – saludable.
2. Zonas comunes de las seis (6) edificaciones multifamiliares: pasillos, escaleras, salas de espera, parqueaderos y ascensores.

- Alumbrado público y demás conexiones realizadas a la entrada de la ciudadela.

6.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

El transformador trifásico tetrafilar proyectado de 400 kVA tipo PAD Mounted (Jardín o Pedestal) se ubicara en la zona verde como se muestra en el plano 1/4 según los cálculos presentados posteriormente, el encerramiento se proyecta en malla eslabonada con unas dimensiones mínimas de 3,4 metros de largo x 3,34 metros de ancho x 2,5 metros de altura según recomendaciones de CNS – NT – 04 en la sección 4.5.1. Generalidades. La subestación contara con un sistema de puesta a tierra (revisa la sección 7.8) de 30 x 30 metros con 4 varillas cobrizadas 5/8" x 2,4 metros y calibre 2/0 Cu AWG desnudo.

Tabla 1. Características de Subestación Eléctrica para Ciudadela Santo Tomas.

Capacidad	Relación de Transformación	Conexión	I_o	I_n	I_{cc}	P_o	P_c	U_z	BIL	Celda
kVA	Voltios		A	A	kA	W	W	%	kV	
400	13200/220/127	DYn5	19,9	1049,73	23,33	930	4730	4,5	95	PAMC2

Fuente: Valores tomados de tablas 3,4 y 9 de norma grupo EPM, ET-TD-ME06-01.

6.5 MEDIDORES DE ENERGÍA Y ARMARIO DE MEDIDORES

Para las edificaciones unifamiliares se ubican sus medidores en la entrada de cada casa, para las edificaciones multifamiliares tendrá un armario para medidores conteniendo este los medidores de los 24 usuarios de cada una de las edificaciones multifamiliares y se ubicaran en el frente del parqueadero de cada bloque, para el alumbrado público se ubicara en la caseta de la entrada de la ciudadela, para zona social se ubicara dentro del salón social y todos los mencionados anteriormente serán medidores de energía monofásico. Y el medidor trifásico de zonas comunes para las seis (6) edificaciones multifamiliares se ubica cerca el transformador conectado en sus bornes. Teniendo en cuenta la Tabla 2 tomada de CNS-NT-02 numeral 2.7.

Tabla 2. Tipos de medida por límite de carga, Tabla 24 CNS-NT-02.

Tipo de medida	Tipo de servicio	Capacidad Instalada (CI)
Directa	Monofásico bifilar	Menor o igual a 12 kVA
	Monofásico trifilar	Menor o igual a 24 kVA
	Bifásico trifilar	Menor o igual a 24 kVA
	Trifásico tetrafilar	Menor o igual a 36 kVA
Semidirecta B.T. (TC's)	Monofásico trifilar	Mayor a 24 kVA
	Trifásico tetrafilar	Mayor a 36 kVA
Indirecta M.T. y A.T. (TC's y TP's)	Trifásico trifilar	Mayor a 225 kVA

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20TC%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

Características de medidores para edificaciones unifamiliares, multifamiliares, alumbrado público y zona social (233).

- Medidor de Energía Activa.
- Monofásico Bifilar.
- Conexión directa.
- Clase 1.
- 1 x 5 / 100.
- 220 / 127 V.

Característica del medidor de zonas comunes para las seis (6) edificaciones multifamiliares.

- Medidor de Energía Activa.
- Trifásico Tetrafilar.
- Conexión semidirecta.
- Clase 1.
- 3 x 5 / 100
- 220 / 127 V.

6.6 REDES EN MEDIA TENSIÓN.

En el punto de conexión existente de media tensión con estructura de características CNS-03-B03-02 y red aérea ACSR 2/0 mínimo calibre para media tensión en el área urbana, se deriva la acometida trifásica subterránea en media tensión comenzando el bajante de esta en calibre Aluminio 1/0 AWG hasta el cortacircuitos con características de norma CNS-NT-11-18, se baja hasta una caja de inspección con características de norma CNS-03-830 mediante tubería IMC sólidamente aterrizada de 4" con su correspondiente capacete y sujeto mediante cinta bandit 5/8" y hebillas un cable monopolar de cobre calibre XLPE 2 AWG según CNS-NT-05 numeral 5.6.1.2. o su equivalente en aluminio calibre Serie AA 8000 1/0 AWG según CNS-NT-05 numeral 5.6.1.3.1., también como muestra la Tabla 3.

Tabla 3. Equivalencias de calibres Cobre - Aluminio.

Calibre en cobre AWG	Equivalencia en aluminio AWG
10	8
8	6
6	4
4	2
2	1/0

Fuente: http://www.cens.com.co/Portals/0/canalespresenciales/MATRIZ_REQUISITOS.pdf

De esta primera caja de inspección hasta la subestación eléctrica, siendo esto 130 metros, se dispondrá de dos (2) cajas de inspección con características de norma CNS-03-830 por los andenes y tres (3) tuberías PVC de 4" para dejar reserva.

6.7 REDES EN BAJA TENSIÓN

Las redes de distribución en baja tensión son proyectadas y subterráneas desde el transformador hasta cajas de distribución eléctrica (E) con norma CNS-03-823 (E1-E22) y norma CNS-03-832 (E9) en el interior de la ciudadela de la siguiente manera:

- E1 a E4: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 300 + 300 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG.
- E4 a E7: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 4/0 + 4/0 AWG y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 2 AWG.
- E4 a E8: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 300 + 300 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG.
- E8 a E12: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 1/0 + 1/0 AWG y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 6 AWG.
- E8 a E16: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 1/0 + 1/0 AWG y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 6 AWG.
- E8 a E9: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 300 + 300 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG; Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 1/0 + 1/0 AWG y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 6 AWG.

- E9 a E19: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 500 + 500 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG; Cobre XLPE THW 3 x 250 + 250 kcmils y Tierra Cobre XLPE THW 2 AWG.
- E9 a E22: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 300 + 300 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG; Cobre XLPE THW 3 x 250 + 250 kcmils y Tierra Cobre XLPE THW 2 AWG.
- Transformador a E9: Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 300 + 300 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG; Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 1/0 + 1/0 AWG y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 6 AWG; Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 500 + 500 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG; Aluminio serie AA 8000 THW 3 x 300 + 300 kcmils y Tierra Aluminio serie AA 8000 THW 1/0 AWG; Cobre XLPE THW 3 x 1000 + 1000 kcmils y Tierra Cobre XLPE THW 2/0 AWG.

6.8 ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA EDIFICACIONES UNIFAMILIARES Y ALUMBRADO PUBLICO.

Se proyectan subterráneas y monofásicas bifilares, en conductor de cobre aislado, tipo concéntrico N° 2 x 8 AWG + Tierra 8 AWG, THW 60 °C, desde la caja de distribución por medio de terminales premoldeados para baja tensión hasta las cajas de los equipos de medida montados en la entrada de las diferentes edificaciones unifamiliares y en la caseta a la entrada de la ciudadela.

6.9 ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA ZONA SOCIAL.

Se proyecta subterránea y monofásica bifilar, en conductor de cobre aislado, tipo concéntrico N° 2 x 6 AWG + Tierra 8 AWG, THW 60 °C, desde la caja de distribución por medio de terminales premoldeados para baja tensión hasta la caja del equipo de medida montado dentro del salón social de la ciudadela.

6.10 ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA EDIFICACIONES MULTIFAMILIARES.

Se proyectan subterráneas y trifásicas tetrafilares, en conductor de cobre aislado, tipo concéntrico N° 3 x 4 + 4 AWG + Tierra 8 AWG, THW 60 °C, desde la caja de distribución por medio de terminales premoldeados para baja tensión hasta la caja de los equipos de medida montados en el parqueadero de cada uno de las edificaciones unifamiliares.

6.11 ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN PARA ZONAS COMUNES DE LAS EDIFICACIONES MULTIFAMILIARES.

Se proyecta subterránea y trifásica tetrafilar, en conductor de cobre aislado, tipo concéntrico N° 3 x 1000 + 1000 kcmils + Tierra 2/0 AWG, THW 60 °C, desde bornes de la subestación hasta la caja del equipo de medida montado cerca a la misma.

6.12 RED DE ALUMBRADO PÚBLICO.

Se proyecta subterráneo conectado en distribución del equipo de medida dentro de la caseta a la entrada de la ciudadela, en conductor de cobre aislado, tipo concéntrico N° 2 x 6 AWG + Tierra 8 AWG, THW 60 °C. Se utilizarán cuatro (4) Luminaria Pilzeo Symmetrical de 55 vatios en poste de 4 metros separados a una distancia de 22 metros y 34 Luminarias Voltana 1 de 29 vatios en poste de 6,6 metros más brazo de 0,5 metros separados a una distancia de 18 metros.

7. MEMORIAS DE CÁLCULO

7.1 ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGA INICIALES Y FUTURAS.

Los sistemas, equipos y condiciones para garantizar la satisfacción de las necesidades de los usuarios en el proyecto incluyen los sistemas de iluminación y fuerza, mediante salidas de tomacorrientes para alimentar los electrodomésticos y equipos dependiendo de la zona donde se encuentran, con el nivel de consumo cuatro (4); se omite el circuito de ducha eléctrica, en virtud de lo dispuesto en el RETIE artículo 28.1 literal g, ya que se dispone de sistema de calentador de agua.

7.1.1 Demanda Máxima

Para el cálculo de la demanda máxima en el diseño de la acometida correspondiente a los usuarios en las edificaciones unifamiliares y multifamiliares, se aplican los factores de demanda máxima establecidos por la norma CNS-NT-02 numeral 2.9 como se muestra en la Tabla 4, seleccionando un factor de demanda para un nivel de consumo cuatro (4).

Tabla 4. Factores de demanda máxima, Tabla 27 CNS-NT-02.

Descripción	Carga (vatios)	Factor de Demanda (%)
Residencial		
Nivel de consumo 1	Primeros 800	100
	Sobre 800	30
Nivel de consumo 2	Primeros 1000	100
	Sobre 1000	30
Nivel de consumo 3	Primeros 1200	100
	Sobre 1200	30
Nivel de consumo 4	Primeros 1400	100
	Sobre 1400	30
Nivel de consumo 5	Primeros 1700	100
	Sobre 1700	30
Nivel de consumo 6	Primeros 2000	100
	Sobre 2000	30
Alumbrado común Edificaciones	Según estrato	Según estrato
Alumbrado exteriores	Total	100

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

7.1.2 Demanda Máxima Diversificada

Para la determinación de la demanda máxima diversificada, se tiene en cuenta al artículo 220-37 de la NTC 2050, la cual establece que para edificaciones multifamiliares o grupo de viviendas, las empresas locales de energía permiten calcular la capacidad de un transformador, una acometida o un alimentador para edificaciones multifamiliares de acuerdo con las tablas o métodos establecidos por las empresas locales de suministro de energía. Según lo establecido en CNS-NT-02 numeral 2.10.2 realizamos el cálculo de la demanda máxima diversificada para las edificaciones unifamiliares y multifamiliares.

El cálculo de la demanda máxima diversificada expresada en kVA, usada para la selección del transformador y las redes de distribución se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$D_{max.div} = \left(\frac{1}{A * N + B} + C \right) * N \quad (1)$$

Las diferentes constantes toman los siguientes valores, según el nivel de consumo:

Tabla 5. Constantes de la curva de Demanda máxima diversificada, Tabla 31 CNS-NT-02.

Estrato Socio-Económico	A	B	C
1	1.30	3.51	0.28
2	0.52	1.76	0.43
3	0.70	0.42	0.49
4	0.40	0.25	0.72
5	0.41	0.22	1.17
6	0.21	0.14	1.82

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

Seleccionando el nivel de consumo para los usuarios de las edificaciones unifamiliares y multifamiliares de la Tabla 5, y teniendo la cantidad de usuarios $N = 231$, usando la fórmula (1), se tiene que:

$$D_{max.div} = 168,8132542 \text{ kVA}$$

Para la demanda máxima proyectada tenemos en cuenta el número de años de la proyección, ocho (8) para transformadores usando la formula (2) y quince (15) para redes usando la formula (3).

$$D_{max.proy} = D_{max.div} * (1,01^8) \quad (2)$$

$$D_{max.proy} = D_{max.div} * (1,01^{15}) \quad (3)$$

Usando la formula (2) se obtiene:

$$D_{max.proy} = 182,8005643 \text{ kVA}$$

Usando la formula (3) se obtiene:

$$D_{max.proy} = 195,9869474 \text{ kVA}$$

7.1.3 Descripción de la carga

Los cuadros de cargas se presentan en los planos anexos 4/4 del archivo nombrado “Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg” y además en un Excel nombrado “Ciudadela Santo Tomas.xlsx”.

7.2 CÁLCULO DE TRANSFORMADOR

Para calcular la capacidad del transformador de toda la ciudadela, inicialmente se determinará la demanda máxima diversificada de acuerdo a lo estipulado en la norma CNS-NT-02 numeral 2.10.2 proyectada a 8 años, mas las cargas de zonas comunes de las edificaciones multifamiliares que se pueden diversificar teniendo en cuenta la Tabla 6, ya que se van a tener en cuenta los seis ascensores para una sola cuenta, para ello se utiliza la tabla 620-14 de la NTC 2050, más las cargas de uso común que se tendrán en cuenta al 100 %, siendo estas el alumbrado público y zona social.

Tabla 6. Factores de demanda de los conductores del alimentador de ascensores, Tabla 620-14 NTC 2050.

Número de ascensores conectados al mismo alimentador	Factor de demanda
1	1,00
2	0,95
3	0,90
4	0,85
5	0,82
6	0,79
7	0,77
8	0,76
9	0,73
De 10 en adelante	0,72

Fuente: <http://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc%2020500.pdf>

Primero se calcula la demanda máxima diversificada de acuerdo a lo estipulado en la norma CNS-NT-02 numeral 2.10.2 proyectada a 8 años utilizando las formulas número (1) y (2), teniendo en cuenta que el número de usuarios es 231 y el nivel de consumo escogido es cuatro (4).

$$D_{max.div} = 168,8132542 \text{ kVA}$$

$$D_{max.proy} = 182,8005643 \text{ kVA}$$

Segundo las cargas de zonas comunes de las edificaciones multifamiliares que se pueden diversificar, ya que se van a tener en cuenta los seis ascensores para una sola cuenta utilizando el factor de demanda de la Tabla 6.

$$kVA_{Zona\ Ascensor} = \frac{(Carga [W] - 6 * Carga\ Ascensor) + (6 * Carga\ Ascensor * 0,79)}{1000 * FP} \quad (4)$$

Para la carga [W] revisar el cuadro de carga de zonas comunes para las edificaciones multifamiliares que se encuentra en los planos anexos 4/4 del archivo nombrado "Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg" y además en un Excel nombrado "Ciudadela Santo Tomas.xlsx".

$$Carga [W] = 90.582 \text{ W}$$

Para la carga del ascensor se tomaron en cuenta los valores de potencia propuestas en la Tabla 7 de una empresa llamada Eninter Ascensores.

Tabla 7. Diferentes consumos eléctricos de ascensores según Eninter Ascensores.

	ASCENSOR ECOLIFT		ASCENSOR REDUCTOR 2V		ASCENSOR HIDRÁULICO	
	POTENCIA	CONSUMO	POTENCIA	CONSUMO	POTENCIA	CONSUMO
4 PERSONAS	2,2 KW	402 kWh	3,3 KW (+150%)	1.004 kWh (+250%)	7,7 KW (+350%)	2.231 kWh (+556%)
6 PERSONAS	3,1 KW	566 kWh	4,8 KW (+155%)	1.460 kWh (+258%)	9,5 KW (+306%)	2.752 kWh (+486%)
8 PERSONAS	4,6 KW	840 kWh	5,8 KW (+126%)	2.560 kWh (+210%)	11 KW (+239%)	3.187 kWh (+380%)

Fuente: <http://www.eninter.com/blog/wp-content/uploads/2016/07/gasto-electrico-ascensor.jpg>

Revisando la tabla anterior se decidió un valor de 5 kW, pensando en un ascensor ecolift para ocho (8) personas.

$$Carga\ Ascensor = 5.000 \text{ W}$$

Utilizando un factor de potencia,

$$FP = 0,8$$

Y reemplazando en la formula cuatro (4), quedaría así:

$$kVA_{Zona Ascensor} = \frac{(90.582 - 6 * 5.000) + (6 * 5.000 * 0,79)}{1000 * 0,8}$$

$$kVA_{Zona Ascensor} = 105,3525 \text{ kVA}$$

Finalmente las cargas de uso común que se tendrán en cuenta al 100 %, siendo estas el alumbrado público y zona social, tomamos los valores revisando los cuadros de carga respectivos.

$$kVA_{Alumbrado Público} = 2,324444444444444 \text{ kVA}$$

$$kVA_{Zona Social} = 4,746666666666667 \text{ kVA}$$

Y la carga total requerida para seleccionar el transformador sería:

$$kVA_{Trafo} = D_{max.proy} + kVA_{Zona Ascensor} + kVA_{Alumbrado Público} + kVA_{Zona Social} \quad (5)$$

$$kVA_{Trafo} = 182,8005643 + 105,3525 + 2,324444 + 4,746666$$

$$kVA_{Trafo} = 295,2241743 \text{ kVA}$$

Se utiliza la demanda máxima proyectada a 15 años, la carga total requerida para seleccionar el transformador sería:

$$kVA_{Trafo} = 195,9869474 + 105,3525 + 2,324444 + 4,746666$$

$$kVA_{Trafo} = 308,4105574 \text{ kVA}$$

En cualquiera de los casos anteriores, la selección de un transformador comercial sería de 400 kVA, para con esto resultar teniendo en cuenta las características de la Tabla 1.

7.3 ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO.

Para las instalaciones eléctricas objeto del presente diseño se tendrá un **nivel de tensión I**, que es el nivel de tensión para operar en instalaciones residenciales de baja tensión. Un nivel de tensión II, que es el nivel de tensión que alimentará el transformador de 400 kVA. Tomado de la CNS-NT-02 numeral 2.2 en la Tabla 8.

Tabla 8. Niveles de tensión y límites de carga de acuerdo a la carga instalada, Tabla 5 CNS-NT-02.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE CONEXIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (kVA).
Nivel 1	Monofásico bifilar 120 V	Menor o igual a 6.6 kVA
	Bifásico trifilar 2x120/240 V	Mayor a 6.6 y menor o igual 12 kVA
	Trifásico tetrafilar 3x127/220 V	Mayor a 15 kVA y menor o igual a 35 kVA
Nivel 2	Media (13 200 V)	Superior a 30 kVA hasta 2200 kVA
Nivel 3	Media (34 500 V)	Desde 1500 kVA en adelante.

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

7.4 CÁLCULOS DE REGULACIÓN

El cálculo de regulación se hizo por la metodología del momento eléctrico, a través de la siguiente expresión de la norma CNS-NT-02 numeral 2.4.1.

$$\%R = F_c * \frac{k_G}{V_L^2} * M \quad (6)$$

Donde:

F_c = Factor de corrección. Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito, como se indica en la Tabla 9.

M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en (kVA) y longitud del tramo en metros (m).

V_L = Voltaje de línea (V).

k_G = Constante de regulación generalizada del conductor, Tabla 11, Tabla 12.

Los valores de la constante de regulación (k_G) obtenidos en el numeral anterior están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión. Para otras conexiones se debe multiplicar el valor obtenido por los factores indicados a continuación:

Tabla 9. Factores de corrección, Tabla 10 CNS-NT-02.

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica.	8,00	2,00	2,00
Trifásica	6,00	1,732	2,25

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

Teniendo en cuenta los límites de regulación de voltaje mostrados en la Tabla 10.

Tabla 10. Límites de regulación de voltaje, Tabla 21 CNS-NT-02.

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
Circuitos de baja tensión	Zona urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometidas	2%
Circuitos de media tensión	Para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1 % a partir del barraje de la subestación de distribución
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

De igual forma conociendo las constantes de regulación de la Tabla 11 y Tabla 12:

Tabla 11. Constantes de regulación KG para cobre THW en ducto, Tabla 19 CNS-NT-02.

<i>Constante K_G para distintos factores de potencia</i>									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
14	810,898	909,657	957,655						
12	513,258	574,514	604,060						
10	326,049	363,807	381,808						
8	211,282	234,644	245,572						
6	135,591	149,580	155,924						
4	87,889	96,036	99,536						
2	57,557	62,040	63,765	60,627	64,263	65,357			
1/0	38,702	40,833	41,404	41,573	42,912	42,893	42,493	43,579	43,370
2/0	31,918	33,275	33,479	34,614	35,227	34,877	35,511	35,877	35,342
3/0	26,522	27,264	27,177	29,056	29,099	28,492	29,934	29,736	28,947
4/0	22,176	22,441	22,132	24,577	24,180	23,378	26,322	25,444	24,283
250MCM	19,339	19,407	19,028	21,463	20,945	20,130	23,185	22,192	21,023
350MCM	15,285	14,927	14,355	17,198	16,313	15,347	18,817	17,486	16,187
500MCM	12,423	11,697	10,942	14,186	12,975	11,857	15,630	14,021	12,606
750MCM	9,995	9,039	8,183	11,704	10,277	9,070	12,775	11,053	9,626
1000MCM	8,755	7,693	6,794	10,332	8,835	7,612	11,241	9,493	8,083

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

Tabla 12. Constantes de regulación KG para Aluminio THW en ducto, Tabla 20 CNS-NT-02.

<i>Constante K_G para distintos factores de potencia</i>									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
8	304,976	340,080	356,774	305,459	340,430	357,024	305,459	340,430	357,024
6	195,922	216,962	226,680	195,236	216,465	226,324	195,236	216,465	226,324
4	126,366	138,784	144,284	125,632	138,253	143,904	125,632	138,253	143,904
2	82,233	89,236	92,098	81,453	88,671	91,693	81,453	88,671	91,693
1/0	54,382	58,048	59,298	53,539	57,438	58,861	53,539	57,438	58,861
2/0	44,596	47,103	47,796	43,734	46,479	47,349	43,734	46,479	47,349
4/0	30,616	31,487	31,397	29,716	30,836	30,930	29,716	30,836	30,930

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

Para hallar la k_G de calibres mayores a los existentes de la tabla para aluminio THW en ducto en Tabla 12, se utilizó la siguiente fórmula existente en CNS-NT-02 numeral 2.4.1.

$$KG = r * \cos(\phi) + X_L * \sin(\phi) \quad (7)$$

Y posteriormente,

$$k_G = KG * 100 \quad (8)$$

Para los valores de las resistencias y reactancias de los calibres se utilizaron de la Tabla 13 tomada de la NTC 2050.

Tabla 13. Resistencia y reactancia de c.a. de cables trifásicos para 600 V a 60 Hz y 75 °C. Tres conductores sencillos en tubo conduit, Tabla 9 NTC 2050.

Calibre AWG o Kcmil	Resistencia al neutro cada 1000 pies (en ohmios)														Sección trans- versal mm ²
	Reactancia (XL) de todos los alambres		Resistencia en c.a. alambres de cobre descubiertos			Resistencia en c.a. para alambres de aluminio			Z eficaz para alambres de cobre descubiertos a FP=0,85			Z eficaz para alambres de aluminio A FP=0,85			
	Conduit de PVC y Al	Conduit de acero	Conduit De PVC	Conduit de Al	Conduit de acero	Conduit De PVC	Conduit de Al	Conduit de acero	Conduit De PVC	Conduit de Al	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Al	Conduit de acero	
14	0,190	0,240	10,17	10,17	10,17	—	—	—	8,86	8,86	8,86	—	—	—	2,08
12	0,177	0,223	6,56	6,56	6,56	10,49	10,49	10,49	5,58	5,58	5,58	9,19	9,19	9,19	3,30
10	0,164	0,207	3,94	3,94	3,94	6,56	6,56	6,56	3,61	3,61	3,61	5,91	5,91	5,91	5,25
8	0,171	0,213	2,56	2,56	2,56	4,27	4,27	4,27	2,26	2,26	2,26	3,61	3,61	3,61	8,36
6	0,167	0,210	1,61	1,61	1,61	2,66	2,66	2,66	1,44	1,44	1,44	2,33	2,33	2,33	13,29
4	0,157	0,197	1,02	1,02	1,02	1,67	1,67	1,67	0,951	0,951	0,951	1,51	1,51	1,51	21,14
3	0,154	0,194	0,820	0,820	0,820	1,31	1,35	1,31	0,755	0,787	0,787	1,21	1,21	1,21	26,66
2	0,148	0,187	0,623	0,656	0,656	1,05	1,05	1,05	0,623	0,623	0,656	0,98	0,98	0,98	33,62
1	0,151	0,187	0,525	0,525	0,525	0,82	0,853	0,820	0,525	0,525	0,525	0,79	0,79	0,82	42,20
1/0	0,144	0,180	0,394	0,427	0,394	0,656	0,689	0,656	0,427	0,427	0,427	0,62	0,66	0,66	53,50
2/0	0,141	0,177	0,328	0,328	0,328	0,525	0,525	0,525	0,361	0,361	0,361	0,52	0,52	0,52	67,44
3/0	0,138	0,171	0,253	0,269	0,259	0,427	0,427	0,427	0,289	0,302	0,308	0,43	0,43	0,46	85,02
4/0	0,135	0,167	0,203	0,219	0,207	0,328	0,361	0,328	0,243	0,256	0,262	0,36	0,36	0,36	107,21
250	0,135	0,171	0,171	0,187	0,177	0,279	0,295	0,282	0,217	0,230	0,240	0,308	0,322	0,328	126,67
300	0,135	0,167	0,144	0,161	0,148	0,233	0,249	0,236	0,194	0,207	0,213	0,269	0,282	0,289	152,01
350	0,131	0,164	0,125	0,141	0,128	0,200	0,217	0,206	0,174	0,190	0,197	0,239	0,253	0,262	177,34
400	0,131	0,161	0,108	0,125	0,115	0,177	0,194	0,180	0,161	0,174	0,184	0,217	0,233	0,240	202,68
500	0,128	0,157	0,089	0,105	0,095	0,141	0,157	0,148	0,141	0,157	0,164	0,187	0,200	0,210	253,35
600	0,129	0,157	0,075	0,092	0,082	0,118	0,135	0,125	0,131	0,144	0,154	0,167	0,180	0,190	304,02
750	0,125	0,157	0,062	0,079	0,069	0,095	0,112	0,102	0,118	0,131	0,141	0,148	0,161	0,171	380,02
1000	0,121	0,151	0,049	0,062	0,059	0,075	0,089	0,082	0,105	0,118	0,131	0,128	0,138	0,151	506,70

Fuente: <http://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc%2020500.pdf>

Los cuadros de regulación se presentan en los planos anexos 2/4 del archivo nombrado "Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg" y además en un Excel nombrado "Ciudadela Santo Tomas.xlsx".

7.5 CÁLCULOS DE PERDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de potencia en un sistema trifásico se deben calcular para los diseños eléctricos con la siguiente fórmula establecida en la CNS-NT-02 numeral 2.5.1.

$$PL\% = \frac{r * M}{V_L^2 * \cos(\phi)} * 100 \quad (9)$$

Donde:

M = Momento eléctrico en kVA*m.

r = Resistencia por unidad de longitud en Ohm/km, Tabla 13.

ϕ = Angulo del factor de potencia de la carga.

V_L = Tensión de línea en voltios

Para otros sistemas diferentes al trifásico se debe multiplicar la anterior expresión de pérdidas de potencia por los factores de corrección de la Tabla 9.

De acuerdo al tipo de instalación las pérdidas técnicas máximas permitidas se muestran en la Tabla 14:

Tabla 14. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia, Tabla 22 CNS-NT-02.

Componente.	Pérdidas de potencia.
Líneas de distribución (M.T).	1 %
Redes de baja tensión.	2,35 %
Transformadores.	De acuerdo a NTC 818, 819 y 1954- última actualización.

Fuente:

http://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO%202_Par%C3%A1metros%20de%20Dise%C3%B1o%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-02.pdf

Las pérdidas de potencia se encuentran en los cuadros de regulación presentes en los planos anexos 2/4 del archivo nombrado “Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg” y además en un Excel nombrado “Ciudadela Santo Tomas.xlsx”.

7.6 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA

Para la realización del análisis de cortocircuito del presente proyecto se usa el método de las impedancias, que permite calcular las corrientes de defecto en cualquier punto de la instalación, con una precisión aceptable. [1]

Consiste en sumar separadamente las diferentes resistencias y reactancias del bucle del defecto, añadiendo después también los generadores, hasta el punto considerado, calculando también la impedancia correspondiente. [1]

La I_{cc} se obtiene aplicando la ley de Ohm:

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\sum(Z)} \quad (10)$$

Para aplicar este método es imprescindible conocer todas las características de los diferentes elementos del bucle de defecto (fuentes y conductores). [1]

7.6.1 Red Aguas Arriba

Se inicia el cálculo de las impedancias en las redes aguas arriba, conociendo el valor de la corriente de falla trifásica balanceada siendo 1,842 kA en un tiempo de despeje de 150 ms, datos obtenidos al recibir respuesta de la disponibilidad del servicio en las coordenadas X= 1157966 Y=1306461.

$$I_{cc3} = 1,842 \text{ kA}$$

Utilizando la fórmula 11, tomada de la norma internacional IEC 60909-0. [2]

$$Z_{cc} = \frac{c * V_L}{\sqrt{3} * I_{cc3}} \quad (11)$$

Donde:

c = Factor de tensión para la tensión V_L , mostrados en la Tabla 15.

Tabla 15. Factor de tensión c , Tabla 1 IEC 60909-0.

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de	
	las corrientes de cortocircuito máximas c_{max} ¹⁾	las corrientes de cortocircuito mínimas c_{min}
Baja tensión 100 V a 1 000 V. (Tabla 1 de la Norma CEI 60038)	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (Tabla 3 de la Norma CEI 60038)	1,10	1,00
Alta tensión ²⁾ > 35 kV (Tabla 4 de la Norma CEI 60038)		

1) $c_{min} U_n$ no debería exceder de la tensión más elevada para el material U_m de los sistemas de potencia.
2) Si no está definida la tensión nominal se debería aplicar: $c_{min} U_n \approx U_m$ o $c_{min} U_n = 0,9 \times U_n$.
3) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +6%, por ejemplo sistemas renombrados de 380 V a 400 V.
4) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +10%.

Fuente: http://www.academia.edu/26441328/NORMA_INTERNACIONAL_CEI_IEC_60909-0

Ya conocida la tensión, se halla la impedancia:

$$Z_{cc} = \frac{1,10 * 13200}{\sqrt{3} * 1842}$$

$$Z_{cc} = 4,551099842 \Omega$$

La relación entre la resistencia y la reactancia del circuito aguas arriba se deducen a partir de R_a/Z_a en AT, tomando: [1]

$$R_a/Z_a \cong 0,3 \text{ en } 6 \text{ kV}$$

$$R_a/Z_a \cong 0,2 \text{ en } 20 \text{ kV}$$

$$R_a/Z_a \cong 0,1 \text{ en } 150 \text{ kV}$$

$$Z_a = \sqrt{X_a^2 + R_a^2} \quad (12)$$

$$X_a = \sqrt{Z_a^2 - R_a^2} \quad (13)$$

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2} \quad (14)$$

Para el voltaje nivel II aguas arriba, se tomo la relación en 20 kV.

$$\frac{X_a}{Z_a} = \sqrt{1 - (0,2)^2}$$

Resultando que,

$$X_a = 0,9797958971 * Z_{cc}$$

$$X_a = 0,9797958971 * 4,551099842 = 4,459148953 \Omega$$

$$R_a = \sqrt{Z_a^2 - X_a^2} \quad (15)$$

$$R_a = \sqrt{(4,551099842)^2 - (4,459148953)^2} = 0,9102199662 \Omega$$

Aunque estos valores están dados en media tensión, se referirán a baja tensión mediante la siguiente formula. [1]

$$Z_{BT} = Z_{AT} * \left(\frac{V_{BT}}{V_{AT}}\right)^2 \quad (16)$$

Los valores referidos a baja tensión quedarían:

$$X_a = 4,459148953 * \left(\frac{220}{13200}\right)^2 = 0,00123865248675227 \Omega$$

$$R_a = 0,9102199662 * \left(\frac{220}{13200}\right)^2 = 0,000252838880101139 \Omega$$

$$Z_a = \sqrt{(0,00123865248675227)^2 - (0,000252838880101139)^2} \\ = 0,00126419440048926 \Omega$$

7.6.2 Línea trifásica Subterránea Media Tensión

Para este tramo del análisis de cortocircuito se tomaron los valores de resistencia, reactancia e impedancia respectivamente del calibre de conductor necesario según Tabla 13.

El cable seleccionado para este tramo de 130 metros fue aluminio calibre 1/0 AWG.

$$R_{1/0} = \frac{0,656 \Omega * 130 m}{1000 m} = 0,08528 \Omega$$

$$X_{1/0} = \frac{0,144 \Omega * 130 m}{1000 m} = 0,01872 \Omega$$

Los valores referidos a baja tensión usando la formula 16 quedarían:

$$R_{1/0} = 0,08528 * \left(\frac{220}{13200}\right)^2 = 0,000023688888888889 \Omega$$

$$X_a = 0,01872 * \left(\frac{220}{13200}\right)^2 = 0,0000052 \Omega$$

$$Z_{1/0} = \sqrt{(0,000023688888888889)^2 - (0,0000052)^2} = 0,0000242529061514311 \Omega$$

7.6.3 Transformador

Para encontrar los valores de resistencia, reactancia e impedancia del transformador, utilizaremos las formulas 17,18 y 19 tomadas de la IEC 60909-0. [2]

$$Z_{Trafo} = \frac{U_Z}{100 \%} * \frac{V^2}{S} \quad (17)$$

$$R_{Trafo} = \frac{U_R}{100 \%} * \frac{V^2}{S} = \frac{P_c}{3 * I^2} \quad (18)$$

$$X_{Trafo} = \sqrt{Z_{Trafo}^2 - R_{Trafo}^2} \quad (19)$$

Donde:

V = Es la tensión asignada del transformador en el lado de alta o de baja tensión.

I = Es la corriente asignada del transformador en el lado de alta o de baja tensión.

S = Es la potencia aparente asignada del transformador.

P_c = Son las pérdidas totales del transformador en los devanados a la corriente asignada.

U_Z = Es la tensión de cortocircuito en tanto por ciento a la corriente asignada.

U_R = Es la componente resistiva asignada en tanto por ciento de la tensión de cortocircuito.

Tomando estos valores de la Tabla 1, los valores respectivamente son:

$$Z_{Trafo} = \frac{4,5}{100 \%} * \frac{220^2}{400000 VA} = 0,005445 \Omega$$

$$R_{Trafo} = \frac{4730 W}{3 * (1049,72776216296 A)^2} = 0,001430825 \Omega$$

$$X_{Trafo} = \sqrt{(0,005445)^2 - (0,001430825)^2} = 0,00525364300456122 \Omega$$

7.6.4 Red Baja Tensión hasta algunos puntos de consideración

Para este tramo del análisis de cortocircuito se tomaron los valores de resistencia, reactancia e impedancia respectivamente del calibre de conductor necesario según Tabla 13.

Los cables seleccionados para el ejemplo de cómo se realizaron los cálculos en los diferentes puntos de consideración para la red de baja tensión son:

- 1) Tramo de 55 metros fue aluminio calibre 300 kcmils.

$$R_{300} = \frac{0,233 \Omega * 55 m}{1000 m} = 0,012815 \Omega$$

$$X_{300} = \frac{0,135 \Omega * 55 m}{1000 m} = 0,007425 \Omega$$

- 2) Tramo de 20 metros fue cobre calibre 8 AWG.

$$R_8 = \frac{2,56 \Omega * 20 m}{1000 m} = 0,0512 \Omega$$

$$X_8 = \frac{0,171 \Omega * 20 m}{1000 m} = 0,00342 \Omega$$

Luego de tener los valores de resistencias y reactancias se procede a hallar la impedancia equivalente con la siguiente formula.

$$Z_{eq} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (20)$$

Teniendo en cuenta los valores de las resistencias y reactancias de la red aguas arriba y la línea trifásica subterránea media tensión referidos a baja tensión, además los valores del transformador y los del tramo a consideración, se tiene que la impedancia equivalente en el punto de consideración y que es ejemplo de cómo se realizo el resto de cálculos, es:

$$Z_{eq} = 0,0679719780744816 \Omega$$

Para hallar la corriente inicial del cortocircuito monofásico a tierra se utilizó la fórmula 21 con alguna modificación, tomada de la IEC 60909-0. [2]

$$I_{cc1} = \frac{c * V_L}{\sqrt{3} * Z_{eq}} \quad (21)$$

Teniendo en cuenta la fórmula 21 y la Tabla 15 del presente documento, el cortocircuito monofásico a tierra del ejemplo sería:

$$I_{cc1} = \frac{1,1 * 220}{\sqrt{3} * 0,0679719780744816} = 2055,53478215376 \text{ A}$$

Para hallar la contribución al valor de cresta de la corriente de cortocircuito de cada una de las ramas hasta llegar al punto en consideración y que es ejemplo de cómo se realizaron los cálculos para el resto de puntos considerados se utiliza la fórmula 22, tomada de la IEC 60909-0. [2]

$$I_p = k * \sqrt{2} * I_{cc1} \quad (22)$$

Para hallar el factor k para la relación R/X se obtendrá de la siguiente expresión, tomada de IEC 60909-0. [2]

$$k = 1,02 + 0,98 * e^{-3 * \frac{R}{X}} \quad (23)$$

Así para continuar el ejemplo utilizando la fórmula 23, el factor k es:

$$k = 1,02 + 0,98 * e^{-3 * 3,78967103101794} = 1,02001131687254$$

Y la contribución al valor de cresta de la corriente de cortocircuito en el punto de consideración utilizando la fórmula 22 es:

$$I_p = \frac{1,02001131687254 * \sqrt{2} * 6166,60434646127}{1000} = 2,96513736794278 \text{ kA}$$

Resultando con este valor, la selección para el punto en consideración de una protección con capacidad interruptiva lo más cerca que se encuentre comercialmente, para este caso en específico sería una de 6 kA.

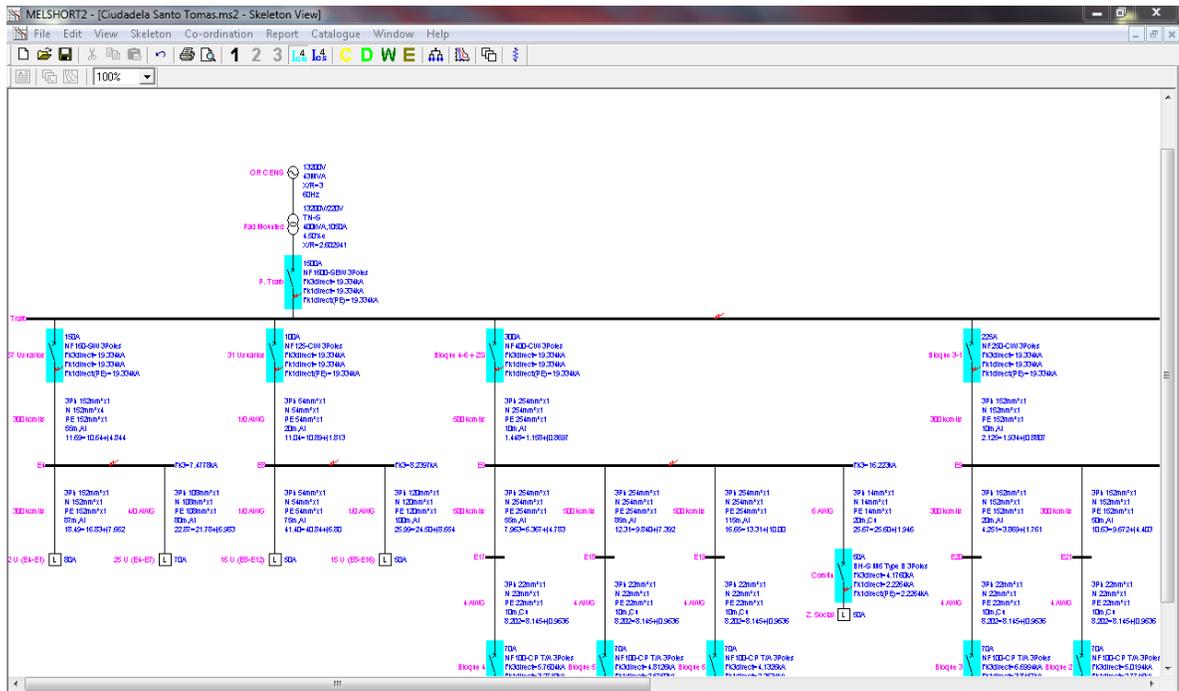
El resto de puntos en consideración se tienen en los planos anexos 3/4 del archivo nombrado "Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg" y además en un Excel nombrado "Ciudadela Santo Tomas.xls".

7.7 CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE

Para la realización de la coordinación de protecciones se utilizó un software llamado MELSHORT2 versión 1.30, copyright © 2000-2008. [3]

La Fig. 2 muestra la interfaz del programa utilizado para la coordinación de protecciones.

Fig. 2. Interfaz del programa MELSHORT2, programa usado para la coordinación de protecciones.



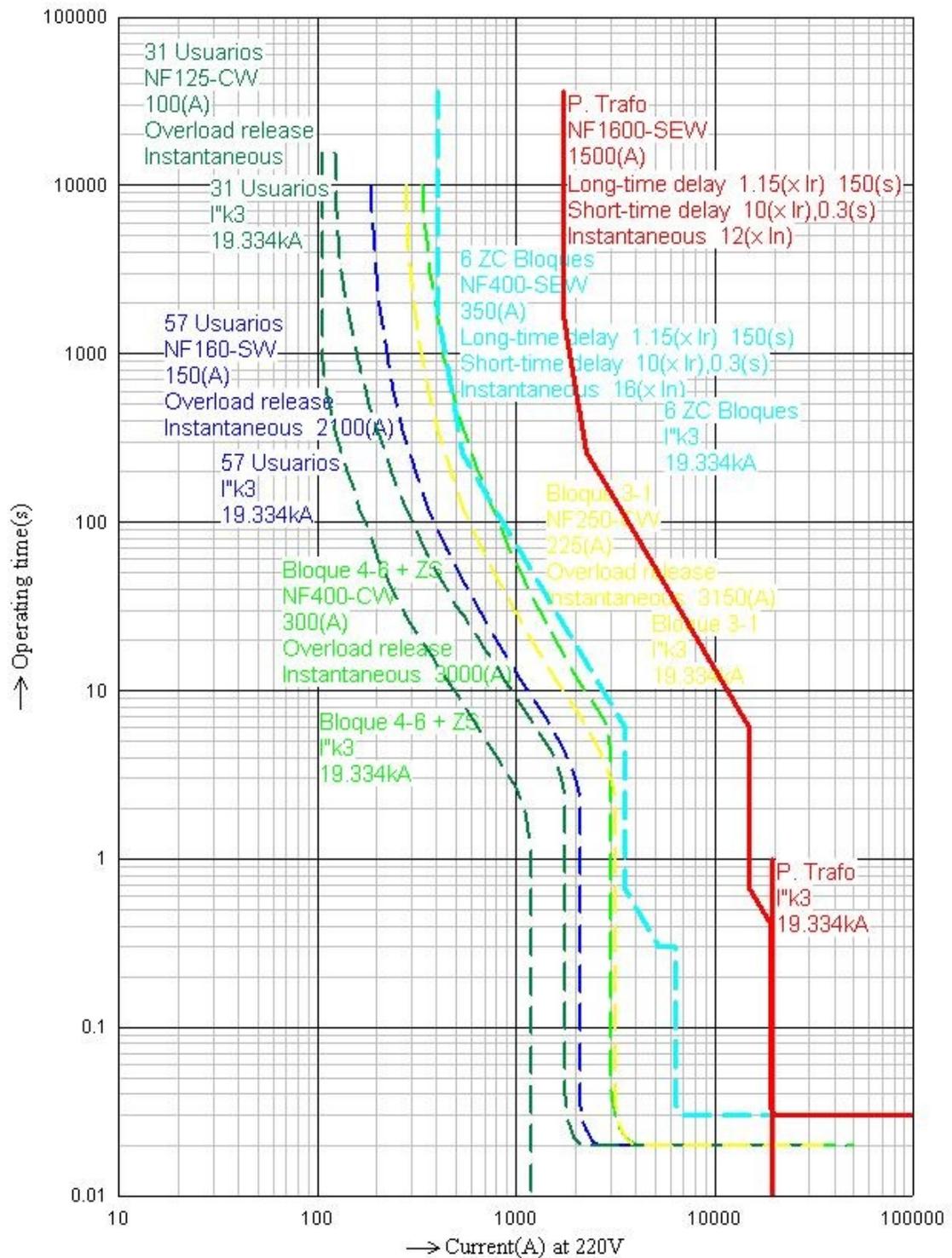
Fuente: El autor.

En el enlace “https://www.youtube.com/watch?v=tZzkqy_gPI” se encuentra una breve explicación de cómo poder realizar la coordinación de protecciones para sistemas, a continuación presento los resultados gráficos de la coordinación de protecciones de la Ciudadela Santo Tomas.

Teniendo en cuenta la corriente de cortocircuito trifásico balanceado en el punto de conexión suministrado por el operador de red al responder la solicitud de factibilidad del servicio, capacidad de transformador, relaciones de voltaje y cargas a utilizar, se puede seleccionar las protecciones en el barraje del secundario del transformador.

La Fig. 3 muestra el resultado de las protecciones en baja tensión del transformador.

Fig. 3. Curvas de coordinación de protecciones en Baja Tensión en bornes del transformador de la Ciudadela Santo Tomas.



Fuente: El autor.

De la Fig. 3 se puede dar cuenta que la protección del transformador (P. Trafo) de color rojo, es la protección que tiene que disparar de últimas en caso de falla, y efectivamente esta al final de las protecciones posteriores. La referencia para esta protección es la NF 1600-SEW de la marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La que más cerca esta de la curva de protección del transformador es la protección de las seis (6) zonas comunes (6 ZC Bolques) de las edificaciones multifamiliares, ya que esta contiene el consumo de los parqueaderos, escaleras, pasillos, salas de espera, portería y ascensores. La referencia para esta protección es la NF 400-SEW de la marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La protección de las edificaciones multifamiliares de los bloques 4,5 y 6 (Bloque 4-6 + ZS) más la zona social que contiene el salón social, la zona verde, los juegos infantiles y el parque bio-saludable es de referencia NF 400-CW de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

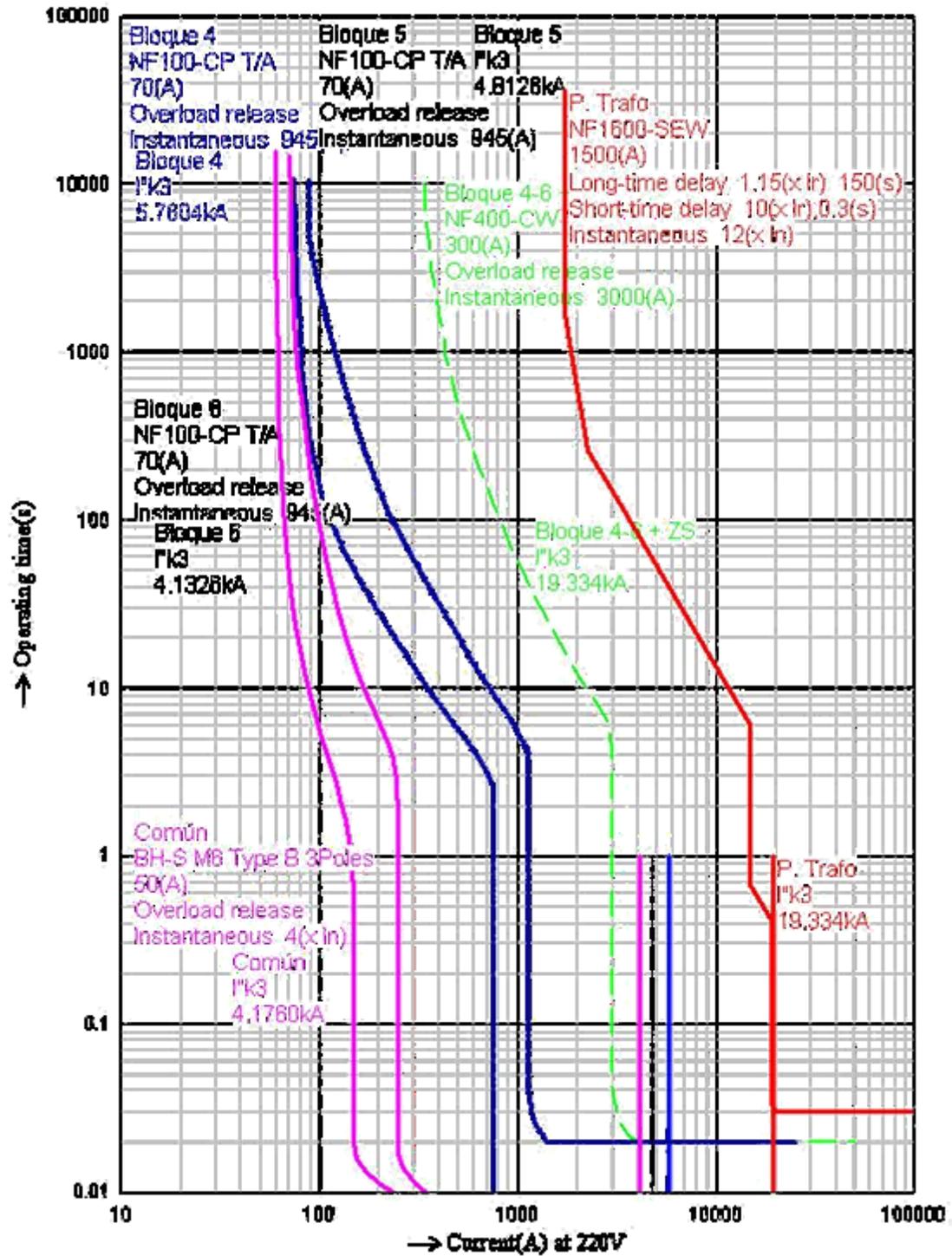
La protección de las edificaciones multifamiliares de los bloques 3,2 y 1 (Bloque 3-1) es de referencia NF 250-CW de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La protección de las 57 edificaciones unifamiliares (57 Usuarios) son de las manzanas 1,2 y parte de las manzanas 3 y 4 además de tener en cuenta el medidor de la caseta a la entrada de la Ciudadela Santo Tomas, siendo de referencia NF 160-SW de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La protección de las 31 edificaciones unifamiliares (31 Usuarios) son parte de las manzanas 3 y 4, siendo de referencia NF 125-CW de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La siguiente imagen es el resultado de las protecciones para los bloques del 4 al 6 mas la zona social que contempla el salón social, la zona verde, los juegos infantiles y el parque bio-saludable.

Fig. 4. Curvas para coordinación de protecciones en los bloques del 4 al 6 más la zona social.



Fuente: El autor.

De la Fig. 4 puede notar que la protección del transformador (P. Trafo) de color rojo, es la protección que tiene que disparar de últimas en caso de falla, y efectivamente esta al final de las protecciones posteriores. La referencia para esta protección es la NF 1600-SEW de la marca MITSUBISHI ELECTRIC.

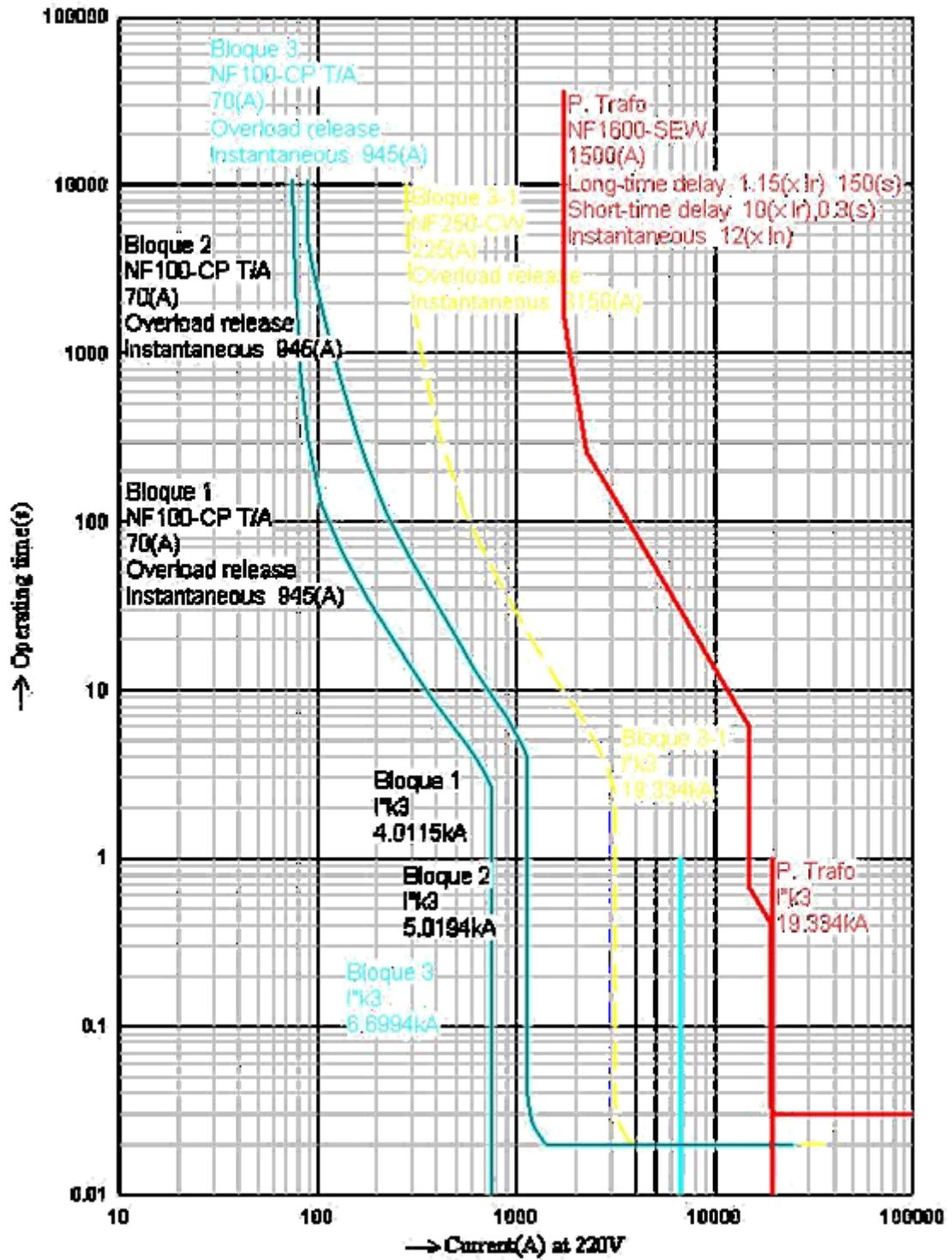
La protección de las edificaciones multifamiliares de los bloques 4,5 y 6 (Bloque 4-6 + ZS) más la zona social que contiene el salón social, la zona verde, los juegos infantiles y el parque bio-saludable es de referencia NF 400-CW de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La curva de los bloques del 4 al 6 (Bloque 4, Bloque 5 y Bloque 6) se ven como si fuera una sola, ya que efectivamente van a tener la misma carga. La referencia para esta protección es la NF 100-CP T/A de la marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La protección de zona social (común) que contiene el salón social, la zona verde, los juegos infantiles y el parque bio-saludable es de referencia BH-S M6 Type B 3 poles de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La siguiente imagen es el resultado de las protecciones para los bloques del 3 al 1.

Fig. 5. Curvas para coordinación de protecciones de los bloques del 3 al 1.



Fuente: El autor.

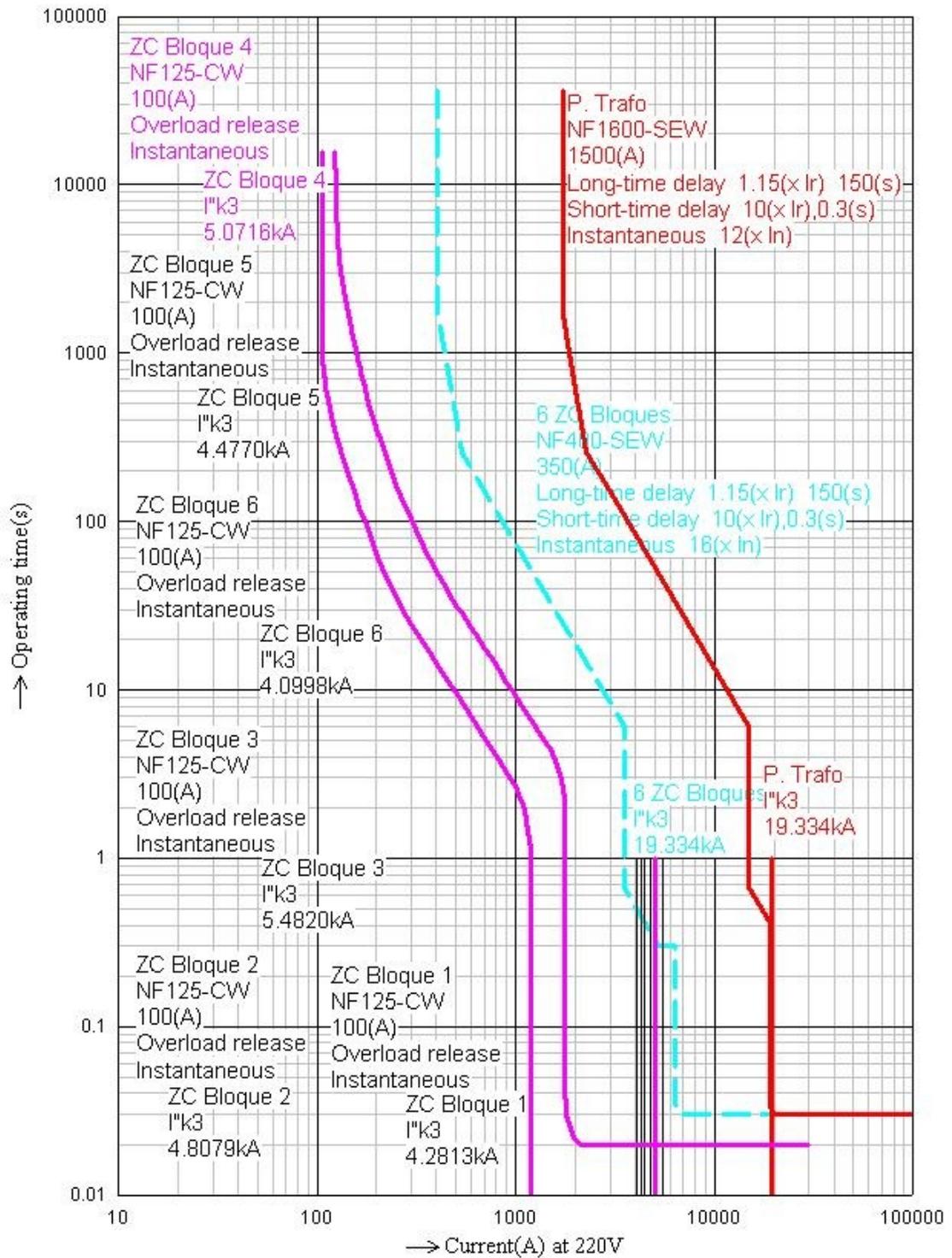
De la Fig. 5 puede notar que la protección del transformador (P. Trafo) de color rojo, es la protección que tiene que disparar de últimas en caso de falla, y efectivamente esta al final de las protecciones posteriores. La referencia para esta protección es la NF 1600-SEW de la marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La protección de las edificaciones multifamiliares de los bloques 3,2 y 1 (Bloque 3-1) es de referencia NF 250-CW de las marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La curva de los bloques del 3 al 1 (Bloque 3, Bloque 2 y Bloque 1) se ven como si fuera una sola, ya que efectivamente van a tener la misma carga. La referencia para esta protección es la NF 100-CP T/A de la marca MITSUBISHI ELECTRIC.

La siguiente imagen es el resultado de las protecciones para las zonas comunes de las seis (6) edificaciones multifamiliares.

Fig. 6. Curvas para coordinación de protecciones de las zonas comunes de los seis (6) bloques.



Fuente: El autor.

7.8 CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para el cálculo de la malla de puesta a tierra (SPT) de la subestación eléctrica para la Ciudadela Santo Tomas se tuvo en cuenta la metodología de una publicación de la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP), basada en norma IEEE 80-2000.

Inicialmente se tienen en cuenta los siguientes datos: [4]

Dimensiones del patio: 30 x 30 m²
Corriente máxima de falla: 1948 A
Nivel de Tensión (primario): 13,2 kV
Resistividad del suelo: 394 (Ω-m)
Resistividad de la superficie: 2000 (Ω-m)
Tiempo máximo de falla: 0,5 seg.

7.8.1 Selección del conductor.

Sea

$$T_a = 15 \text{ °C}$$
$$T_m = 450 \text{ °C (Unión con soldadura exotérmica)}$$

$$A_c = I * \left[\frac{33 * t}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)} \right]^{1/2} \quad [\text{CM}] \quad (24)$$

Donde,

A_c = Sección del conductor (CM).

I = Corriente máxima de falla (A).

T_m = Temperatura máxima en los nodos de la malla (450 °C con soldadura y 250 °C con amarre pernado).

T_a = Temperatura ambiente (°C).

t = Tiempo máximo de despeje de la falla (seg).

Aplicando la ecuación 24:

$$A_c = 1948 * \left[\frac{33 * 0,5}{\log\left(\frac{450 - 15}{234 + 15} + 1\right)} \right]^{1/2} \quad [\text{CM}]$$

$$A_c = 11944,5428 \text{ CM}$$

$$A_c = \frac{11944,5428 \text{ CM} * 5 * 10^{-4} \text{ mm}^2}{1 \text{ cm}} = 5,9722714 \text{ mm}^2$$

$$D_c = \sqrt{\frac{4 * A_c}{\pi}} \text{ [mm]} \quad (25)$$

Donde el diámetro del conductor D_c es:

$$D_c = \sqrt{\frac{4 * 5,9722714 \text{ mm}^2}{\pi}} = 2,757559087 \text{ mm}$$

Aproximando al calibre mínimo permitido por la norma se elige el conductor AWG 2/0 que tiene un diámetro igual 10.52 mm.

7.8.2 Elección de la malla.

Para la siguiente determinación es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

A= Longitud de la malla (m).

B= Ancho de la malla (m).

L= Longitud total del conductor (m).

n= Número de conductores en paralelo de longitud A

m= Número de conductores en paralelo de longitud B.

D= Espaciamiento entre conductores (m).

h= Profundidad de enterramiento (m).

d= Diámetro del conductor (m)

Supóngase que se tiene cuadrados de 6 m, por lo tanto:

A = 30 m

B = 30 m

n= 6

m= 6

D=6 m

h=10 m

d=0,01052 m

La longitud total del conductor está dada por:

$$L = n * A + m * B \quad (26)$$

Que para este caso sería:

$$L = (6 * 30) + (6 * 30) = 360 \text{ m}$$

k_m esta dada por:

$$k_m = \frac{1}{2 * \pi} * \ln\left(\frac{D^2}{16 * h * d}\right) + \frac{1}{\pi} * \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \dots\right) \quad (27)$$

Que para este caso sería:

$$k_m = \frac{1}{2 * \pi} * \ln\left(\frac{6^2}{16 * 10 * 0,01052}\right) + \frac{1}{\pi} * \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \frac{9}{10}\right)$$

$$k_m = 0,2618148343$$

k_i esta dada por:

$$k_i = 0,65 + 0,172 * n \quad n \leq 7$$

$$k_i = 2 \quad n > 7$$

Que para este caso sería:

$$k_i = 0,65 + 0,172 * 6 = 1,682$$

k_s esta dada por:

$$k_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2 * D} + \frac{1}{3 * D} + \dots\right) \quad (28)$$

Que para este caso sería:

$$k_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * 10} + \frac{1}{6 + 10} + \frac{1}{2 * 6} + \frac{1}{3 * 6} + \frac{1}{4 * 6}\right)$$

$$k_s = 0,09328248053$$

La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona; su valor permisible esta dado por: [4]

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (29)$$

Donde:

E_p = Tensión de Paso Permisible en voltios.

ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno en (Ω -m)

t = Duración máxima de falla en segundos (s).

Que para este caso sería:

$$E_p = \frac{165 + 2000}{\sqrt{0,5}} = 3061,772363 \text{ V}$$

La tensión de paso real en una subestación está dada por:

$$E_p = k_s * k_i * \frac{\rho * I}{L} \quad (30)$$

En donde:

E_p = Tensión de paso real en voltios.

k_s = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.

k_i = Coeficiente de irregularidad del terreno.

ρ = Resistividad del suelo (Ω -m).

I = Corriente máxima de falla (A).

L = Longitud total del conductor (m).

Que para este caso sería:

$$E_p = 0,09328248053 * 1,682 * \frac{394 * 1948}{360} = 334,5097273 \text{ V}$$

Los valores reales deben ser menores a los permisibles:

$$334,5097273 \text{ V} < 3061,772363 \text{ V}$$

La tensión de contacto es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por: [4]

$$E_t = \frac{165 + 0,25 * \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (31)$$

En donde:

E_t = Tensión de contacto permisible en voltios.

Que para este caso sería:

$$E_t = \frac{165 + 0,25 * 2000}{\sqrt{0,5}} = 940,452019 \text{ V}$$

La tensión de contacto real está dado por:

$$E_t = k_m * k_i * \frac{\rho * I}{L} \quad (32)$$

Donde:

E_t = Tensión de contacto en voltios.

k_m = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

Que para este caso sería:

$$E_t = 0,2618148343 * 1,682 * \frac{394 * 1948}{360} = 938,8644933 \text{ V}$$

Los valores reales deben ser menores a los permisibles:

$$938,8644933 \text{ V} < 940,452019 \text{ V}$$

La disposición escogida cumple con el valor permisible de E_p . y E_t . Por lo tanto se continúa con el cálculo.

7.8.3 Valor de la resistencia de Puestas a Tierra.

El cálculo de la resistencia de puesta a tierra se puede hacer por el método de Laurent y Niemann o por método de Dwinght.

7.8.3.1 Método de Laurent y Niemann.

Este método es bastante aproximado y la expresión para el cálculo es:

$$R = 0,443 * \rho * \left(\frac{1}{\sqrt{A_Y}} + \frac{1}{L} \right) \quad (33)$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios.

A_Y = Área de la malla de puesta a tierra en m²

ρ = Resistividad del suelo (Ω -m)

L = Longitud total del conductor (m).

$$R = 0,443 * 394 * \left(\frac{1}{\sqrt{900}} + \frac{1}{360} \right)$$

$$R = 6,302905556 \Omega$$

Y el valor aceptado se encuentra en la tabla 15.4 del RETIE , mostrado en Tabla 16.

Tabla 16. Valores Máximos de Resistencia de Puesta a Tierra, Tabla 15.4 RETIE

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS 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

Fuente: RETIE.

Según Tabla 16 nos podemos dar cuenta que la resistencia máxima para subestación de media tensión es de 10 Ω , entonces:

$$6,302905556 \Omega < 10 \Omega$$

Por lo tanto la disposición asumida da garantía tanto de tener los voltajes de paso y contacto dentro de los permisibles como de que su resistencia es menor que el máximo aceptado.

7.9 ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Evaluación de riesgo en la Ciudadela Santo Tomas Pamplona, Norte de Santander acorde a la Norma Técnica Colombiana 4552-2.

NOTA: Las tablas utilizadas en la evaluación corresponden a la Norma Técnica Colombiana 4552-2.

Para la evaluación de cada una de las componentes de riesgo R_X , puede calcularse a través de la siguiente ecuación básica, tomada del numeral 6.1 NTC 4552-2.

$$R_X = N_X * P_X * L_X \quad (34)$$

Donde

N_X = Número de eventos peligrosos (véase el numeral 6.5)

P_X = Probabilidad de daño (véase el numeral 6.6)

L_X = Pérdida consecuyente (véase el numeral 6.7)

✓ Cálculo N eventos.

El número anual N de descargas que afectan un objeto a ser protegido depende de la actividad atmosférica de la región donde está localizado el objeto y de sus características físicas. Este número es aceptado generalmente como el producto de la densidad de rayos a tierra (DDT) por el área efectiva del elemento a proteger.

Para el caso de la Ciudadela Santo Tomas se toma el valor de la tabla A.6. en la NTC 4552-1 de la ciudad de Cúcuta, siendo porque ésta es la ciudad más cerca de Pamplona.

DDT = 1 [rayos / km² - año].

✓ Evaluación del promedio anual de descargas sobre estructuras (N_D)

Para una estructura aislada rectangular con longitud L, ancho W y altura H sobre un terreno plano, el área efectiva es igual a:

$$A_d = L * W + 6 * H * (L + H) + 9 * \pi * H^2 \quad (34)$$

Donde:

L = 29,5 m
W = 13,8 m
H = 24 m.

Se utiliza la ecuación anterior para hallar el área efectiva de la estructura aislada.

$$A_d = 29,5 * 13,8 + 6 * 24 * (29,5 + 13,8) + 9 * \pi * 24^2$$

$$A_d = 22.928,31632 \text{ m}^2$$

La evaluación del promedio anual de descargas sobre la estructura N_D puede ser evaluada con la siguiente expresión:

$$N_D = DDT * A_d * C_d * 10^{-6} \quad (35)$$

Donde:

DDT = Densidad de rayos a tierra (rayos/km²-año)

A_d = Área efectiva de la estructura aislada (m²).

C_d = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto a ser protegido (véase la Tabla 17).

Tabla 17. Factor de localización C_d , Tabla 10 NTC 4552-2.

Localización relativa	C_d
Objeto rodeado de objetos o árboles más altos	0,25
Objeto rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	0,5
Objeto aislado: sin objetos en la vecindad	1
Objeto aislado: en la cima de una collina o elevación	2

Fuente: NTC 4552-2.

Localización relativa de la estructura.

$$C_d = 0.5$$

Entonces al utilizar la fórmula anterior, se tiene que la evaluación del promedio anual de descargas sobre la estructura N_D es:

$$N_D = 1 * 22.928,31632 * 0.5 * 10^{-6}$$

$$N_D = 0,011464158$$

✓ Evaluación del número promedio anual de descargas sobre estructuras adyacentes (N_{Da})

Para una estructura aislada adyacente rectangular con longitud L, ancho W y altura H sobre un terreno plano, el área efectiva es igual a:

$$A_{d/a} = L_a * W_a + 6 * H_a * (L_a + H_a) + 9 * \pi * H_a^2 \quad (36)$$

Donde:

L = 29,5 m
W = 13,8 m
H = 24 m.

Se utiliza la ecuación anterior para hallar el área efectiva de la estructura aislada adyacente.

$$A_{d/a} = 29,5 * 13,8 + 6 * 24 * (29,5 + 13,8) + 9 * \pi * 24^2$$

$$A_{d/a} = 22.928,31632 \text{ m}^2$$

El número promedio anual de eventos peligrosos debido a descargas en estructuras adyacentes puede ser evaluado como:

$$N_{Da} = DDT * A_{d/a} * C_{d/a} * C_t * 10^{-6} \quad (37)$$

Donde:

DDT = Densidad de rayos a tierra (rayos/km²-año)

$A_{d/a}$ = Área efectiva de la estructura adyacente aislada (m²).

$C_{d/a}$ = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa de la estructura adyacente (véase la Tabla 17).

C_t = Es el factor de corrección por la presencia de un transformador AT/BT localizado entre el punto de impacto y la estructura (véase la Tabla 18). Este factor aplica a una sección de la red aguas arriba del transformador con respecto a la estructura.

Tabla 18. Factor de corrección por presencia de transformador, Tabla 11 NTC 4552-2.

Tipo de transformador	C_t
Transformador con devanado primario y secundario desacoplados eléctricamente	0,2
Auto transformador	1
Sin transformador	1

Fuente: NTC 4552-2.

Factor de corrección del tipo de transformador.

$$C_t = 0.2$$

Entonces al utilizar la formula anterior, se tiene que la evaluación del promedio anual de descargas sobre la estructura adyacente N_{Da} es:

$$N_{Da} = 1 * 22.928,31632 * 0.5 * 0,2 * 10^{-6}$$
$$N_{Da} = 0.00229283163$$

✓ **Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a la estructura (N_M).**

El área de influencia de la estructura A_m está definida entre la frontera de la estructura y una línea localizada a 250 m del perímetro de la estructura con longitud L y ancho W, se puede determinar como sigue:

$$A_m = 2 * L * 250 + 2 * W * 250 + \pi * 250^2 \quad (38)$$

Donde:

$$L = 29,5 \text{ m}$$

$$W = 13,8 \text{ m}$$

$$A_m = 2 * 29,5 * 250 + 2 * 13,8 * 250 + \pi * 250^2$$
$$A_m = 217.999,5408 \text{ m}^2$$

La evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a la estructura puede ser evaluado como:

$$N_M = DDT * (A_m - A_{d/b} * C_{d/b}) * 10^{-6} \quad (39)$$

Donde:

DDT = Densidad de descargas a tierra (rayos/km²-año).

A_m = Área de influencia de la estructura (m²).

$A_{d/b}$ = Área efectiva de la estructura (m²).

$C_{d/b}$ = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa de la estructura a ser protegida (véase la Tabla 17).

Entonces al utilizar la formula anterior, se tiene que la evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a la estructura N_M es:

$$N_M = 1 * (217.999,5408 - 22.928,31632 * 0.5) * 10^{-6}$$

$$N_M = 0,2065353827$$

- ✓ Evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicio (N_L) en la sección subterránea de la acometida de potencia.

Para poder realizar la evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicio, es necesario conocer primero lo que se presenta a continuación.

Tabla 19. Áreas Efectivas A_1 y A_i dependiendo de las características del servicio, Tabla 12 NTC 4552-2.

	Aérea	Subterránea
A_i	$(L_c - 3(H_a + H_b)) \theta H_c$	$(L_c - 3(H_a + H_b)) \sqrt{\rho}$
A_1	$1\,000 L_c$	$25 L_c \sqrt{\rho}$

Fuente: NTC 4552-2.

Donde:

A_1 = Área efectiva de descargas sobre la acometida de servicio (m^2).

A_i = Área efectiva de descargas próximas a la acometida de servicio (m^2).

H_c = Altura (m) sobre la tierra de los conductores del servicio (m).

L_c = Longitud de la sección de la acometida de servicio, de la estructura al primer nodo (m). Un valor máximo valor $L_c = 1\,000$ m puede asumirse.

H_a = Altura de la estructura de donde proviene la acometida de servicio (m).

H_b = Altura del punto de la estructura por donde ingresa la acometida de servicio (m).

ρ = Resistividad del terreno donde la acometida es enterrada (Ω -m). El máximo valor que se puede asumir es 500Ω -m.

Y para este caso por ser acometida subterránea se utilizara la siguiente expresión:

$$A_i = (L_c - 3 * (H_a - H_b)) * \sqrt{\rho} \quad (40)$$

Remplazando con los siguientes valores:

$$L_c = 200 \text{ m}$$

$$H_a = 15 \text{ m}$$

$$H_b = 2 \text{ m}$$

$$\rho = 500 \Omega\text{-m}$$

Se tiene que el área efectiva de descargas sobre la acometida subterránea de servicio es:

$$A_I = (200 - 3 * (15 - 2)) * \sqrt{500}$$

$$A_I = 3600,069444 \text{ m}^2$$

La evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicios (N_L) puede ser evaluado por:

$$N_L = DDT * A_I * C_d * C_t * 10^{-6} \quad (41)$$

Donde:

DDT = Densidad de descargas a tierra (rayos/km²-año).

A_I = Área efectiva de descargas al servicio (m²) (véase la Tabla 19).

C_d = Factor de localización del servicio (véase la Tabla 17).

C_t = Factor de corrección por la presencia de transformadores de AT/BT localizado entre el punto de choque y la estructura (véase la Tabla 18). Este factor aplica para secciones de línea aguas arriba del transformador respecto a la estructura.

Reemplazando los valores en la anterior fórmula se obtiene que la evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicios es:

$$N_L = 1 * 3600,069444 * 0.5 * 0.2 * 10^{-6}$$

$$N_L = 0.00036000694$$

- ✓ **Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio (N_i) en la sección subterránea de la acometida de potencia.**

Utilizando la Tabla 19 para este caso por ser acometida subterránea se utilizara la siguiente expresión:

$$A_i = 25 * L_c * \sqrt{\rho} \quad (42)$$

Donde:

$$L_c = 200 \text{ m}$$

$$\rho = 500 \text{ } \Omega\text{-m}$$

Remplazando los valores obtenemos que:

$$A_i = 25 * 200 * \sqrt{500}$$

$$A_i = 111.803,3989 \text{ m}^2$$

La evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio (NI) para una sección de línea (aérea, subterránea, apantallada, sin apantallamiento, etc.) puede ser evaluado por:

$$N_i = DDT * A_i * C_e * C_t * 10^{-6} \quad (43)$$

Donde:

DDT = Densidad de descargas a tierra (rayos/km²-año)

A_i = Área efectiva de descargas cercanas al servicio (m²) (véase la Tabla 19).

C_e = Factor ambiental (véase la Tabla 20)

C_t = Factor de corrección por la presencia de transformadores de AT/BT localizado entre el punto de choque y la estructura (véase la Tabla 18). Este factor aplica para secciones de línea aguas arriba del transformador respecto a la estructura.

Tabla 20. Factor ambiental C_e , Tabla 13 NTC 4552-2.

Ambiente	C_e
Urbano con edificaciones altas ¹⁾	0
Urbano ²⁾	0,1
Suburbano ³⁾	0,5
Rural	1
¹⁾ Edificaciones de más de 20 m de altura	
²⁾ Edificaciones entre 10 m y 20 m de altura	
³⁾ Edificaciones menores a 10 m de altura	

Fuente: NTC 4552-2.

Remplazando los valores y con un $C_e = 0,1$ se tiene que:

$$N_i = 1 * 111.803,3989 * 0.1 * 0.2 * 10^{-6}$$

$$N_i = 0.00223606797$$

✓ Evaluación de las probabilidades de daño $P_A, P_B, P_C, P_M, P'_B, P'_C, P'_V, P'_W$ y P'_Z

Los valores de probabilidad P_A de lesiones a seres vivos a causa de tensiones de paso o contacto por descargas directas a la estructura, son función de las medidas de protección existentes así (véase la Tabla 21):

Tabla 21. Valores de P_A , Tabla 14 NTC 4552-2.

Medida de Protección	P_A
Sin medidas de protección	1
Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas. (E). al menos 3 mm de polietileno)	10^{-2}
Equipotencialización efectiva del suelo	10^{-3}
Avísos de advertencia	10^{-1}
NOTA Si más de una medida de protección ha sido tomada, el valor de P_A es producto de los valores correspondientes según esta tabla.	

Fuente: NTC 4552-2.

Se toma $P_A = 0.01$

El valor de la probabilidad de daño a la estructura por descargas directas P_B , es función del nivel de protección (NPR) así (Véase la Tabla 22):

Tabla 22. Valores de P_B , Tabla 15 NTC 4552-2.

Características de la estructura	Nivel de protección contra rayos	P_B
No Protegida	--	1
Estructura protegida	IV	0,2
	III	0,1
	II	0,05
	I	0,02
Estructura con un sistema de captación aéreo de acuerdo al nivel I y donde se usa el armazón de concreto reforzado como el sistema de bajantes.		0,01
Estructura con techo metálico o un sistema de captación aéreo con protección completa de cualquier instalación el techo contra impactos directos de rayo y donde se usa el armazón de concreto reforzado como el sistema de bajantes.		0,001
NOTA Los valores de probabilidad descritos en la tabla son posibles siempre y cuando el sistema de protección contra rayos cumpla con los criterios de NTC 4552.		

Fuente: NTC 4552-2.

Se toma $P_B = 0.02$

La probabilidad de daño de sistemas internos por impacto directo a la estructura depende del sistema coordinado de protección interno adoptado. Los valores de P_{DPS} dependen del nivel de protección contra rayos (NPR) al cual han sido diseñados los DPS's, (Véase la Tabla 23).

Tabla 23. Valores de P_{DPS} , Tabla 16 NTC 4552-2.

Nivel de protección contra rayos	P_{DPS}
Sin sistema coordinado de protección	1
III - IV	0,03
II	0,02
I	0,01
Son posibles valores menores de P_C en el caso en que los dispositivos de protección tengan mejores características de protección (mayor capacidad de corriente soportable, menor nivel de protección, etc.) comparado con requerimientos definidos para el Nivel I de Protección contra Rayos.	0,005 - 0,001
NOTA: Solo un sistema coordinado de DPSs es adecuado como medida de reducción de P_C . NOTA: Sistemas internos apantallados conectados a líneas externas a través de ductos apantallados no requieren de un sistema coordinado de DPSs.	

Fuente: NTC 4552-2.

Se tomo $P_C = 0.01$

✓ Probabilidad de daño de sistemas internos P_M

La probabilidad de daño de sistemas internos por impactos cercanos a la estructura, depende de las medidas de protección adoptadas, de acuerdo al factor K_{MS} (véase la Tabla 25); el cual se determina como:

$$K_{MS} = K_{S1} * K_{S2} * K_{S3} * K_{S4} \quad (44)$$

Donde:

Factor de eficacia del apantallamiento de la estructura del sistema de protección externo o de otros escudos en la frontera LPZ0/1.

$$K_{S1} = 0,12 * w \quad (45)$$

Factor de eficacia del apantallamiento interno de la estructura. Frontera LPZ X/Y Y ($X > 0$, $Y > 1$).

$$K_{S2} = 0,12 * w \quad (46)$$

Para K_{S3} tener en cuenta el factor de características del cableado interno véase la Tabla 24.

Tabla 24. Valores de K_{S3} , Tabla 17 NTC 4552-2.

Tipo de Cableado Interno	K_{S3}
Cables sin pantalla - Sin precaución de evitar lazos en la ruta ¹	1
Cables sin pantalla - Con precaución de evitar grandes lazos en la ruta ²	0,2
Cables sin pantalla - Con precaución de evitar lazos en la ruta ³	0,02
Cable apantallado con resistencia de pantalla ⁴ $5 < R_s \leq 20 \Omega/\text{km}$	0,001
Cable apantallado con resistencia de pantalla ⁴ $1 < R_s \leq 5 \Omega/\text{km}$	0,0002
Cable apantallado con resistencia de pantalla ⁴ $R_s \leq 1 \Omega/\text{km}$	0,0001
¹ Lazo de conductores formado por diferentes rutas a lo largo de edificaciones largas (lazo del orden de 80 m ²) ² Lazo formado por conductores alojados en el mismo ducto con diferentes rutas en edificaciones pequeñas (lazo del orden de 10 m ²) ³ Lazo formado por conductores alojados en el mismo cable (lazo del orden de 0,5 m ²) ⁴ Cable con resistencia de pantalla R_s unida al barraje equipotencial en ambos extremos y equipo conectado al mismo barraje. NOTA para cableado en conduit metálico aterrizado en sus extremos al barraje equipotencial; los valores de K_{S3} deben multiplicarse por 0,1	

Fuente: NTC 4552-2.

Factor de soportabilidad al impulso tipo rayo del sistema a proteger.

$$K_{S4} = \frac{1,5}{U_w} \quad (47)$$

w = Ancho en metros de la cuadrícula del escudo espacial, o el ancho de la malla o los conductores bajantes, o la distancia entre las columnas en sistemas que utilizan la estructura de concreto reforzado como sistema natural de protección contra rayos.

U_w = es el menor valor de la tensión soportable al impulso tipo rayo en KV contenido en el sistema a proteger.

Con $w = 10$ m, $U_w = 1.5$ kV y utilizando las ecuaciones 45, 46, 47 y la Tabla 24 se obtiene los siguientes valores:

$$\begin{aligned} K_{S1} &= 0,12 * 10 = 1,2 \\ K_{S2} &= 0,12 * 10 = 1,2 \\ K_{S3} &= 0,0002 \\ K_{S4} &= \frac{1,5}{1,5} = 1 \end{aligned}$$

$$K_{MS} = 1,2 * 1,2 * 0,0002 * 1 = 0,000288$$

Tabla 25. Valores de P_{MS} en función de K_{MS} , Tabla 18 NTC 4552-2.

K_{MS}^1	P_{MS}
$\geq 0,4$	1
0,15	0,9
0,07	0,5
0,035	0,1
0,021	0,01
0,016	0,005
0,015	0,003
0,014	0,001
$\leq 0,013$	0,0001

NOTA Para sistemas internos con equipos con niveles de soportabilidad al impulso inferiores a los estándar, se asignará un valor de $P_{MS} = 1$

Fuente: NTC 4552-2.

De acuerdo con el factor K_{MS} y a la Tabla 25, la probabilidad de daño de sistemas internos por impactos cercanos a la estructura es:

$$P_{MS} = 0,0001$$

Cuando es provisto un sistema coordinado de protecciones en concordancia con la normatividad nacional vigente para protección y reducción de fallas de sistemas internos, o en su defecto la norma IEC 62305-4 o los documentos normativos IEEE C62.41-1 e IEEE C62.41-2 o la normatividad UIT serie K, el valor de P_M será el menor entre P_{MS} y P_C , entonces:

$$P_M = 0,0001$$

✓ Probabilidades de daño P'_B , P'_C

La probabilidad P'_B que una descarga que impacte a una estructura a la cual una acometida de servicio con conductores metálicos, pueda causar daños físicos, y la probabilidad P'_C que una descarga, que impacte a una estructura a la cual una acometida de servicio con conductores metálicos, pueda causar fallas en los aparatos conectados, está relacionada con la corriente de falla I_a .

La corriente de falla I_a depende de las características de la línea, del número de acometidas de servicio con que cuenta la estructura y de las medidas de protección adoptadas.

Para acometidas de servicio con conductores metálicos no apantallados puede asumirse $I_a = 0$.

Para líneas apantalladas, la corriente de falla I_a en (kA) puede evaluarse como:

$$I_a = \frac{25 * n * U_W}{R_S * K_d * K_p} \quad (48)$$

Donde:

K_d = Factor que depende de las características de la línea (véase la Tabla 26).

K_p = Factor de medida de protección adoptada (véase la Tabla 27).

U_W = Tensión soportada al impulse tipo rayo en KV, (véase la Tabla 28 y la Tabla 29).

R_S = Resistencia óhmica del apantallamiento del cable en Ω/km .

n = Numero de acometidas de servicio a la estructura.

Tabla 26. Valores del factor K_d como función de las características del apantallamiento de la línea, Tabla 21 NTC 4552-2.

Característica de la Línea	K_d
Con la pantalla en contacto con el suelo	1
Con la pantalla sin contacto con el suelo	0,4

Fuente: NTC 4552-2.

Tabla 27. Valores del factor K_p como función de las medidas de protección, Tabla 22 NTC 4552-2.

Medida de Protección	K_p
Sin medidas de protección	1
Cables adicionales apantallados - un conductor ¹	0,6
Cables adicionales apantallados - un conductor ¹	0,4
Ducto de cables protegido contra rayo ²	0,1
Cable protegido contra rayos ³	0,02
Cables adicionales apantallados - tubo de acero	0,01

¹ El cable apantallado está instalado 30 cm por encima del cable, dos cables apantallados están ubicados encima del cable dispuestos simétricamente con respecto al eje del cable.

² Ducto para cables de baja resistividad en contacto con el suelo (ej. ducto metálico o de concreto reforzado)

³ Cable especial con soportabilidad dieléctrica aumentada cuya pantalla metálica está en contacto continuo con el suelo.

Fuente: NTC 4552-2.

Tabla 28. Tensión disruptiva soportable U_w en función del tipo de cable, Tabla 23 NTC 4552-2.

Tipo de Cable	U_n [kV]	U_w [kV]
Cable de Telecomunicaciones - Aislado en papel	-	1,5
Cable de Telecomunicaciones - Aislado en PVC	-	5
Potencia	≤ 1	15
Potencia	3	45
Potencia	6	60
Potencia	10	75
Potencia	15	95
Potencia	20	125
Un: Tensión Nominal		

Fuente: NTC 4552-2.

Tabla 29. Tensión disruptiva al impulso U_w en función del tipo equipo, Tabla 24 NTC 4552-2.

Tipo de Aparato	U_w [kV]
Electrónico	1,5
Aparato eléctrico para usuario ($U_n \leq 1$ kV)	2,5
Aparato eléctrico para red ($U_n \leq 1$ kV)	6

Fuente: NTC 4552-2.

Con los siguientes valores tomados:

$$\begin{aligned}
 n &= 24 \\
 R_s &= 5 \Omega/km \\
 U_w &= 1,5 \text{ kV} \\
 K_d &= 1 \\
 K_p &= 0,4
 \end{aligned}$$

Entonces la corriente de falla para líneas apantalladas es:

$$I_a = \frac{25 * 24 * 1.5}{5 * 1 * 0.4} = 450 \text{ kA}$$

Tabla 30. Valores de Probabilidad P'B, P'C, P'V y P'W en relación a la corriente de falla I_a , Tabla 25 NTC 4552-2.

I_a [kA]	P'B P'C P'V P'W
0	1
3	0,99
5	0,95
10	0,9
20	0,8
30	0,6
40	0,4
50	0,3
60	0,2
80	0,1
100	0,05
150	0,02
200	0,01
300	0,005
400	0,002
600	0,001

Fuente: NTC 4552-2.

De la Tabla 30:

$$\begin{aligned}
 P'_B &= 0,001 \\
 P'_C &= 0,001 \\
 P'_V &= 0,001 \\
 P'_W &= 0,001
 \end{aligned}$$

✓ Probabilidades de daño P'v, P'w

La probabilidad que una descarga en la acometida de servicio cause daños físicos a una estructura (P'_v) o la probabilidad que cause fallas en los aparatos conectados a la misma (P'_w), están relacionadas con la corriente de falla I_a ; La cual depende de las características de la línea y de las medidas de protección adoptadas.

Para acometidas de servicio con conductores metálicos no apantallados puede asumirse $I_a = 0$

Para líneas apantalladas, la corriente de falla I_a en (kA) puede evaluarse como:

$$I_a = \frac{25 * U_w}{R_s * K_d * K_p} \quad (49)$$

Donde:

K_d = Factor que depende de las características de la línea (véase la Tabla 26).

K_p = Factor de medida de protección adoptada (véase la Tabla 27).

U_w = tensión soportada al impulse tipo rayo en kV, (véanse la Tabla 28 y la Tabla 29).

R_s = resistencia óhmica del apantallamiento del cable en Ω/km .

Se calcula la corriente de falla como sigue:

$$I_a = \frac{25 * 1.5}{5 * 1 * 0.4} = 18.75 \text{ kA}$$

De acuerdo a la Tabla 30.

$$P'_v = 0,8$$

$$P'_w = 0,8$$

✓ Probabilidad de daño P'_z

La probabilidad P'_z que una descarga que impacte cerca a la acometida de servicio cause falla en los sistemas eléctricos o electrónicos, depende de las características de la línea y de las medidas de protección adoptadas.

Cuando se implementan DPS's conforme a la normatividad nacional vigente para protección y reducción de fallas de sistemas internos, o en su defecto la norma IEC 62305-4 o los documentos normativos IEEE C62.41-1 e IEEE C62.41-2 o la normatividad UIT serie K, el valor de P'_z es el menor entre P_{DPS} Tabla 23 y P_{L1} Tabla 31.

Tabla 31. Valores de PL1 en función de la tensión soportable al impulso tipo rayo U_w del equipo y la resistencia de la pantalla del cable R_s , Tabla 20 NTC 4552-2.

U_w [kV]	Sin pantalla	Pantalla no conectada a barra equipotencial a la cual esta conectada el equipo	Apantallamiento y equipo unido a barra equipotencial		
			$5 < R_s \leq 20$ [Ω /km]	$1 < R_s \leq 5$ [Ω /km]	$R_s \leq 1$ [Ω /km]
1,5	1	0,5	0,15	0,04	0,02
2,5	0,4	0,2	0,06	0,02	0,008
4	0,2	0,1	0,03	0,008	0,004
6	1	0,05	0,2	0,004	0,002

R_s : resistencia de la pantalla del cable (Ω /km).

Fuente: NTC 4552-2.

Entonces,

$$P'_z = 0,01$$

- ✓ Evaluación de P_U , P_V , P_W y P_Z en la sección subterránea de la acometida de potencia.

El valor de la probabilidad de lesiones a seres vivos P_U a causa de tensiones de toque o paso por descargas sobre las acometidas de servicio, depende de las características del apantallamiento del servicio; de la soportabilidad al impulso tipo rayo de los sistemas internos conectados al servicio; de medidas de protección como: notas de advertencia, restricciones de acceso, etc; y de los DPS's conectados en la entrada de la acometida de servicio.

Cuando los DPS's cumplen los requerimientos de equipotencialización de NTC 4552-3, P_U será el menor valor entre P_{DPS} Tabla 23 y el valor dado en la Tabla 32.

Tabla 32. Valores de probabilidad de daño PLD en sistemas internos en función de la resistencia del apantallamiento R_s y la tensión soportable U_w del cable, Tabla 19 NTC 4552-2.

Tipo de acometida	U_w [kV]	$5 < R_s \leq 20$ [Ω /km]	$1 < R_s \leq 5$ [Ω /km]	$R_s \leq 1$ [Ω /km]
Cable apantallado	1,5	1	0,8	0,4
	2,5	0,95	0,6	0,2
	4	0,9	0,3	0,04
	6	0,8	0,1	0,02
Cable NO apantallado	1			

R_s (Ω /km): resistencia del apantallamiento del cable.

Fuente: NTC 4552-2.

P_{LD} para $U_w = 1.5 \text{ Kv}$ y $R_s = 5 \Omega/\text{Km}$.

$$P_{LD} = 0,8$$

Entonces,

$$P_C = 0,01$$

El menor valor lo multiplicamos por P_A .

$$P_U = P_A * P_C \quad (50)$$

Entonces,

$$P_U = 0,01 * 0,01 = 1 * 10^{-4}$$

P_V se toma el menor entre P_C (Tabla 23) y P_{LD} (Tabla 32).

$$P_V = 0,01$$

P_W se toma el menor entre P_C (Tabla 23) y P_{LD} (Tabla 32).

$$P_W = 0,01$$

P_Z se toma el menor entre P_C (Tabla 23) y P_{L1} (Tabla 31) para $U_w = 1,5 \text{ kV}$ y $R_s = 5 \Omega/\text{km}$ y $P_{L1} = 0,04$.

$$P_Z = 0,01$$

✓ **Evaluación de la cantidad de pérdidas L_x Pérdidas de vidas humanas.**

Las pérdidas de vidas humanas por tensiones de paso y contacto fuera de la estructura, se puede estimar como:

$$L_A = r_a * L_t \quad (51)$$

Donde:

r_a = Factor reductor de pérdida de vidas por características del suelo o terreno (véase la Tabla 33).

L_t = Pérdidas debido a lesiones por tensiones de paso y contacto fuera de la estructura (véase la Tabla 34).

Tabla 33. Valores de factores de reducción r_a y r_u en función del tipo suelo o piso, Tabla 27 NTC 4552-2.

Tipo de Superficie	Resistencia de contacto [K Ω] ⁽¹⁾	r_a y r_u
Agricultura, concreto	≤ 1	10^{-2}
Mármol, cerámica	1 - 10	10^{-3}
Gravilla, tapete	10 - 100	10^{-4}
Asfalto, madera, linóleo	≥ 100	10^{-5}
⁽¹⁾ Valores medidos entre 400 cm ² electrodos con una fuerza de 500 N y un punto infinito		

Fuente: NTC 4552-2.

Tabla 34. Valores promedio típicos de L_t , L_f y L_o para L1, Tabla 26 NTC 4552-2.

Tipo de estructura	L_t
Todos los tipos – personas dentro de la estructura	10^{-4}
Todos los tipos – personas fuera de la estructura	10^{-2}
Tipo de Estructura	L_f
Hospitales, hoteles, edificios civiles	10^{-1}
Industrial, comercial, escuelas	5×10^{-2}
Entretenimiento público, Iglesias, museos	2×10^{-3}
Tipo de Estructura	L_o
Riesgo de explosión	10^{-1}
hospitales	10^{-3}

Fuente: NTC 4552-2.

Teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned}
 r_a &= 1 * 10^{-3} \\
 L_t &= 1 * 10^{-4} \\
 L_A &= 1 * 10^{-3} * 1 * 10^{-4} = 1 * 10^{-7} \\
 L_A &= L_U = 1 * 10^{-7}
 \end{aligned}$$

Las pérdidas de vidas humanas por fuego o explosión dentro de las estructura por arco eléctrico, se puede estimar así:

$$L_B = r_p * h_z * r_f * L_f \quad (52)$$

Donde:

r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio (véase la Tabla 35).

r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura (véase la Tabla 36).

h_z = Factor de incremento de pérdida debida a daños físicos por presencia de condiciones especiales peligrosas (véase la Tabla 37).

L_f = Pérdida de vidas humanas por daños físicos.

Tabla 35. Valores de factores de reducción r_p en función de las medidas de prevención para reducir las consecuencias de fuego, Tabla 28 NTC 4552-2.

Medida de prevención	r_p
Sin medida de prevención	1
Una de las siguientes prevenciones: Extintores manuales; instalaciones de alarma manual; hidrantes, compartimientos contra fuego; rutas de evacuación	0,5
Una de las siguientes prevenciones: Extintores automáticos; instalaciones de alarma automática (*)	0,2
(*) Solo si esta protegida contra sobretensiones o otros daños y tiempo de respuesta de los bomberos menor a 10 min. Si más de una de estas medidas de provisión se aplican, es necesario tomar el valor mas bajo entre los calculados individualmente. En una estructura con riesgo de explosión $r_p = 1$.	

Fuente: NTC 4552-2.

Tabla 36. Valores de factor de reducción r_f en función del riesgo de fuego de la estructura, Tabla 29 NTC 4552-2.

Riesgo de fuego	r_f
Explosión	1
Alto	10^{-1}
Ordinario	10^{-2}
Bajo	10^{-3}
Ninguno	0

Fuente: NTC 4552-2.

Tabla 37. Valores de factor de incremento h_z en función de la cantidad de pérdidas en presencia de situaciones especiales de peligro, Tabla 30 NTC 4552-2.

Clase especial de riesgo	h_z
Sin riesgo especial	1
Nivel bajo de pánico (Edificación de dos pisos con un número no mayor a 100 personas)	2
Nivel medio de pánico (Edificaciones diseñadas para eventos culturales o deportivos, con un número de participantes entre 100 y 1 000 personas)	5
Dificultad de evacuación (edificación con personas inmovilizadas)	5
Nivel alto de pánico (Edificaciones diseñadas para eventos culturales o deportivos, con un número de participantes superiores a 1 000 personas)	10
Peligro por ambiente alrededor	20
Contaminación del ambiente alrededor	50

Fuente: NTC 4552-2.

Teniendo en cuenta los valores para:

$$\begin{aligned}
 r_p &= 0,5 \\
 h_z &= 5 \\
 r_f &= 0,1 \\
 L_f &= 0,1 \\
 L_B &= 0,5 * 5 * 0,1 * 0,1 = 0,0025 \\
 L_B &= L_V = 0,0025
 \end{aligned}$$

Se pueden asumir valores medio de L_C , para todos los tipos de estructuras cuando la determinación de n_p , n_t y t_p es incierta o difícil de obtener. Para este caso $L_O = L_C$ (véase la Tabla 34).

$$L_O = L_C = L_M = L_W = L_Z = 0,001$$

✓ **Pérdidas de servicio público**

De la Tabla 35:

$$r_p = 0,5$$

De la Tabla 36:

$$r_f = 0,1$$

De la Tabla 38:

$$L_f = 0,01$$

Tabla 38. Valores medios típicos de L_f y L_o para L2, Tabla 31 NTC 4552-2.

Tipo de servicio	L_f	L_o
GAS, ACUEDUCTO	10^{-1}	10^{-2}
TV, TLC, SUMINISTRO DE POTENCIA	10^{-2}	10^{-3}

Fuente: NTC 4552-2.

Utilizando la ecuación 52 se tiene que:

$$L_B = 0,5 * 0,1 * 0,01 = 0,0005$$

$$L_B = L_V = 0,0005$$

De la Tabla 38:

$$L_O = L_C = L_M = L_W = L_Z = L'_C = L'_W = L'_Z = 0,001$$

También de la Tabla 38:

$$L'_B = L_F = L'_V = 0,01$$

✓ **Pérdida de patrimonio cultural**

De la Tabla 35:

$$r_p = 0,5$$

De la Tabla 36:

$$r_f = 0,1$$

De la Tabla 38:

$$L_f = 0,1$$

Utilizando la ecuación 52 se tiene que:

$$L_B = 0,5 * 0,1 * 0,1 = 0,005$$

$$L_B = L_V = 0,005$$

✓ **Pérdidas económicas**

De la Tabla 33:

$$r_a = 1 * 10^{-3}$$

De la Tabla 39:

$$L_t = 1 * 10^{-4}$$

Tabla 39. Valores promedio típicos para L_t , L_f y L_o para pérdida económica L_A , Tabla 32 NTC 4552-2.

Tipo de Estructura	L_t
Todos los tipos – personas dentro de la estructura	10^{-4}
Todos los tipos – personas fuera de la estructura	10^{-2}
Tipo de Estructura	L_f
Hospitales, Industrias, museos, uso agrícola	0,5
Hoteles, escuelas, oficinas, centros comerciales, iglesias, bancos	0,2
otros	0,1
Tipo de Estructura	L_o
Riesgo de explosión	10^{-1}
Hospitales, Industria, oficinas, hoteles, bancos	10^{-2}
Museos, uso agrícola, escuelas, iglesias, centros comerciales,	10^{-3}
otros	10^{-4}

Fuente: NTC 4552-2.

Utilizando la ecuación 51 se tiene que:

$$L_A = 1 * 10^{-3} * 1 * 10^{-4} = 1 * 10^{-7}$$

$$L_A = L_U = L_V = 1 * 10^{-7}$$

De la Tabla 35:

$$r_p = 0,5$$

De la Tabla 36:

$$r_f = 0,1$$

De la Tabla 38:

$$L_f = 0,5$$

De la Tabla 37:

$$h_z = 5$$

Utilizando la ecuación 52 se tiene que:

$$L_B = 0,5 * 0,1 * 5 * 0,1 = 0,125$$

$$L_B = L_V = 0,125$$

De la Tabla 39:

$$L_O = L_C = L_M = L_W = L_Z = L'_C = L'_W = L'_Z = 0,01$$

También de la Tabla 39:

$$L'_B = L'_F = L'_V = 0,5$$

7.9.1 Riesgo y componentes de riesgo en la estructura.

✓ Riesgo de pérdida de vida humana.

$$R_A = N_D * P_A * L_A = 0,011464158 * 0,01 * 1 * 10^{-7} = 1.1464158 * 10^{-11}$$

$$R_B = N_D * P_B * L_B = 0,011464158 * 0,02 * 0,025 = 5.732079 * 10^{-6}$$

$$R_C = N_D * P_C * L_C = 0,011464158 * 0,01 * 0,001 = 1.1464158 * 10^{-7}$$

$$R_M = N_M * P_M * L_M = 0,2065353827 * 0,0001 * 0,001 = 2.065353827 * 10^{-8}$$

$$R_U = [(N_L + N_{Da}) * P_U * L_U]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) * P_U * L_U]_{Tel}$$

$$R_U = [(0.00036000694 + 0.00229283163) * 1 * 10^{-7} * 10^{-7}]_{Pot} = 2.65283163 * 10^{-17}$$

$$R_V = [(N_L + N_{Da}) * P_V * L_V]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) * P_V * L_V]_{Tel}$$

$$R_V = [(0.00036000694 + 0.00229283163) * 0,01 * 0,025]_{Pot} = 5.82208081 * 10^{-6}$$

$$R_W = [(N_L + N_{Da}) * P_W * L_W]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) * P_W * L_W]_{Tel}$$

$$R_W = [(0.00036000694 + 0.00229283163) * 0,01 * 0,001]_{Pot} = 2.65283857 * 10^{-8}$$

$$R_Z = [(N_i - N_L) * P_Z * L_Z]_{Pot} + [(N_i - N_L) * P_Z * L_Z]_{Tel}$$

$$R_Z = [(0.00223606797 - 0.00036000694) * 0,01 * 0,001]_{Pot} = 1.87606103 * 10^{-8}$$

$$R_1 = R_A + R_B + R_C + R_M + R_U + R_V + R_W + R_Z = 1.173475539 * 10^{-5}$$

✓ Riesgo de pérdida del servicio público

$$R_B = N_D * P_B * L_B = 0,011464158 * 0,02 * 0,0005 = 1.1464158 * 10^{-7}$$

$$R_C = N_D * P_C * L_C = 0,011464158 * 0,01 * 0,001 = 1.1464158 * 10^{-7}$$

$$R_M = N_M * P_M * L_M = 0,2065353827 * 0,0001 * 0,001 = 2.065353827 * 10^{-8}$$

$$R_V = [(N_L + N_{Da}) * P_V * L_V]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) * P_V * L_V]_{Tel}$$

$$R_V = [(0.00036000694 + 0.00229283163) * 0,01 * 0,0005]_{Pot} = 1.326419285 * 10^{-8}$$

$$R_W = [(N_L + N_{Da}) * P_W * L_W]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) * P_W * L_W]_{Tel}$$

$$R_W = [(0.00036000694 + 0.00229283163) * 0,01 * 0,001]_{Pot} = 2.65283857 * 10^{-8}$$

$$R_Z = [(N_i - N_L) * P_Z * L_Z]_{Pot} + [(N_i - N_L) * P_Z * L_Z]_{Tel}$$

$$R_Z = [(0.00223606797 - 0.00036000694) * 0,01 * 0,001]_{Pot} = 1.87606103 * 10^{-8}$$

$$R_2 = R_B + R_C + R_M + R_V + R_W + R_Z = 3.08489887 \cdot 10^{-7}$$

✓ **Riesgo de pérdida del patrimonio cultural**

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot L_B = 0,011464158 \cdot 0,02 \cdot 0,005 = 1.1464158 \cdot 10^{-6}$$

$$R_V = [(N_L + N_{Da}) \cdot P_V \cdot L_V]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) \cdot P_V \cdot L_V]_{Tel}$$

$$R_V = [(0,00036000694 + 0,00229283163) \cdot 0,01 \cdot 0,005]_{Pot} = 1.326419285 \cdot 10^{-7}$$

$$R_3 = R_B + R_V = 1.279057729 \cdot 10^{-6}$$

✓ **Riesgo de pérdida de valor económico**

Para este ejemplo RA y RU no se calculan por ser esta una propiedad donde no existen pérdidas de animales.

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot L_B = 0,011464158 \cdot 0,02 \cdot 0,125 = 2.8660395 \cdot 10^{-5}$$

$$R_C = N_D \cdot P_C \cdot L_C = 0,011464158 \cdot 0,01 \cdot 0,01 = 1.1464158 \cdot 10^{-6}$$

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot L_M = 0,2065353827 \cdot 0,0001 \cdot 0,01 = 2.065353827 \cdot 10^{-7}$$

$$R_V = [(N_L + N_{Da}) \cdot P_V \cdot L_V]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) \cdot P_V \cdot L_V]_{Tel}$$

$$R_V = [(0,00036000694 + 0,00229283163) \cdot 0,01 \cdot 0,125]_{Pot} = 3.316048213 \cdot 10^{-6}$$

$$R_W = [(N_L + N_{Da}) \cdot P_W \cdot L_W]_{Pot} + [(N_L + N_{Da}) \cdot P_W \cdot L_W]_{Tel}$$

$$R_W = [(0,00036000694 + 0,00229283163) \cdot 0,01 \cdot 0,01]_{Pot} = 2.65283857 \cdot 10^{-7}$$

$$R_Z = [(N_i - N_L) \cdot P_Z \cdot L_Z]_{Pot} + [(N_i - N_L) \cdot P_Z \cdot L_Z]_{Tel}$$

$$R_Z = [(0,00223606797 - 0,00036000694) \cdot 0,01 \cdot 0,01]_{Pot} = 1.87606103 \cdot 10^{-7}$$

$$R_4 = R_B + R_C + R_M + R_V + R_W + R_Z = 3.378228436 \cdot 10^{-5}$$

7.9.2 Riesgo y componentes de riesgo en acometidas de servicio.

✓ **Riesgo de pérdida del servicio público.**

$$R'_B = N_D \cdot P'_B \cdot L'_B = 0,011464158 \cdot 0,001 \cdot 0,01 = 1.1464158 \cdot 10^{-7}$$

$$R'_C = N_D \cdot P'_C \cdot L'_C = 0,011464158 \cdot 0,001 \cdot 0,001 = 1.1464158 \cdot 10^{-8}$$

$$R'_V = (N_{Lpot} + N_{Ltel}) \cdot P'_V \cdot L'_V = (0,00036000694) \cdot 0,8 \cdot 0,01 = 2.88005552 \cdot 10^{-6}$$

$$R'_W = (N_{Lpot} + N_{Ltel}) \cdot P'_W \cdot L'_W = (0,00036000694) \cdot 0,8 \cdot 0,001 = 2.88005552 \cdot 10^{-7}$$

$$R'_Z = [(N_i - N_L)_{Lpot} + (N_i - N_L)_{Ltel}] \cdot P'_Z \cdot L'_Z = [(0,00223606797 - 0,00036000694) \cdot 0,01 \cdot 0,001 = 1.87606103 \cdot 10^{-8}$$

$$R'_2 = R'_B + R'_C + R'_V + R'_W + R'_Z = 3.31292742 * 10^{-6}$$

✓ **Riesgo de pérdida de valor económico.**

$$R'_B = N_D * P'_B * L'_B = 0,011464158 * 0.001 * 0.5 = 5.732079 * 10^{-6}$$

$$R'_C = N_D * P'_C * L'_C = 0,011464158 * 0.001 * 0.01 = 1.1464158 * 10^{-7}$$

$$R'_V = (N_{Lpot} + N_{Ltel}) * P'_V * L'_V = (0.00036000694) * 0.8 * 0.5 = 1.44002776 * 10^{-4}$$

$$R'_W = (N_{Lpot} + N_{Ltel}) * P'_W * L'_W = (0.00036000694) * 0.8 * 0.01 = 2.88005552 * 10^{-6}$$

$$R'_Z = [(N_i - N_L)_{Lpot} + (N_i - N_L)_{Ltel}] * P'_Z * L'_Z = [(0.00223606797 - 0.00036000694)] * 0.01 * 0.01 = 1.87606103 * 10^{-7}$$

$$R'_4 = R'_B + R'_C + R'_V + R'_W + R'_Z = 1.529171582 * 10^{-4}$$

Tabla 40. Valores Típicos de Riesgo Tolerable, Tabla 27 NTC 4552-2.

Tabla 27 NTC 4552-2				
Valores Típicos de riesgo tolerable				
Tipo de pérdida	$R_T (L^{-2})$	Riesgo y componentes de riesgo en las subestaciones	Riesgo y componentes de riesgo en los recorridos de servicio	Requisito o uso de SEPRA
Pérdida de vidas o lesiones permanentes	0.00001	$1.17948E-05$		Prohibido
Pérdida de servicios críticos	0.001	$8.0989E-07$	$8.94229E-05$	MR
Pérdida de patrimonio Cultural	0.001	$1.77206E-05$		MR

Fuente: NTC 4552-2.

Como podemos ver en la Tabla 40, por pérdidas de vidas o lesiones permanentes requiere de un sistema de protección contra rayo.

Tabla 41. Medianas del valor pico de la corriente de retorno del rayo en diferentes zonas del planeta (Adaptado de Lee et. Al. 1979), Tabla A.3. NTC 4552-2.

Pais	Mediana (kA)
Estados Unidos	23
Suiza	30
Suecia	30
Polonia	31
Malasia	36
Brasil	43
Rodesia	42
Colombia	43
1) Monte cachimbo, minas Gerais, Brasil 1996	
2) Valor estimado mediante mediciones de campo eléctrico a menos de 100 km y aplicando el modelo MTL. [1]	

Fuente: NTC 4552-2.

Teniendo en cuenta la Tabla 41 y según la NTC 4552-1 el diseñador es libre de usar cualquier radio de la esfera, siempre y cuando estos sean inferiores a los mostrados en la Tabla 42:

Tabla 42. Valores mínimos de parámetros del rayo relativos al radio de la esfera rodante correspondiente a cada NPR, Tabla 6 NTC 4552-1.

Criterio de interceptación			NPR			
	Símbolo	Unidad	I	II	III	IV
Corriente pico mínima	I	kA	17	21	26	30
Radio esfera rodante	R	m	35	40	50	55

Fuente: NTC 4552-1.

Con la evaluación realizada para determinar el nivel de riesgo frente a descargas atmosféricas basada en la NTC 4552 - 1, 2 y 3 se ha determinado que para las condiciones propuestas de la edificación multifamiliar tipo en la Ciudadela Santo Tomas, se elige utilizar un sistema de apantallamiento externo de nivel IV.

Con el fin de minimizar las probabilidades de daños debido a impactos sobre estructura por descargas atmosféricas se dispuso la elaboración del siguiente sistema:

Se proyecta un pararrayo tipo Franklin colocado 3,6 metros sobre el techo de cada bloque, y apoyado en tubo galvanizado IMC de 1", desde donde se hará el bajante en cable de cobre desnudo calibre 2/0 AWG y empalma a un apantallamiento también en cable de cobre desnudo calibre 2/0 AWG que rodea la estructura de la edificación en su parte superior.

De este sistema se desprenden dos (2) bajantes paralelos en cable de cobre THHN calibre 2/0 AWG, que se encargan de transportar la corriente producida por el rayo a un sistema de apantallamiento externo que rodea toda la base de la edificación junto con los varillas de cobre debidamente enterradas y soldadas al sistema inferior, que a su vez se conecta con la malla de tierra de la subestación.

Se instalan dos bajantes para distribuir mejor la corriente del rayo y es equipotencializada al ser empalmados con el apantallamiento, esta recomendación se da en la NTC 4552-3 en la sección E.5.3, de la misma manera los bajantes se instalan en línea recta hacia el suelo y se ubicaran en puntos importantes y equidistantes de la edificación, para reducir los impactos laterales y las perturbaciones electromagnéticas dentro de la estructura.

Tabla 43. Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección, Tabla 2 NTC 4552-3.

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

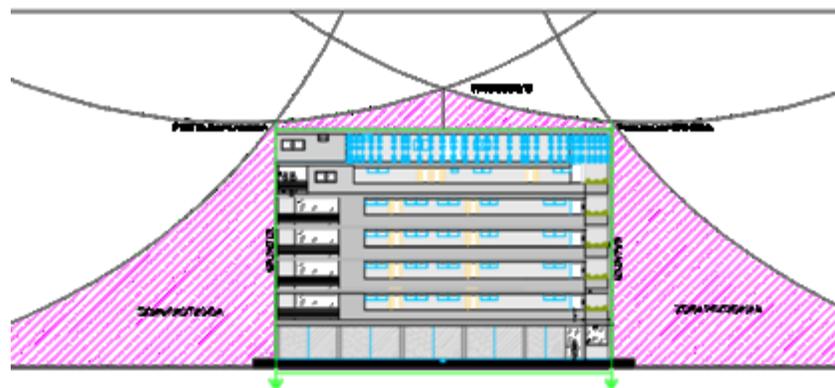
Fuente: NTC 4552-3.

Según la NTC 4552-1 en la que se establecen los niveles de protección contra rayos mediante el método de la esfera rodante y el estudio de nivel de riesgo frente a descargas atmosféricas el radio de la esfera rodante según la Tabla 43 es de 55 metros por lo que se instalarán cuatro (4) puntas captadoras en las esquinas del techo de cada edificación.

A continuación se muestra la aplicación del radio de protección nivel IV propuesto sobre la edificación multifamiliar tipo, en sus diferentes vistas.

La Fig. 7 muestra la vista frontal de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.

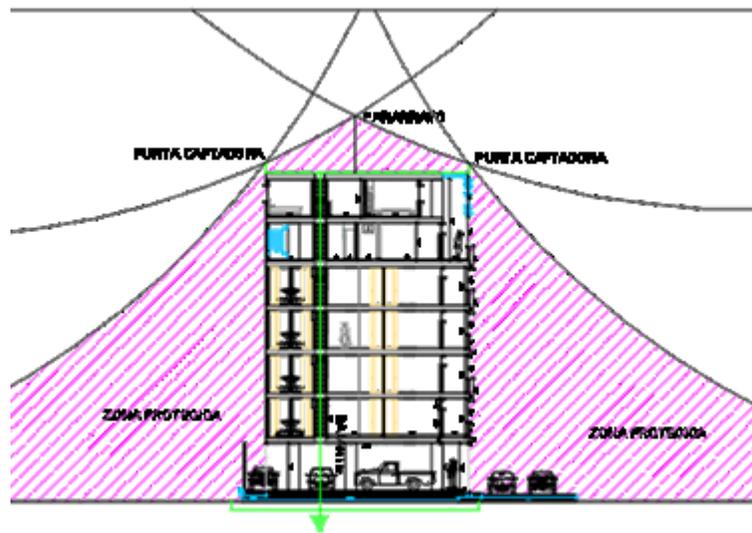
Fig. 7. La vista frontal de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.



Fuente: El autor.

La Fig. 8 muestra la vista lateral de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.

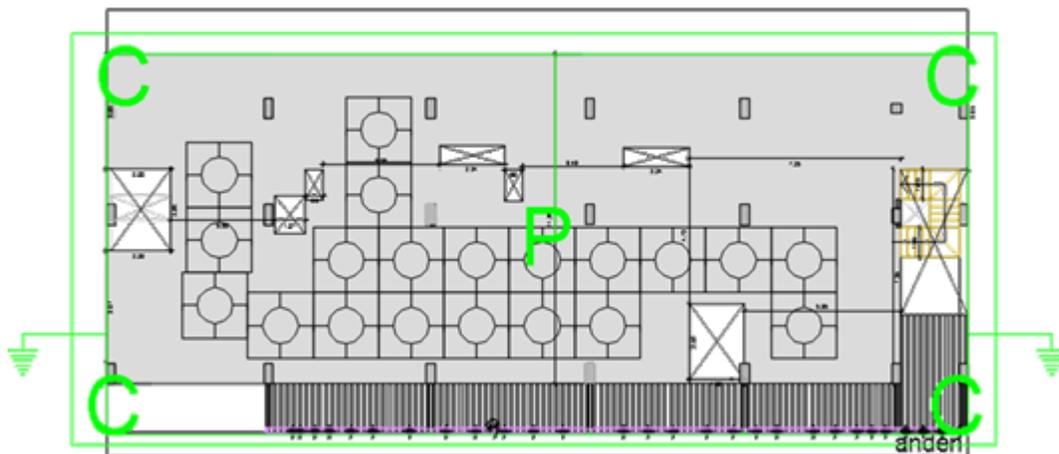
Fig. 8. La vista lateral de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.



Fuente: El autor.

La Fig. 9 muestra la vista superior de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.

Fig. 9. La vista superior de la edificación multifamiliar con el sistema de protección contra rayos propuesto.



Fuente: El autor.

7.10 ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS

Para el análisis del nivel de riesgo se basó en el artículo 9.2 del RETIE, el cual se transcribe a continuación.

Para la elaboración del presente reglamento se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo. [5]

Para los efectos del presente reglamento se entenderá que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos. [5]

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones (Tabla 44). La metodología a seguir en un caso en particular, es la siguiente: [5]

- a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- b. Definir si el riesgo es potencial o real.
- c. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- d. 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.
- e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 45.

Tabla 44. Matriz para análisis de riesgos, Tabla 9.3 RETIE.

RIESGO A EVALUAR:	por		(al) o (en)							
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)		FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)					
POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA						
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	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: _____ MP: _____ Fecha: _____										

Fuente: Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

Tabla 45. Decisiones y acciones para controlar el riesgo, Tabla 9.4 RETIE.

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisible para trabajar. Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> • ¿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.

Fuente: Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

Para determinar la existencia de alto riesgo, la situación debe ser evaluada por un profesional competente en electrotecnia y basarse en los siguientes criterios:

- a. Que existan condiciones peligrosas, plenamente identificables, especialmente carencia de medidas preventivas específicas contra los factores de riesgo eléctrico; equipos, productos o conexiones defectuosas; insuficiente capacidad para la carga de la instalación eléctrica; violación de distancias de seguridad; materiales combustibles o explosivos en lugares donde se pueda presentar arco eléctrico; presencia de lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.
- b. Que el peligro tenga un carácter inminente, es decir, que existan indicios racionales de que la exposición al factor de riesgo conlleve a que se produzca el accidente. Esto significa que la muerte o una lesión física grave, un incendio o una explosión, puede ocurrir antes de que se haga un estudio a fondo del problema, para tomar las medidas preventivas.
- c. Que la gravedad sea máxima, es decir, que haya gran probabilidad de muerte, lesión física grave, incendio o explosión, que conlleve a que una parte del cuerpo o todo, pueda ser lesionada de tal manera que se inutilice o quede limitado su uso en forma permanente o que se destruyan bienes importantes de la instalación o de su entorno.
- d. Que existan antecedentes comparables, el evaluador del riesgo debe referenciar al menos un antecedente ocurrido con condiciones similares.

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.

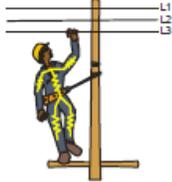
En la Tabla 46, Tabla 47 y Tabla 48 se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección. [5]

Tabla 46. Factores de riesgos eléctricos más comunes, Tabla 9.5 RETIE

	<p style="text-align: center;">ARCOS ELÉCTRICOS.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
	<p style="text-align: center;">AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)</p> <p>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.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>

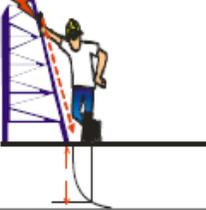
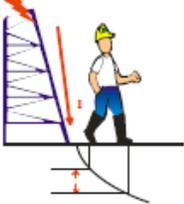
Fuente: Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

Tabla 47. Continuación de Factores de riesgos eléctricos más comunes, Tabla 9.5 RETIE.

	<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 y 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 como 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, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p>

Fuente: Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

Tabla 48. Continuación de Factores de riesgos eléctricos más comunes, Tabla 9.5 RETIE.

	<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>
	<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 condensadores.</p>
	<p style="text-align: center;">TENSIÓN DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
	<p style="text-align: center;">TENSIÓN DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Fuente: Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

Para mitigar algunos riesgos se instalarán tomacorrientes GFCI en lugares húmedos como cocinas, lavadoras y/o lavamanos.

Se proyecta a mediano plazo la posibilidad de compra de una planta de emergencia para solucionar la ausencia de energía eléctrica.

7.11 ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El termino coordinación hace referencia a aquellas medidas cuyo objetivo es la selección de materiales que permiten resistir las distintas sollicitaciones eléctricas que se pueden presentar en la red. Asimismo hace referencia al mantenimiento de dichas sollicitaciones para un nivel de resistencia del material conocido. [6]

La coordinación de aislamiento de una red eléctrica entiende sobre las sollicitaciones eléctricas y las características dieléctricas de los materiales que permiten caracterizar la capacidad de aislamiento para soportar distintos niveles de tensión sin que produzca la rotura del dieléctrico. Se trata pues de ajustar la resistencia dieléctrica de los materiales que conforman las instalaciones para soportar las sobretensiones susceptibles de aparecer durante la explotación de las instalaciones. [6]

Para la realización de la coordinación de aislamiento en la Ciudadela Santo Tomas, se tendrá en cuenta que el margen de protección de los DPS, sea menor o igual al 75% del BIL del equipo a proteger y además teniendo en cuenta la Tabla 49, Tabla 48 y Tabla 49 tomadas de la CNS-NT-11, numeral 11.8 EQUIPO DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN EN MEDIA TENSIÓN.

Tabla 49. Equipos de protección para media tensión, Tabla 29 CNS-NT-11.

Parámetros	Un	Cortacircuitos		Seccionadores bajo carga e interruptores (uso exterior)		Seccionadores bajo carga (uso interior)		DPS	
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión nominal	kV	15,0	36,0	15,0	36,0	15,0	36,0	12,0	30,0
Corriente nominal	A	100,0	100,0	400,0	400,0	400,0	400,0	-	-
Nivel básico de aislamiento BIL	kV	110,0	200,0	110,0	200,0	95,0	150,0	110,0	195,0
Tensión sostenida	kV	36,0	70,0	36,0	70,0	34,0	70,0	36,0	70,0

Fuente:

<http://www.cens.com.co/Portals/0/NORMAS%20PARA%20EL%20DISE%C3%91O%20Y%20CONSTRUCCI%C3%93N%20DE%20REDES%20DE%20DISTRIBUCI%C3%93N%20TOMO%201..pdf>

Tabla 50. Continuación Equipos de protección para media tensión, Tabla 29 CNS-NT-11.

Parámetros	Un	Cortacircuitos		Seccionadores bajo carga e interruptores (uso exterior)		Seccionadores bajo carga (uso interior)		DPS	
(1') 60 Hz									
Corriente de cortocircuito simétrica	kA	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	-	-
Corriente de cortocircuito asimétrica	kA	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	-	-
Capacidad nominal de descarga	kA	-	-	-	-	-	-	10,0*	10,0*
Máxima tensión de cebado	kV	-	-	-	-	-	-	68,0	121,0
Factor de puesta a tierra	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,8
Factor de Seg. mín. de aislamiento	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4

Fuente:

<http://www.cens.com.co/Portals/0/NORMAS%20PARA%20EL%20DISE%20C3%91O%20Y%20CONSTRUCCI%20C3%93N%20DE%20REDES%20DE%20DISTRIBUCI%20C3%93N%20TOMO%201..pdf>

Tabla 51. Espesor mínimo del aislamiento (Adaptada de IEC 60502-1), Tabla 20.8 RETIE

Área del conductor (mm ²)	Espesor nominal del aislamiento 0,6/1 /1,2 kV (mm)
1,5 y 2,5	0,8
4 y 6	1
10 y 16	1
25 y 35	1,2
50 y 70	1,4
95 y 120	1,8
150	2
185	2,2
240	2,4
300	2,6
500 a 800	2,8
1000	3,0

Fuente: Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

7.12 CALCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.

Se seleccionan atendiendo lo establecido en el Código Eléctrico Nacional norma ICONTEC NTC 2050 capítulo 3 de las secciones 300 a la 340, NTC 309, NTC 2730 y además las recomendaciones de la CNS-NT-02 en la sección 2.15.8. que se va a citar textualmente a continuación.

Modificado del Art. 31 Resolución 180498 del 29 de abril de 2005 Ministerio de Minas y Energía.

Los siguientes requisitos se aplicaran para el tendido de cables subterráneos. Fueron adaptados de la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la Asociación Electrotécnica Argentina.

- Las canalizaciones o ductos deben ser de material sintético, metálico u otros, que reúnan las siguientes condiciones:
 - ✓ No higroscópicos.
 - ✓ Un grado de protección adecuado al uso.

Se acepta el uso de tubo corrugado de polietileno de alta densidad para la protección mecánica térmica de cables de redes de media y baja tensión.

- Deberá mantenerse una distancia útil mínima de 0,20 m entre el borde extremo del conductor y cualquier otro servicio (gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, etc.). Si esta distancia no puede ser mantenida se deben separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillo u otros materiales dieléctricos, resistentes al fuego y al arco eléctrico y malos conductores de calor de por lo menos 5 centímetros de espesor.
- La disposición de los conductores dentro del ducto debe conservar su posición y adecuación a lo largo de su recorrido, asegurando que se mantenga la separación de los circuitos.
- Los empalmes y derivaciones de los conductores, deben ser accesibles.
- No se admite la instalación de canalizaciones (con excepción de las construidas específicamente para tal fin) o cables sobre el nivel del suelo terminado. Se entiende por "suelo terminado" el que habitualmente es pisado por las personas como resultado de su actividad habitual.
- Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se

dispondrá a una profundidad mínima de 0,70 m respecto a la superficie del terreno. Como protección contra el deterioro mecánico, se utilizan ladrillos o cubiertas y a una distancia entre 20 y 30 centímetros. Por encima del cable debe instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.

- Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento mínimo de 0,70 m de relleno sobre el ducto.
- Las uniones entre dos conductores deben asegurar la máxima hermeticidad posible, y no deben alterar su sección transversal interna. Cuando se utilicen ductos metálicos, estos deben ser galvanizados en caliente y estar conectados eléctricamente a tierra. Se instalarán dentro de ellos líneas completas, monofásicas o polifásicas con su conductor de puesta a tierra de protección. No se admitirá el tendido de los conductores de fase, neutro o de tierra separados del resto del circuito o formando grupos incompletos de fases, fase y neutro o fase y tierra por ductos metálicos.
- Los cables subterráneos instalados debajo de construcciones deberán estar alojados en un ducto que salga como mínimo 0,30 m del perímetro de construcción.
- Todas las transiciones entre tipos de cable, las conexiones a las cargas, o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección que permitan mantener las condiciones y grados de protección aplicables. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación, conexión o salida serán adecuadas a las funciones específicas y permitirán el tendido en función de la sección de los conductores.
- Las canalizaciones subterráneas en ductos, deben tener cámaras de inspección que cumplan los requerimientos antes dichos, debiéndose instalar, en tramos rectos, a distancias no mayores a 40 metros, salvo cuando existan causas debidamente justificadas que exijan una distancia mayor, (por ejemplo cruce de grandes avenidas), en cuyo caso deberá quedar asentado en la memoria o especificación técnica del proyecto.

Tabla 52. Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C, Tabla 310-16 NTC 2050.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	**	**	14	**	**	**	18
1,31	**	**	18	**	**	**	16
2,08	20*	20*	25	**	**	**	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
128,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60		0,58	0,71		0,58	0,71	56-60
61-70		0,33	0,58		0,33	0,58	61-70
71-80			0,41			0,41	71-80

* Si no se permite otra cosa específicamente en otro lugar de este Código, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar los 15 A para el conductor de sección transversal 2,08 mm² (14AWG); 20 A para 3,3 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,25 mm² (10 AWG); todos de cobre; o 15 A para 3,3 mm² AWG) y 25 A para 5,25 mm² (10 AWG) de aluminio y aluminio recubierto de cobre, una vez aplicados todos los factores de corrección por temperatura ambiente y por número de conductores.

Fuente: <http://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc%2020500.pdf>.

Los conductores de puesta a tierra se calculan de conformidad al Código Eléctrico Nacional norma ICONTEC NTC 2050 capítulo 2 de la sección 250 y en el apéndice 2.11.3.2 de la CNS-NT-02, como se muestra en la Tabla 53.

Tabla 53. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a., Tabla 250-94 NTC 2050.

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre *	
mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o Kcmils	mm ²	AWG o Kcmils	mm ²	AWG o Kcmils
33,62 o menor	2 o menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil	278,68 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1 750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	1200 kcmil y más	912,06 y más	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

Fuente: <http://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc%2020500.pdf>.

Ver planos anexos 3/4 del archivo nombrado “Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg” y además en un Excel nombrado “Ciudadela Santo Tomas.xlsx” para verificar que los conductores cumplen por límites de regulación y pérdidas de potencia.

7.13 CÁLCULO DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC)

Según Tabla 54 del capítulo 9 de la NTC 2050 se va a realizar el ejemplo de cómo se realizó el resto de cálculos para conocer el porcentaje de utilización dentro del área de la ductería puesta en el tramo.

Tabla 54. Porcentaje de la sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores, Tabla 1 – Capítulo 9 de la NTC 2050.

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

Fuente: <http://www.idrd.gov.co/sitio/idrd/sites/default/files/imagenes/ntc%2020500.pdf>.

Luego de seleccionar el tramo para el cual se va a realizar el ejemplo, se revisó el calibre de conductores de la red más la tierra, para conocer su diámetro exterior

de forma individual dado en normas o por algún fabricante, en este caso, se tomaron de la Tabla 55 propuesta por Ikinormas en la norma CS313.

Tabla 55. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DEL CABLE DE BAJA TENSIÓN, Norma CS313 Codensa.

DIMENSIONALES							Ext. ©
Calibre. (AWG o KCMIL)	Area (mm ²)	Diámetro máximo (A) (mm)	Espesor Aislamiento (mm)	Diámetro Conductor (B) (mm)	Espesor Chaqueta (mm)	Diámetro Conductor (mm)	
500	253.4	20,65	1,65	23,98	1,65	27,28	
350	177.3	17,29	1,65	20,59	1,65	23,89	
300	152.0	16,03	1,65	19,33	1,65	22,63	
250	127.20	14,63	1,65	17,93	1,65	21,23	
4/0	107.20	13,4	1,4	16,2	1,14	18,48	
2/0	67.43	10,65	1,4	13,45	1,14	15,73	
2	33.62	7,41	1,14	9,69	0,76	11,21	
4	21.15	5,88	1,14	8,16	0,76	9,68	
6	13.30	4,68	1,14	6,96	0,76	8,48	

Fuente:
http://ikinormas.micodensa.com/Norma/cables_subterranos/cables/cs313_caracteristicas_conductor_aslamiento_chaqueta_baja

Se selecciona para el ejemplo un tramo que contiene calibres de 250 kcmils y 2 AWG.

$$D_{Ex.250 \text{ kcmils}} = 21,23 \text{ mm}$$

$$D_{Ex.2 \text{ AWG}} = 11,21 \text{ mm}$$

Como este diámetro contiene la chaqueta aislante, ya podemos tener en cuenta el área total de cada conductor.

$$A_{250 \text{ kcmils}} = \left(\frac{D_{Ex.250 \text{ kcmils}}}{2} \right)^2 * \pi = \left(\frac{21,23}{2} \right)^2 * \pi = 353,989083879538 \text{ mm}^2$$

$$A_{2 \text{ AWG}} = \left(\frac{D_{Ex.2 \text{ AWG}}}{2} \right)^2 * \pi = \left(\frac{11,21}{2} \right)^2 * \pi = 98,6963533449933 \text{ mm}^2$$

Y ahora teniendo en cuenta la cantidad de cada calibre de conductor que haya dentro de la ductería, para este caso son cuatro (4) de calibre 250 kcmils y uno (1) de calibre 2 AWG.

Se multiplica el área de cada uno de los conductores por las cantidades dentro de los mismos en el ducto.

$$A_{250 \text{ kcmils}} = 353,989083879538 \text{ mm}^2 * 4 = 1415,95633551815 \text{ mm}^2$$

$$A_{2 \text{ AWG}} = 98,6963533449933 \text{ mm}^2 * 1 = 98,6963533449933 \text{ mm}^2$$

Se procede a sumar el total de las dos áreas para conocer el espacio que ocupan esa cantidad de calibres.

$$A_{T.Conductores} = A_{250 \text{ kcmils}} + A_{2 \text{ AWG}} = 1515,65268886314 \text{ mm}^2$$

Ya conociendo el diámetro de la tubería, que en este caso es de 4", en la Tabla 56 se toma el valor de área interior.

Tabla 56. Características de ductería PVC conduit tipo pesado marca EMMSA.

Diámetro Nominal (Pulg)	Diámetro Exterior (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Diámetro Interior (mm)	Área Interior (mm ²)	Peso Promedio (kg/m)	Cantidad por Camión Torton (Tubos)
* 1/2"	21.3	1.5	18.3	263.02	0.15	11,500
* 3/4"	26.7	1.5	23.7	441.15	0.19	11,200
* 1"	33.4	1.5	30.4	725.84	0.25	6,700
* 1 1/4"	42.2	1.6	39.0	1,194.59	0.33	4,700
1 1/2"	48.3	1.9	44.5	1,555.29	0.44	4,000
2"	60.3	2.3	55.7	2,463.67	0.65	2,700
2 1/2"	73.0	2.7	67.6	3,567.88	0.92	2,000
3"	88.9	2.8	83.3	5,476.01	1.17	1,400
4"	114.3	3.0	108.3	9,280.04	1.61	880
6"	168.3	4.1	160.1	20,131.38	3.18	380

* En proceso de Certificación.

Fuente: <http://www.emmsa.com/admin/img/servicio-cliente/ft-tuberia-conduit.pdf>

$$A_{4"} = 9280,04 \text{ mm}^2$$

Se finaliza por dividir el valor del espacio que ocupan los conductores sobre el espacio dentro de la ductería multiplicando esto por 100%, así hallamos el porcentaje de ocupación.

$$\%_{\text{ocupación}} = \frac{A_{T.Conductores}}{A_{4"}} * 100\% \quad (53)$$

$$\%_{ocupación} = \frac{1515,65268886314 \text{ mm}^2}{9280,04 \text{ mm}^2} * 100\%$$

$$\%_{ocupación} = 16,3323939213963 \%$$

Y esto cumple que para más de dos (2) conductores el porcentaje máximo debe ser del 40% del área disponible de ducteria.

El resto de cálculos realizados se encuentran en los planos anexos 2/4 del archivo nombrado "Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg" y además en un Excel nombrado "Ciudadela Santo Tomas.xlsx".

8. ALUMBRADO PÚBLICO

Para la realización del diseño de alumbrado público se hizo con el apoyo de la empresa Schröder, siendo esto parte de las políticas dentro de la empresa.

El diseño se realizó con productos certificados los cuales cumplen con las exigencias del RETILAP y normatividad internacional (CIE 60598).

El proyecto fue desarrollado con ayuda del Software para diseño fotométrico especializado Ulysse, que es de propiedad de la compañía Schröder, el cual cuenta con los reportes de validación de sus resultados expedido por un laboratorio de iluminación acreditado.

Por tener este proyecto un componente de alumbrado público (vía(s)), se diseñó bajo el criterio de luminancia y por este motivo se trabaja con el índice de eficiencia energética o EER, por las siglas en ingles de "Energy Efficiency Ratio".

Cuya fórmula está dada en el RETILAP como:

$$EER = \frac{P}{L * S} \quad (54)$$

Donde:

P = potencia en W.

L = Luminancia Mantenido en cd/m^2

S = Área en m^2

$$EER = 0,4 \text{ W/cd}$$

El factor de mantenimiento (F_M) utilizado, está dado por la formula $F_M = F_E * DLB * F_b$, donde por especificación del RETILAP, los factores F_b y DLB se asumen como iguales a 1; y el valor del factor F_E se obtiene de aplicar la tabla 580.2.3.e, donde se especifica que para una luminaria como la utilizada, el periodo de limpieza está entre 6 y 12 meses.

Como plan o esquema funcional de mantenimiento para este proyecto Schröder Colombia, recomienda realizar limpieza de las luminarias máximo cada 6 meses y realizar el remplazo de las bombillas una vez se alcance el 70% del flujo nominal de la bombilla.

8.1 Luminarias

Las luminarias que mejor resultaron fueron:

- 1) La Fig. 10 muestra la luminaria VOLTANA 1, 8 LEDs 1000mA NW Flat, Glass Extra Clear, Smooth 5102 346592

Fig. 10. Luminaria Voltana 1 y características .



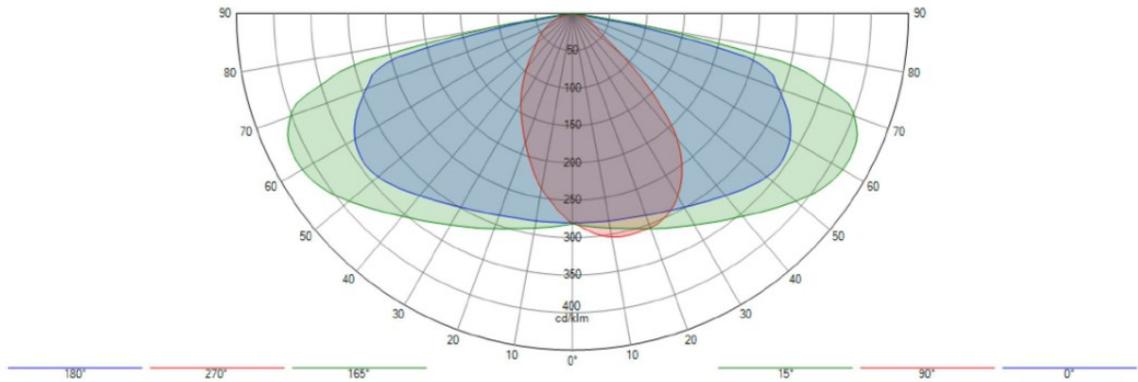
Tipo	VOLTANA 1	
Reflector	5102	
Fuente	8 LEDs 1000mA NW	
Protector	Flat, Glass Extra Clear, Smooth	
Ajustes		
Flujo de	2,8	klm
Clase G	2	

Fuente: El autor.

Datos fotométricos de la luminaria Voltana 1.

La Fig. 11 muestra el diagrama polar / cartesiano de la luminaria Voltana 1.

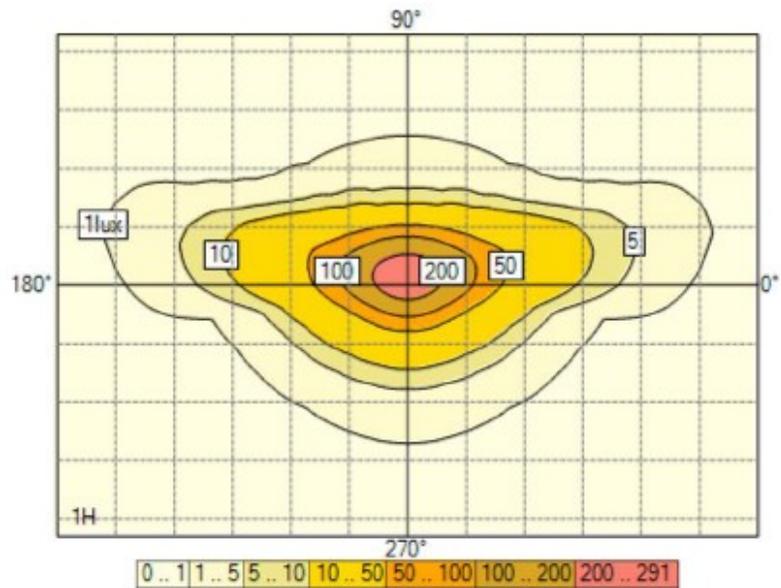
Fig. 11. Diagrama Polar / Cartesiano Voltana 1.



Fuente: El autor.

La Fig. 12 muestra el diagrama Isolux de la luminaria Voltana 1.

Fig. 12. Isolux Voltana 1.



Fuente: El autor.

2) La Fig. 13 muestra la luminaria PILZEO 24 LEDs 700mA NW Lum. shape-related, PC, Smooth 5068 Symmetrical 33544S

Fig. 13. Luminaria Pilzeo y características.



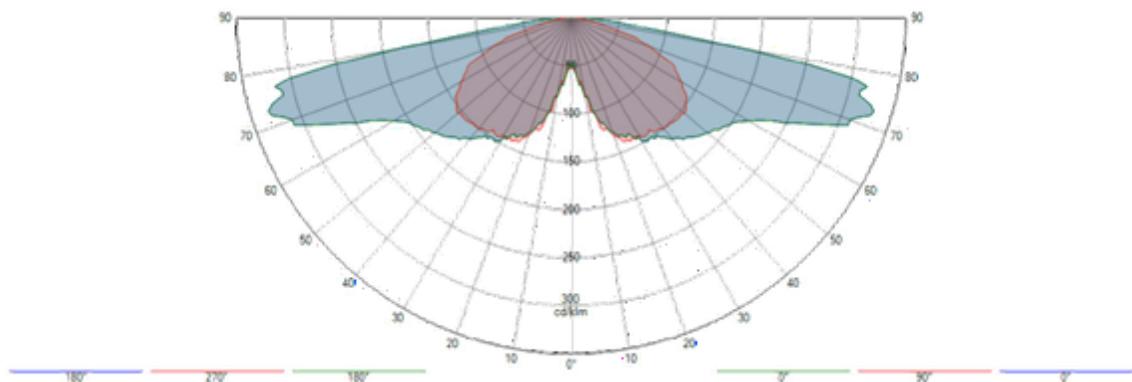
Tipo	PILZEO	
Reflector	5068	
Fuente	24 LEDs 700mA NW	
Protector	Lum. shape-related, PC, Smooth	
Ajustes	Symmetrical	
Flujo de	6,5	klm
Clase G	0	

Fuente: El autor.

Datos fotométricos de la luminaria Pilzeo.

La Fig. 14 muestra el diagrama polar / cartesiano de la luminaria Pilzeo.

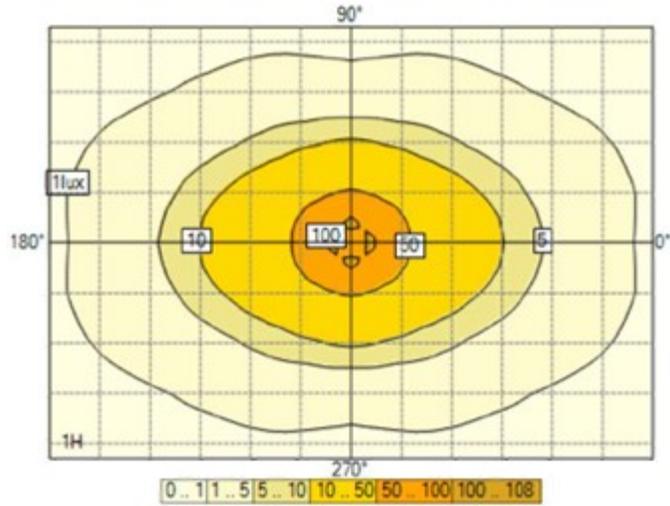
Fig. 14. Diagrama Polar / Cartesiano Pilzeo.



Fuente: El autor.

La Fig. 15 muestra el diagrama Isolux de la luminaria Pilzeo.

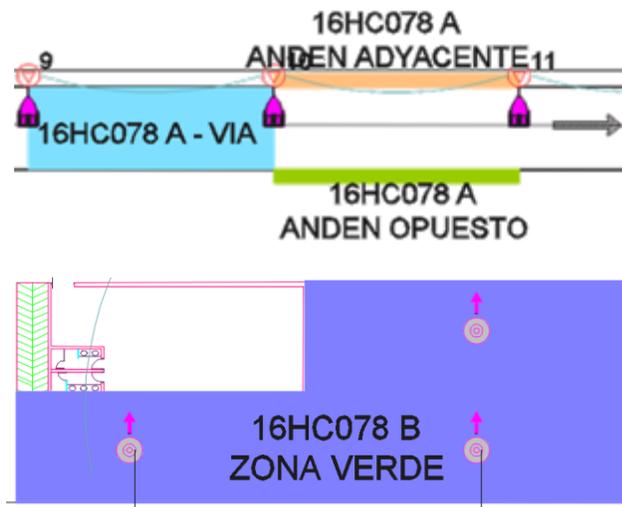
Fig. 15. Isolux Pilzeo.



Fuente: El autor.

La zona de muestra para determinar si los lux cumplen con requisitos mínimos, es como se muestra en la siguiente imagen, además el plano con la distribución de la iluminación se encuentra en el archivo adjunto nombrado "Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg" plano 3/4.

Fig. 16. Zonas dentro de la Ciudadela Santo Tomas para estudio de iluminación.



Fuente: El autor.

Los resultados para las dos zonas, como se seleccionaron, dentro del programa, es el mostrado en la Tabla 57:

Tabla 57. Características de Luminarias para zonas escogidas dentro de la Ciudadela Santo Tomas.

CÁLCULO N°	16HC078 A			16HC078 B
	Vía (Ancho 6m)			Zona verde
	Andén Adyacente	Vía	Andén Opuesto	
CONVENCIÓN				
LUMINARIA	Voltana 1			Pilzeo
FOTOMETRÍA	5102			5068
FUENTE LUMINOSA	8			24
POTENCIA (W)	29			55
CORRIENTE (mA)	1.000			700
TEMPERATURA DE COLOR	NW			NW
FLUJO LUMINOSO (Lum)	2.800			6.500
ALTURA DE MONTAJE (m)	6,6			4,5
AVANCE (m)	0,3			--
INCLINACIÓN (°)	5°			0°
POSICIÓN BOMBILLA	N/A			Symmetrical
INTERDISTANCIA (m)	18			22
FM	0,91			0,91
CONFIGURACION	Unilateral			Según diseño
LUMINANCIA EN LA VÍA	Tipo de Vía		M5	
	Recubrimiento		R3	
	Lm (cd/m2)		0,7	
	Ug (%)		47	
	UI (%)		91	
ILUMINANCIA	TI		5,2	
	Em (lx)	9	11	5
	Ug %	51	63	69
POSTE	Modelo	Metálico		
	Longitud (m)	6,6		
				Metálico
				4

Fuente: El autor.

8.2 Diagramas Isolux

Dentro de los resultados obtenidos se muestran a continuación los diagramas Isolux, los cuales son una representación a escala de los niveles lumínicos que se alcanzarían sobre algún plano horizontal de trabajo en relación inversa al cuadrado de la altura de montaje. [7]

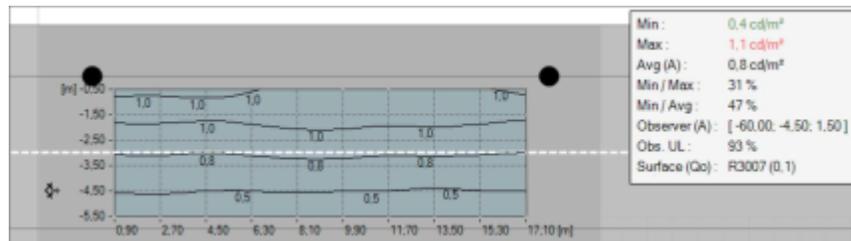
Permite realizar cálculos gráficos manuales bastante precisos punto a punto en instalaciones de alumbrado público, instalaciones industriales o en canchas deportivas, cuando se trata de un proyector, para esto revisar las imágenes Fig. 12, Fig. 15. [7]

El diagrama Isolux cubre un área comprendida sobre el plano de trabajo horizontal normal de la luminaria en sentido transversal entre $-2,5$ y $+5,0$ veces la altura de montaje. En el sentido longitudinal cubre desde $0,0$ hasta $+7,0$ veces la altura de montaje. Lo anterior, asumiendo que la luminaria se encuentra en el punto $(0,0)$ [7].

- ✓ Para la vía, imagen superior de la Fig. 16 se obtuvieron los siguientes diagramas.

La Fig. 17 contiene los valores Isolux desde la primera posición del observador.

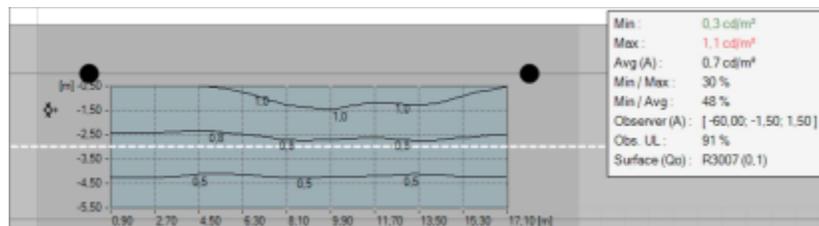
Fig. 17. Diagrama Isolux desde primera posición del observador.



Fuente: El autor.

La Fig. 18 contiene los valores Isolux desde la segunda posición del observador.

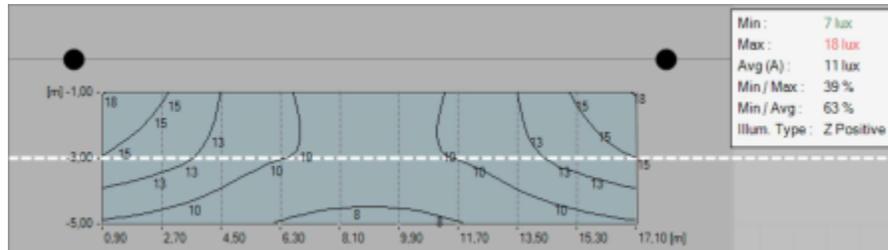
Fig. 18. Diagrama Isolux desde segunda posición del observador.



Fuente: El autor.

La Fig. 19 contiene los valores Isolux teniendo en cuenta solo las luminarias.

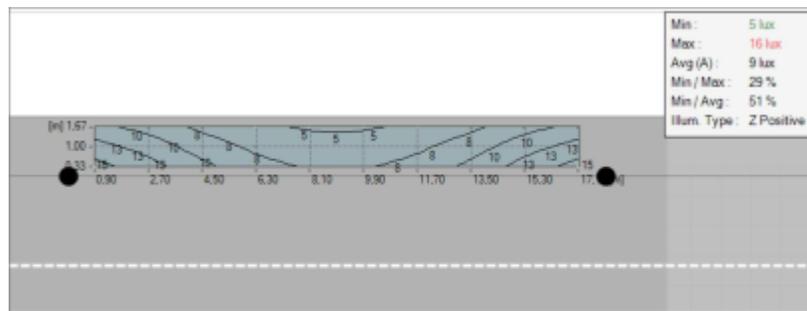
Fig. 19. Diagrama Isolux sólo para luminarias.



Fuente: El autor.

- ✓ Para el andén adyacente como se muestra en la imagen superior de la Fig. 16 se obtuvo el diagrama Isolux de la Fig. 20.

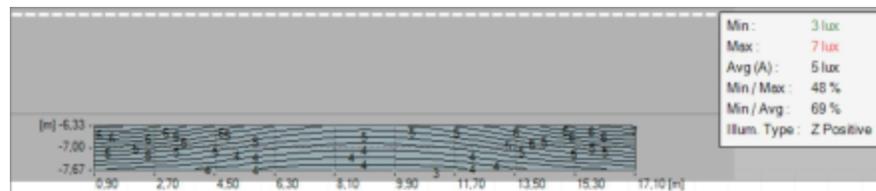
Fig. 20. Diagrama Isolux para Andén Adyacente.



Fuente: El autor.

- ✓ Para el andén opuesto como se muestra en la imagen superior de la Fig. 16 se obtuvo el diagrama Isolux de la Fig. 21.

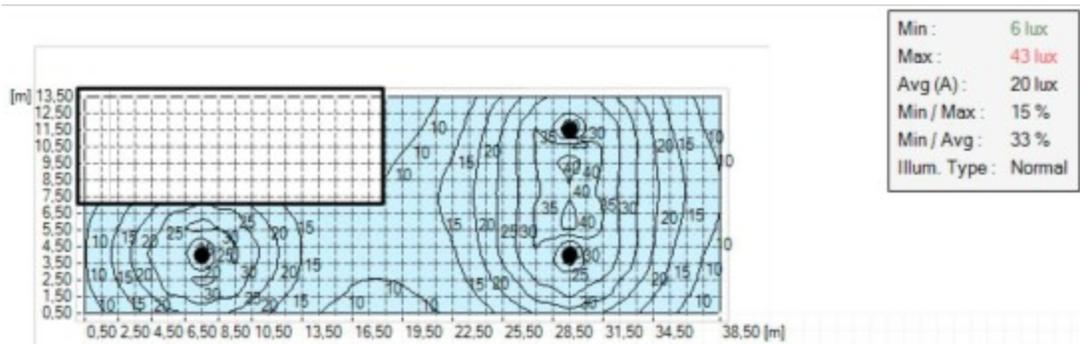
Fig. 21. Diagrama Isolux para Andén Opuesto.



Fuente: El autor.

- ✓ Para zona verde como se muestra en la imagen inferior de la Fig. 16 se obtuvo el diagrama Isolux de la Fig. 22.

Fig. 22. Diagrama Isolux para Zona Verde.



Fuente: El autor.

Con base a los diseños desarrollados, los datos obtenidos del programa Ulysse, y después de plasmar la información en el plano del proyecto, las cantidades totales para la iluminación de las áreas anteriormente descritas son las mostradas en la Tabla 58.

Tabla 58. Cantidades Totales para luminarias.

ESPECIFICACIONES Y CANTIDADES - LUMINARIAS							
Luminaria	Fotometría	# LEDs	Color	Corriente (mA)	Potencia (W)	Flujo (Lm)	Cantidad
Luminaria Pilzeo Symmetrical	5068	24	NW	700	55	6.500	4
Luminaria Voltana 1	5102	8	NW	1.000	29	2.800	34
ESPECIFICACIONES Y CANTIDADES - POSTES							
Descripción Poste					Longitud Poste	Longitud brazo	Cantidad
Poste metálico (Pilzeo)					4	--	4
Poste metálico					6,6	0,5	34

Fuente: El autor.

Todas las mallas de cálculo, las ubicaciones de las luminarias y los resultados fotométricos de las distintas zonas, se pueden ver en el plano anexo nombrado "Presentación Ciudadela Santo Tomas.dwg", además se anexarán dos archivos PDF's en los cuales se encuentran el resto de los resultados respecto al estudio de iluminación nombrados "16HC078 A - VIA (ANCHO 6 m).pdf" y "16HC078 B - ZONA VERDE.pdf".

9. ANÁLISIS DE PRESUPUESTO UNITARIO

Para la realización del presupuesto de análisis unitarios se tuvieron en cuenta los siguientes datos.

- Lista de Análisis (Fig. 23): Es el resumen general de los ítems que se van a tener en cuenta para la realización del proyecto con su descripción, unidad, cantidad y valor en pesos. Además al final tiene el valor del proyecto completo según especificación en los unitarios y demás.

Fig. 23. Parte de la hoja de Lista de Análisis para los APU's.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDADES	CANTIDADES	VALOR	TOTAL
100	SUBESTACIÓN				
101	LIMPIEZA Y DESCAPOTE	m ²	10	\$6.746,76	\$67.467,58
102	LOCALIZACIÓN NIVELACIÓN Y REPLANTEO	m ²	20	\$2.031,71	\$40.634,12
103	EXCAVACIÓN EN MATERIAL COMÚN	m ³	1,2	\$6.486,73	\$7.784,07
104	BASE DE CONCRETO PARA SOPORTE DE TRANSFORMADOR	m ³	1,8	\$549.586,73	\$989.256,11
105	CAJA EN CONCRETO DE 1 M3 DE FOSO PARA ACETRE RESIDUAL	Und	1	\$586.995,46	\$586.995,46
106	CERRAMIENTO PERIMETRAL CON MALLA TIPO ESLABONADA	m	20	\$217.357,28	\$4.347.145,51
107	COLOCACION DE CAPA PERIMETRAL DE GRAVA	m ²	0,9	\$108.778,79	\$97.900,91
108	SUMINISTRO E INSTALACION DE TRANSFORMADOR INCLUYE TRANSPORTE	Und	1	\$60.979.313,06	\$60.979.313,06
109	SUMINISTRO E INSTALACION DE MALLA PUESTA A TIERRA	Und	1	\$9.567.548,89	\$9.567.548,89
	SUBTOTAL CAPITULO				\$76.684.045,71

Fuente: El autor.

- Materiales (Fig. 24): Es la especificación de todos los materiales en general usados por la empresa y de los cuales se tomas el código que tiene el material necesario para añadirlo a los unitarios, contiene código, descripción, unidad, valor con y sin IVA.

Fig. 24. Parte de la hoja de Materiales para los APU's.

CODIGO MATERIAL	DESCRIPCION MATERIALES	UNIDAD	VALOR TOTAL	VALOR SIN IVA	IVA
CONDUCTORES ELECTRICOS TIPO INTERIOR Y SUBTERRANEA 600 V EN ALUMINIO SERIE 8000 THHN O THWN DEL 6 AL 500 kcmils Numeracion					
140	CABLE 4 AWG ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 1.650	\$ 1.387	\$ 263
141	CABLE 6 AWG ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 1.680	\$ 1.412	\$ 268
142	CABLE 2 AWG ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 3.300	\$ 2.773	\$ 527
143	CABLE 1/0 AWG ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 5.450	\$ 4.580	\$ 870
144	CABLE 2/0 AWG ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 0	\$ 0	\$ 0
145	CABLE 4/0 AWG ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 8.400	\$ 7.059	\$ 1.341
146	CABLE 250 MCM ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 0	\$ 0	\$ 0
147	CABLE 300 MCM ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 122.250	\$ 102.731	\$ 19.519
148	CABLE 400 MCM ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 12.500	\$ 10.504	\$ 1.996
149	CABLE 500 MCM ALUMINIO SERIE 8000 AISLADO THHN/THWN 90øC 600 V	m	\$ 19.000	\$ 15.966	\$ 3.034

Fuente: El autor.

- Herramientas y Equipos (Fig. 25): Contiene la descripción, código, unidad y valor de todas las herramientas y equipos necesarios para la realización de actividades dentro de proyectos a realizar en la empresa.

Fig. 25. Parte de la hoja de Herramientas y Equipos para los APU's.

CODIGO	DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR	VALOR EN OBRA
EQUIPOS Y HERRAMIENTAS CUADRILLAS TIPO SUBESTACIONES E INTERNAS GRUPO "E "				
E-1	TELUROMETRO Y EQUIPO DE SOLDADURA EXOTERMICA	DIA	\$ 80.000,00	\$ 80.000
E-2	HERRAMIENTA Y EQUIPO DE INTALACIONES INTERNAS INCLUYE HERRAMIENTA MENOR	DIA	\$ 0,00	
E-3	PINZA AMPERIMETERICA CERTIFICADA	DIA	\$ 50.000,00	\$ 50.000
E-4	TELUROMETRO	DIA	\$ 100.000,00	\$ 100.000
E-5	MOLDE PARA SOLDADURA EXOTERMICA Y SUS PINZAS	DIA	\$ 50.000,00	\$ 50.000
E-6	PULIDORA CON EXTENCION	DIA	\$ 0,00	
E-7	TALADRO CON EXTENCION	DIA	\$ 0,00	

Fuente: El autor.

- Mano de Obra (Fig. 26): Contiene el código, descripción, unidad y valor para las personas que trabajen dentro de las actividades de proyectos dentro de la empresa.

Fig. 26. Listado de Mano de Obra para los APU's.

CODIGO	DESCRIPCION	VALOR	UNIDAD
MO-1	CUADRILLA EL. TIPO 1 ELECTRICA DE REDES CON RESIDENTE	\$631.281	DIA
MO-2	CUADRILLA EL TIPO 2 REDES SIN RESIDENTE	\$485.599	DIA
MO-3	CUADRILLA EL TIPO 3 DE 2 LINIEROS	\$219.830	DIA
MO-4	CUADRILLA TIPO 4 SUBESTACIONES -INTERNES SIN RESIDENTE , CAPORAL, 2 TECNICOS , 2 AYUDANTES	\$485.599	DIA
MO-5	CUADRILLA TIPO 5 CIVIL, RESIDENTE, MAESTRO, 2 OFIC, 2 AYUD	\$546.866	DIA
MO-6	CUADRILLA TIPO 6 CIVIL, MAESTRO, 2 OFIC, 2 AYUD	\$401.184	DIA
MO-7	CUADRILLA TIPO 7 CIVIL, 1 OFIC, 1 AYUD	\$145.635	DIA
MO-8	RESIDENTE	\$145.682	DIA
MO-9	JEFE CUADRILLA	\$130.353	DIA
MO-10	MAESTRO DE OBRA	\$113.492	DIA
MO-11	TECNICO LINIERO O INTERNAS O SUBESTACIONES	\$109.915	DIA
MO-12	OFICIAL CIVIL	\$88.146	DIA
MO-13	AUXILIAR ELECTRICISTA	\$67.708	DIA
MO-14	AUXILIAR CIVIL	\$57.489	DIA
MO-15	TOPOGRAFO	\$145.682	DIA
MO-16	ORNAMENTADOR	\$130.353	DIA

Fuente: El autor.

- Unitarios (Fig. 27): Contiene lo que finalmente nos interesa para cobrar al final el proyecto de una forma detallada, contiene la explicación de cada ítem existente en la Lista de Análisis con sus materiales, equipo y mano de obra correspondiente, además el valor, unidad, cantidad y rendimiento respectivo. Al final está el valor del costo total por unitario según la unidad tomada.

Fig. 27. Parte de los Unitarios para los APU's.

SUBESTACION					
ITEM	VALOR:	UND:	m2		
101	LIMPIEZA Y DESCAPOTE				
MATERIALES					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UND	CANT.	VALOR UNITARIO CON IVA	VALOR TOTAL
				\$ 0	\$ 0
SUBTOTAL MATERIALES					\$ 0
EQUIPO					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UND	VALOR UNITARIO CON IVA	RENDIMIENTO	VALOR TOTAL
T-1	TRANSPORTE CAMIONETA DOBLE CABINA	DIA	\$ 120.000	100	\$ 1.200
OC-1	HERRAMIENTAS MENOR CUADRILLA TIPO OBRA CIVIL 1	DIA	\$ 20.000	100	\$ 200
OC-2	EQUIPO Y HERRAMIENTA EXCAVACION	DIA	\$ 20.000	100	\$ 200
SUBTOTAL EQUIPO					\$ 1.600
MANO DE OBRA					
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UND	VALOR UNITARIO CON IVA	RENDIMIENTO	VALOR TOTAL
MO-6	CUADRILLA TIPO 6 CIVIL, MAESTRO, 2 OFIC, 2 AYUD	DIA	\$ 401.184	100	\$ 4.012
MO-10	MAESTRO DE OBRA	DIA	\$ 113.492	100	\$ 1.135
SUBTOTAL MANO DE OBRA					\$ 5.147
TOTAL COSTO DIRECTO					\$ 6.747

Fuente: El autor.

Los valores de los materiales se toman de diferentes fuentes como paginas en línea, catálogos o cotizaciones realizadas para alguna obra dentro de la empresa, además se tiene en cuenta un IVA del 19%, y de valores que no se encuentre valor actual, se calcula teniendo en cuenta los Índices del Precio al Consumidor históricos existentes en la pagina del DANE para la fecha, que no es nada más que la indexación de valores, usando la siguiente fórmula: [8]

$$\$_{actual} = \$_{inicial} * \left(\frac{IPC_{actual}}{IPC_{inicial}} \right) \quad (55)$$

Teniendo en cuenta el Índice de Precios del Productor (IPP), como por ejemplo los mostrados en la Fig. 28.

Fig. 28. Parte de los Índices Nacionales de Precio del Productor para Octubre de 2017, DANE



INDICE NACIONAL DE PRECIOS DEL PRODUCTOR

1.1 PRODUCCION NACIONAL (PN)¹

OCTUBRE 2017

(Base: Diciembre 2014=100)

NIVEL	CODIGO	DESCRIPTIVA	Oct-17
TOTAL	T	TOTAL	109,04
SECCIÓN	A	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	116,19
	B	Explotación de minas y canteras	94,73
	C	Industrias manufactureras	111,55
	46120	Transformadores eléctricos, convertidores estáticos y bobinas de inducción	122,14
	46210	Aparatos de control eléctrico o distribución de electricidad	122,60
	46211	Aparatos eléctricos para empalme, corte, protección de circuitos eléctricos o para hacer conexiones con o en	94,93
	46213	Tableros, consolas, mesas y otras bases, equipados con aparatos eléctricos para empalme, etc., para control	126,19
	46220	Partes y piezas de aparatos de control eléctrico o distribución de electricidad	126,15
	46300	Hilos y cables aislados; cable de fibra óptica	169,17
	46330	Juegos de cables para encendido y otros juegos de cables del tipo utilizado en vehículos, aeronaves o buques	109,88
	46410	Pilas y baterías primarias	113,56
	46420	Acumuladores eléctricos	119,60
	46510	Lámparas eléctricas de incandescencia o descarga; lámparas de arco	110,35
	46530	Equipo para alumbrado eléctrico	99,11
	46542	Partes y piezas de lámparas eléctricas portátiles diseñadas para funcionar con su propia fuente de energía	129,04
	46912	Equipo de iluminación y señalización eléctrico (excepto de incandescencia o lámparas de descargue), limpiaparabrisas	101,44

Fuente: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp/ipp-historicos>.

Para poder verificar estos datos, por favor abrir el archivo adjunto nombrado "APU's Santo Tomas.xlsx".

10. METODOLOGÍA PARA VENTA DE ACTIVOS

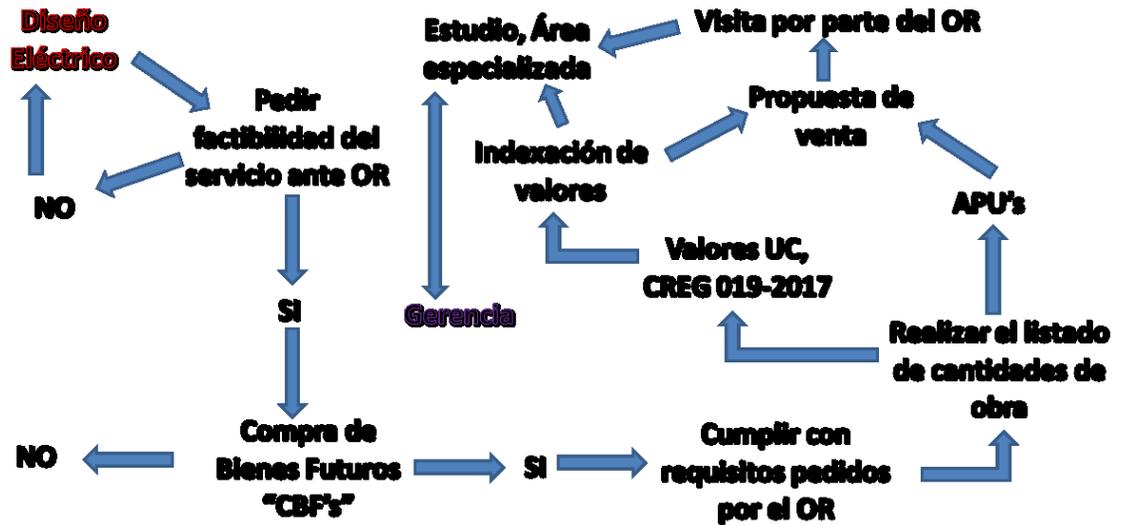
Teniendo en cuenta lo investigado acerca de la venta de activos se encontró el tema tratado en las siguientes regulaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. [9]

- ❖ CREG 070 – 1998 (Mayo 28): Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- ❖ CREG 082 – 2002 (Diciembre 17): Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- ❖ CREG 097 – 2008 (Septiembre 26): Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- ❖ CREG 011 – 2009 (Febrero 11): Por el cual se establecen la metodología y formulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.
- ❖ CREG 043 – 2010 (Marzo 16): Por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.
- ❖ CREG 043 – 2013 (Abril 5): por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario.
- ❖ CREG 079 – 2014 (Junio 12): Por lo cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019.
- ❖ CREG 083 – 2014 (Junio 12): Por lo cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas interconectadas”.

- ❖ CREG 098 – 2014 (Diciembre 23): Metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019.
- ❖ CREG 099 – 2014 (Diciembre 23): Metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019.
- ❖ CREG 112 – 2014 (Agosto 5): Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se definen los valores de los delta beta ($\Delta\beta$) que se aplicarán en el cálculo de la tasa de descuento en las actividades de transporte de GLP por propanoductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”.
- ❖ CREG 178 – 2014 (Diciembre 23): Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional.
- ❖ CREG 179 – 2014 (Diciembre 23): Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”.
- ❖ CREG 024 – 2016 (Febrero 25): Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”.
- ❖ CREG 176 – 2016 (Noviembre 3): Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”.
- ❖ CREG 019 – 2017 (Marzo 4): Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”.

La metodología para la venta de activos según CENS es la siguiente:

Fig. 29. Metodología de venta de activos ante Cens S.A. E.S.P.



Fuente: El autor.

Al solicitar el estudio de la factibilidad del servicio eléctrico ante CENS, hay que dejar claro que el proyecto queda enfocado a la “Compra de Bien Futuro”, es decir que el operador de red autoriza la construcción de la redes de uso general, previo acuerdo entre las partes.

Luego la persona particular debe cumplir con los siguientes requisitos para la venta de activos ante CENS.

- ✓ Solicitud mediante comunicación dirigida al Gerente General de CENS S.A. E.S.P., donde se exprese el ofrecimiento en venta de la infraestructura eléctrica como bien futuro.
- ✓ Cantidades de Obra Eléctrica.
- ✓ Fotocopia de Cedula de Ciudadanía del propietario.
- ✓ RUT Actualizado (No Mayor a 1 mes).
- ✓ Declaración juramentada en la cual el representante manifieste que no se encuentra incurso en inhabilidades para celebrar contratos con CENS S.A.
- ✓ Certificación Bancaria (no mayor a 1 mes).
- ✓ Reglamento de Propiedad Horizontal.
- ✓ Personería jurídica emitida por la alcaldía municipal.
- ✓ Acta de la asamblea con la aprobación de mínimo el 70% de los copropietarios.

Para conocer los requisitos directamente en CENS solo es visitar el enlace <http://www.cens.com.co/clientes/en-us/nuestrosservicios/compradeactivos/comprabienfuturo.aspx>, además allí

encontrará los requisitos que deben cumplir las constructoras y las entidades territoriales.

Continuando se debe tener en cuenta las unidades constructivas las cuales son conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL. [9]

Las que proponen en la CREG 019 de 2017 están resumidas en la Tabla 59.

Tabla 59. Clasificación de activos de nivel de tensión 1, Tabla 50 CREG 019 - 2017.

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL	VIDA ÚTIL GRUPO	UC ASOCIADAS
11	Transformadores de distribución	1	35	N1T1 a N1T74
12	Redes aéreas	1	35	N1L1 a N1L132
13	Redes subterráneas	1	35	N1L133 a N1L178
14	Apoyos	1	35	N1P1 a N1P96 y N1C1 a N1C4

Fuente: CREG 019 – 2017.

Es decir, que para referirnos a las unidades constructivas asociadas con respecto a alguna descripción de la tabla anterior, es solo buscar en unas tablas anteriores a ésta dentro de la CREG 019 – 2017.

Así poder conocer el valor de la unidad constructiva instalado en pesos a diciembre de 2015.

Y utilizando la formula (36) y los valores del Índice de Precios del Productor (IPP) según datos recopilados por el DANE, podemos referir el valor a la fecha.

Teniendo en cuenta estos valores se debe enviar un listado que está dentro de los requisitos como “Cantidades de obra eléctrica”, siendo el formato como la Fig. 30.

Fig. 30. Formato de Cantidades de Obra Eléctrica.

Año		Mes		Día		
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.						
Cantidades de obra proyecto No. _____						
						
Información general						
Nombre proyecto:			Dirección obra:			
Estrato:		Municipio:		No. instalaciones:		
No. circuito CENS:			kVA zonas comunes:			
Datos obra y propietario de la obra						
Propietario de la obra:			Persona de contacto:			
Teléfono de contacto:			Dirección de correspondencia:			
Fecha de entrega estimada:						
Datos contratista obra eléctrica						
Empresa:			Persona de contacto:			
Teléfono de contacto:			Dirección de correspondencia:			
Ítem	Descripción				Unidad	Cantidad

Fuente: El autor.

Y finalmente se espera una visita realizada por ingenieros del área dentro de la empresa y la respuesta por parte de la gerencia de CENS ante propuesta hecha por el particular, en este caso.

11. CONCLUSIONES

- Aparte de las normas citadas para el proyecto es necesario la utilización de otras que no se habían tenido en cuenta por desconocimiento como la IEC 60909-0, NTC 4552-1, NTC 4552-2, NTC 4552-3, CNS-NT-02, CNS-NT-04, CNS-NT-05, CNS-NT-06, CNS-NT-07, CNS-NT-08, CNS-NT-09, CNS-NT-11, CNS-NT-12, Normas EPM, Normas ESSA y demás aplicables al ámbito eléctrico y al del lugar según operador de red.
- Uno de los principales problemas que se presentan a nivel nacional, en cuanto a la presentación de un proyecto eléctrico a una electrificadora; es la falta de unificación de la normatividad, pues aunque a nivel nacional se maneja la Norma Técnica Colombiana NTC2050, cada uno de los operadores de red optó por elaborar sus propias normas, estableciendo diferentes formatos para la presentación de planos, convenciones, nomenclatura, entre otros. Viéndonos obligados a conocer y manejar las diferentes exigencias normativas en cada caso.
- La subestación seleccionada 400 kVA tipo Pedestal tiene una capacidad sobredimensionada de aproximadamente un 22,8974% de lo calculado dentro del diseño con el fin de brindar un buen factor de seguridad para cubrir expansiones futuras y cargas adicionales no propuestas en diseño.
- Debido a la distancia en que se encuentran las cargas y además por seleccionar un cable más económico y que cumpla su función se optó por hacer cinco (5) circuitos trifásicos tetrafilares en aluminio principales tomados después de la protección aguas abajo de la subestación para la distribución en baja tensión, además teniendo en cuenta las conexiones bimetálicas con el cobre.
- Las protecciones para la subestación en la estructura existente de CENS es un fusible de 20 amperios tipo H, aguas arriba del transformador se tendrá una protección fusible tipo bayoneta de 15 amperios tipo H, y dentro de la subestación se tendrá un fusible limitador de corriente de 100 amperios (recomendado por likinormas para subestación tipo pedestal de 400 kVA), además las protecciones ya mencionadas dentro del proyecto para la distribución en baja tensión de marca Mitsubishi Electric tomados en cuenta por resultados tomados de simulación en software MELSHORT2.
- Según datos arrojados por el software Ulysse de la empresa Schröder, a quien se le comprarán las luminarias y postes con respecto al alumbrado público de la ciudadela, se necesitan 34 luminarias Voltana 1 separadas entre ellas 18 metros para la zona vehicular y peatonal además 4 luminarias Pilzeo Symmetrical separadas 22 metros entre ellas para la zona verde y pasillo de basuras.

- Teniendo en cuenta los precios a la fecha de los materiales, mano de obra, herramientas y equipos, además características propuestas en el diseño presentado, el valor del proyecto Ciudadela Santo Tomas estaría costando \$ 959'331.163 = COP.
- La compra de bienes futuros (CBF) o venta de activos y el manejo de las CREG's, es de más interés para los Operadores de Red porque contiene formulas las cuales sus valores son de conocimiento de los mismos, además la remuneración por los CBF's es de su bienestar, y por ende la profundización en el tema para esta clase de proyectos es nula.
- La experiencia vivida como ingeniero residente al tener que manejar proyectos, personal y demás cuestiones delegadas por el ingeniero en jefe ha sido la más gratificante de las oportunidades para el desarrollo personal y profesional.

12. BIBLIOGRAFÍA

- [1] B. d. METZ-NOBLAT, F. DUMES y G. THOMASSET, «Cálculo de corrientes de cortocircuito,» 1 Noviembre 1999. [En línea]. Available: <https://www.schneider-electric.com.ar/documents/recursos/cuadernostecnicos/ct1581.pdf>. [Último acceso: 25 Noviembre 2017].
- [2] C. E. Internacional, «IEC 60909-0 Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.,» 1 Julio 2001. [En línea]. Available: http://www.academia.edu/26441328/NORMA_INTERNACIONAL_CEI_IEC_60909-0. [Último acceso: 25 Noviembre 2017].
- [3] E. C. Mitsubichi, «Proeléctricos Representaciones S.A.,» Japon, Versión 1.30, 1 Enero 2000-2008. [En línea]. Available: <http://www.proelectrico.com/web/en/productos/mitsubishi/31-software.html>. [Último acceso: 2 Diciembre 2017].
- [4] J. ASDRÚBAL HERRERA y O. CASTRO HERNANDEZ, «CALCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN,» UTP, Pereira, 2003.
- [5] MINMINAS, «Anexo General del RETIE vigente actualizado a 2015-1,» 30 Agosto 2013. [En línea]. Available: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>. [Último acceso: 25 Noviembre 2017].
- [6] J. Coto Aladro, Análisis de sistemas de energía eléctrica, Oviedo: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Oviedo, 2002, p. 429.
- [7] M. D. M. Y. ENERGÍA, «PROYECTO: REGLAMENTO TÉCNICO DE ILUMINACIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO,» 8 Febrero 2016. [En línea]. Available: <https://www.minminas.gov.co/retilap>. [Último acceso: 25 Noviembre 2017].
- [8] actualicese.com, «Indexación de valores: ¿cómo hacerlo fácilmente?,» actualicese.com, 22 Octubre 2015. [En línea]. Available: <https://actualicese.com/actualidad/2015/10/22/indexacion-de-valores-como-hacerlo-facilmente/>. [Último acceso: 1 Diciembre 2017].
- [9] C. d. R. d. E. y. Gas, «Apolo CREG,» Gobierno en Línea, 1 Enero 2000. [En línea]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>. [Último acceso: 25 Noviembre 2017].