



Diseño De Un Sistema De Red Eléctrica Hasta Uso Final Para Una Torre De Ocho Apartamentos De Vivienda Unifamiliar En El Municipio De Restrepo (Meta).

**Cesar Andrés Reyes
Jhon Edward Pardo Diaz**

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Villavicencio, Colombia
2021

Diseño de un sistema de red eléctrica hasta uso final para una torre de ocho apartamentos de vivienda unifamiliar en el municipio de Restrepo (Meta).

**Cesar Andrés Reyes
Jhon Edward Pardo Diaz**

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electromecánico

Director (a):
Jhonattan Bulla Espinosa, MSc

Línea de Investigación:
Research in energy and materials (REM)

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Villavicencio, Colombia

2021

(Dedicatoria o lema)

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mi familia, por ser el pilar mas importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional.

Cesar Andrés reyes

Dedico este trabajo principalmente a mis padres que desde el cielo me acompañan que en el pequeño instante que compartieron en mi vida me llenaron de su sabiduría. A mis profesores que llenos por su pasión no solo me dieron enseñanzas catedráticas sino que también enseñanzas de vida.

Jhon Edward Pardo Diaz

Resumen

La presente propuesta describe el proceso metodológico tendiente a realizar; el diseño de un sistema eléctrico hasta uso final para un edificio compuesto por ocho apartamentos de vivienda unifamiliar ubicados en el municipio de Restrepo (Meta), así como de las zonas comunes que lo componen. El diseño comprende cálculos de carga para cada apartamento, servicios generales con el fin de obtener datos para la instalación de los respectivos centros de carga y transformación, conductores, protecciones y los respectivos elementos eléctricos que comprende cada apartamento en donde se cumplan con las normas correspondientes para su futura implementación.

Palabras clave: conductores eléctricos, potencia reactiva y tablero eléctrico.

Abstract

This proposal describes the methodological process to carry out; the design of an electrical system until final use for a building consisting of eight single-family housing apartments located in the municipality of Restrepo (Meta), as well as the common areas that comprise it. The design includes load calculations for each apartment, general services in order to obtain data for the installation of the respective load and transformation centers, conductors, protections and the respective electrical elements that each apartment comprises where the corresponding standards are met. for its future implementation.

Keywords: electrical conductors, reactive power, and electrical panel.

Contenido

1.	Marco Teórico	4
1.1	Electro patología	5
1.2	Cuadro de cargas	7
1.3	Diseño de puesta a tierra para la edificación y la subestación	7
1.3.1	Diseño para un sistema de puesta a tierra	9
1.3.2	Mediciones para sistemas de puesta a tierra	9
1.4	Plano Eléctrico y Diagrama unifilar de los Apartamentos	12
1.4.1	Información básica de un plano eléctrico	12
1.4.2	Plano Eléctrico	13
1.4.3	Diagrama unifilar de los Apartamentos	13
1.5	Calculo y Diseño de Transformación Eléctrica	14
2.	Desarrollo Metodológico	16
1.1	Descripción del proyecto	18
1.2	Análisis y Calculo de Cuadro de Cargas	23
1.2.1	THDi: distorsión armónica	24
1.2.2	THDi Para diferente aparatos de uso común	25
1.3	Diseño de puesta a tierra para la edificación y la subestación	29
1.3.1	Calculo del calibre del conductor	29
1.3.2	Calculo malla a tierra	30
1.3.3	Análisis de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos	37
1.4	Plano Eléctrico y Diagrama unifilar de los Apartamentos	42
1.4.1	Plano Eléctrico	42
1.4.2	Diagrama unifilar de los Apartamentos	43
1.5	Calculo y Diseño de Transformacion Eléctrica	44
1.5.1	Análisis de cortocircuito del transformador	45
1.5.2	Análisis del nivel de tensión requerido	46
1.5.3	Cálculos de campos electromagnéticos	46
1.5.4	Cálculo de transformadores	47
1.5.5	Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico	50
1.5.6	Calculo de canalizaciones	64

1.5.7	Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia	66
1.5.8	Cálculos de regulación.	70
1.6	Distancias de seguridad requerida.	71
3.	Conclusiones Y Resultados	74
2.1	Conclusiones	74
2.2	Resultados	74
	Bibliografía	77

Lista de figuras

	Pág.
1. Marco Teórico	4
1.1 Electro patología	5
1.2 Cuadro de cargas	7
1.3 Diseño de puesta a tierra para la edificación y la subestación	7
1.3.1 Diseño para un sistema de puesta a tierra	9
1.3.2 Mediciones para sistemas de puesta a tierra	9
1.4 Plano Eléctrico y Diagrama unifilar de los Apartamentos	12
1.4.1 Información básica de un plano eléctrico	12
1.4.2 Plano Eléctrico	13
1.4.3 Diagrama unifilar de los Apartamentos	13
1.5 Calculo y Diseño de Transformación Eléctrica	14
2. Desarrollo Metodológico	16
1.1 Descripción del proyecto	18
1.2 Análisis y Calculo de Cuadro de Cargas	23
1.2.1 THDi: distorsión armónica	24
1.2.2 THDi Para diferente aparatos de uso común	25
1.3 Diseño de puesta a tierra para la edificación y la subestación	29
1.3.1 Calculo del calibre del conductor	29
1.3.2 Calculo malla a tierra	30
1.3.3 Análisis de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos	37
1.4 Plano Eléctrico y Diagrama unifilar de los Apartamentos	42
1.4.1 Plano Eléctrico	42
1.4.2 Diagrama unifilar de los Apartamentos	43
1.5 Calculo y Diseño de Transformacion Eléctrica	44
1.5.1 Análisis de cortocircuito del transformador	45

Contenido	9	
1.5.2	Análisis del nivel de tensión requerido	46
1.5.3	Cálculos de campos electromagnéticos	46
1.5.4	Cálculo de transformadores	47
1.5.5	Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico	50
1.5.6	Calculo de canalizaciones	64
1.5.7	Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia	66
1.5.8	Cálculos de regulación.	70
1.6	Distancias de seguridad requerida.	71
3.	Conclusiones Y Resultados	74
2.1	Conclusiones	74
2.2	Resultados	74
	Bibliografía	77

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1 Muertes accidentales por electrocución según escenario del hecho Bogotá D.C. Localidad Ciudad Bolívar.	2
Tabla 2 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	10
Tabla 3 Descripción del proyecto	- 16 -
Tabla 4 Datos de proyecto eléctrico	- 20 -
Tabla 5 Factores de potencia de los equipos	- 21 -
Tabla 6 Distorsiones armónicas para aparatos de uso común	- 22 -
Tabla 7 Cuadro de carga apartamento tipo	- 24 -
Tabla 8 Cuadro de carga zonas comunes	- 25 -
Tabla 9 constantes de materiales de la norma IEEE 80	- 26 -
Tabla 10 Selección del conductor según IEEE-80	- 27 -
Tabla 11 Medición resistividad eje horizontal	- 30 -
Tabla 12 Medición resistividad eje vertical	- 30 -
Tabla 13 Comparación de las mediciones.	- 31 -
Tabla 14 Calculo S.P.T.	- 32 -
Tabla 15 Efectos del rayo en diversos tipos de estructura	- 34 -
Tabla 16 Efectos del rayo en acometidas	- 36 -
Tabla 17 Características del entorno	- 37 -
Tabla 18 Resultados análisis de riesgo	- 37 -
Tabla 19 Selección del transformador basado en la norma ANSI/IEEE C57.110	- 44 -
Tabla 20 Carga total del transformador y selección del transformador	- 45 -
Tabla 21 Nivel de aislamiento del transformador	- 46 -
Tabla 22 Espesores de aislamiento para diferentes voltajes y niveles de aislamiento	- 48 -
Tabla 23 Calculo económico de conductores según Artículo 10.1 (Retie, 2013)	- 51 -
Tabla 24 Características Fusibles	- 55 -
Tabla 25 selección inicial protección para el transformador	- 56 -

Tabla 26 Selección de la canalización para la red de media tensión.	59
Tabla 27 Selección de la canalización para la acometida en baja tensión.	59
Tabla 28 Resistencia en corriente continua	62
Tabla 29 Distancias mínimas de trabajo	65
Tabla 30 Distancias de seguridad para subestaciones exteriores.	66

Introducción

Se busca aprovechar la electricidad en todos los sectores, se desea también proporcionar la información necesaria para proyectar instalaciones eléctricas adecuadas, fácilmente adaptadas a nuestro medio. El trabajo contempla el análisis de todas las necesidades y factores que juntamente con las disposiciones establecidas por el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (Retie) y los cálculos eléctricos, permita obtener resultados que se ajusten a el diseño el cual debe estar adaptado para la capacidad de consumo.

Es de gran importancia tener un conocimiento claro de la forma para realizar las memorias de cálculo ya que por medio de este procedimiento es que se puede realizar el cálculo de las protecciones de corto circuito el tamaño del cable a utilizar y de cuantos kva es necesaria la subestación. También es de gran importancia que se cumplan con todos los estándares de seguridad y normatividad con el fin de salvaguardar la seguridad e integridad de los usuarios y sus bienes materiales, recordemos que de una buena instalación eléctrica también depende que no hallan fugas eléctricas o construcciones sobredimensionadas.

Los diseños de las instalaciones eléctricas deben propiciar que en la construcción de la instalación se cumplan todos los requisitos puesto que tenemos que regirnos al Retie, que les aplique. Por tal razón las memorias de cálculo, las especificaciones técnicas los planos o los diagramas deben contemplar en forma legible el nombre de los que intervinieron en el proyecto, así como la correspondiente firma, con la cual declaran aceptar y dar cumplimiento al Retie, en consecuencia, se hacen responsables de los efectos derivados de la aplicación del diseño.

Un mal diseño electico no solo puede ocasionar daños materiales si no también perjudicar a las personas que conviven en los lugares habitacionales como paso en julio de 2020 en el conjunto amarillo.

“mediante un comunicado la electrificadora del meta S.A ESP (EMSA) ha informado sobre el alcance en las fallas que se presentan al interior del conjunto morichal en amarillo, pues la situación no ha sido la mejor para los residentes de esa propiedad horizontal en Villavicencio” (meta, 2020).

“Para nadie es un secreto que en ciertas partes de Colombia como son la costa atlántica, áreas rurales e incluso en grandes ciudades como Bogotá, se observa la manipulación errónea de las instalaciones eléctricas y entre ellas el hurto de la energía eléctrica.” (vivas)

“En 2018 murieron 180 colombianos por accidentes eléctricos” (conte, 2019)

Como se puede apreciar en la figura 1 es que la mayoría de accidentes por electrocución suceden en los hogares ya sea porque uno de los errores que más se cometen en la manipulación de la electricidad es la falta de capacitación pertinente para la realización de este tipo de trabajos o por falta de buscar una persona con experiencia.

Tabla 1 Muertes accidentales por electrocución según escenario del hecho Bogotá D.C. Localidad Ciudad Bolívar.

Escenario del hecho	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Vivienda	8	2	2	6	4	2	24
Vía pública	5	2	2	4	2	4	19
Establecimientos industriales y/u obras de construcción	4	-	2	4	-	3	13
Otros lugares públicos no especificados	3	-	-	-	-	-	3
Establecimientos comerciales	-	-	-	1	1	-	2
Oficinas y/o edificios de oficinas	-	2	-	-	-	-	2
Áreas deportivas y/o recreativas	-	-	-	-	-	1	1
Calles	-	-	-	1	-	-	1
Establecimientos de expendio de comidas	-	-	1	-	-	-	1
Institución residencial	-	-	-	-	-	1	1
Lugares de esparcimiento con expendios de licor	-	-	1	-	-	-	1
Lugares de hospedaje	-	-	1	-	-	-	1
Taller	-	-	-	-	-	1	1
Terrenos baldíos	-	-	1	-	-	-	1
Vehículo	-	-	-	-	-	1	1
Sin información	2	2	1	3	2	10	20
Bogotá D.C	22	8	11	19	9	23	92

Fuente: Instituto Nacional de Medicina Legal y Ciencias Forenses-INMLCF

En el capítulo uno se encuentra el marco teórico en donde se presentan los fundamentos teóricos necesarios que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del trabajo. Este apartado consiste en desarrollar la teoría en la que se va a fundamentar el proyecto.

En el segundo capítulo encontramos el desarrollo metodológico aquí vamos a encontrar el desarrollo de las fases propuestas en el proyecto de grado como tablas y los lineamientos que se siguieron para su desarrollo.

Entre las cuales se encuentran:

La descripción del proyecto: en esta fase se muestra las condiciones en las que se encuentra el country club, su ubicación geográfica y la cantidad de apartamentos que se van a realizar.

Luego se muestra el cuadro de cargas y el proceso para su realización de aquí podremos sacar la capacidad que debe tener el transformador a instalar y las dimensiones de las acometidas y conexiones principales.

Para la segunda etapa se espera tener los cálculos para la instalación de la tierra como dimensión del cable a utilizar y resistividad del terreno por medio del teluometro.

Para la tercera etapa encontramos los planos de la instalación eléctrica que se va a instalar con también los planos unifilares desde la etapa de transformación hasta uso final.

En el capítulo tres se encuentran las conclusiones y recomendaciones para otros proyectos.

1. Marco Teórico

En el área energética se ha buscado el mejoramiento de la seguridad en el ambiente laboral y habitacional, “las autoridades de la república están instituidas para proteger a todas las personas residentes en Colombia en su vida, honra, bienes, creencias, y demás derechos y libertades, y para asegurar el cumplimiento de los deberes sociales del estado y de los particulares.” Estipulado en el artículo dos de la constitución política de Colombia. Por este motivo el ministerio de minas y energía como autoridad suprema en materia energética, adopta los reglamentos para que se garantice la seguridad a los usuarios de los servicios eléctricos.

Como se puede encontrar el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (Retie), la norma técnica colombiana 2050 o el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (Retilap).

A pesar de que se tienen varias normas eléctricas que garanticen la seguridad y el bienestar de las personas, hay casos en los que el operador de red no tiene en cuenta el Retie de uso final para el suministro del servicio, esto da lugar a que las casas tengan malos diseños o no se garantice la construcción adecuada en las instalaciones eléctricas. Estos casos se dan la mayor parte de las veces en el uso final ya que se tiende a exigirse más el Retie para la etapa de transformación, distribución de media tensión y distribución de baja tensión.

La muerte por electrocución se asocia generalmente a accidentes domésticos o laborales. Es infrecuente el uso de la electricidad como un arma suicida, la muerte por electrocución suele producirse por fibrilación ventricular o tetanización de la musculatura respiratoria.

“se calcula que en estados unidos fallecen por electrocución aproximadamente 1000 personas al año. Correspondiéndose estas cifras con una tasa de mortalidad de 0.5-2.5 por 100.000 personas/año” (santos, 2015)

“En Colombia durante el periodo de 2010 – 2014 se analizaron 899 casos de electrocución, el 92.8% corresponde a hombres, el 52.4% de las personas estaba trabajando en el momento de la muerte y el 71.5% de los electrocutados era del área urbana de Colombia.” (tejada, 2017)

Por lo regular la muerte por energía de bajo voltaje se presenta tras el contacto con electrodomésticos posiblemente deteriorados o tomacorrientes defectuosos para el paso de la energía, las muertes por electrocución en Colombia pueden reflejar la calidad de los servicios de energía que suministran a la población es así como las ciudades de la costa atlántica presentan altas tasas, por estas razones las instalaciones deben construirse de manera que las zonas energizadas peligrosas, no deben ser accesibles a personas sin conocimiento y las partes energizadas que sean de fácil acceso no deben ser peligrosa tanto en las operaciones de manipulación o en los casos de falla.

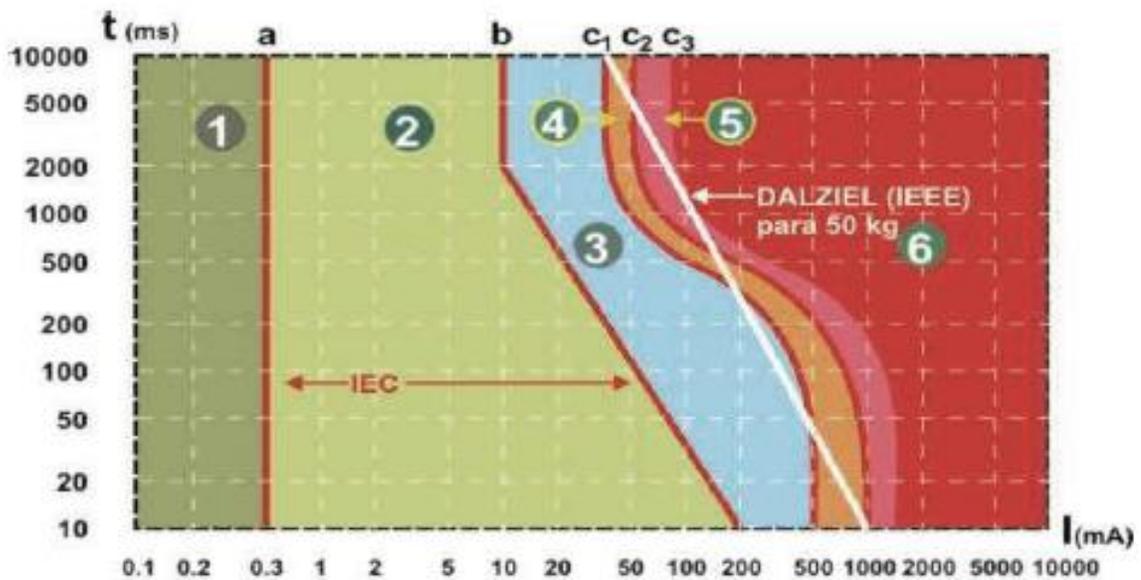
1.1 Electro patología

Esta disciplina estudia los efectos de la corriente eléctrica que pueda producir lesiones en el organismo, la consecuencia por el paso de corriente en el cuerpo humano va desde una pequeña lesión hasta la muerte dependiendo del tiempo de exposición o de la cantidad de corriente recibida.

Debido a que los umbrales de soportabilidad de los seres humanos, tales como el paso de corriente (1,1 mA), de reacción a soltarse (10mA) y de rigidez muscular o de fibrilación (25 mA) son valores muy bajos; la superación de dichos valores puede ocasionar la muerte o la pérdida de algún miembro del cuerpo humano (parálisis total).

la Figura 1 presenta los efectos de la corriente alterna en el cuerpo humano en base a el tiempo respecto a la intensidad de corriente.

Figura 1 Efectos de la corriente eléctrica



ZONA	1	Habitualmente ninguna reacción
ZONA	2	Habitualmente ningún efecto fisiopatológico peligroso
ZONA	3	Habitualmente ningún riesgo de fibrilación
ZONA	4	Riesgo de fibrilación (hasta aproximadamente un 5%)
ZONA	5	Riesgo de fibrilación (hasta aproximadamente un 50%)
ZONA	6	Paro cardíaco, paro respiratorio y quemaduras severas Riesgo de fibrilación (por encima de un 50%)

Fuente: (Retie, 2013)

“el umbral de fibrilación ventricular depende de parámetros fisiológicos y eléctricos, por ello se ha tomado la curva C1 como límite para el diseño de equipos de protección. Los valores umbrales de corriente en menos de 0.2 segundos se aplican solamente durante el periodo vulnerable del ciclo cardiaco.” (Retie, 2013)

1.2 Cuadro de cargas

En esta fase se va a definir la determinación de demandas, el conductor a utilizar los circuitos principales y derivados accesorios para la canalización y sistemas de instalación, Como primer paso para el diseño de una edificación debemos tener conocimiento claro de la cantidad y la ubicación de tomacorrientes, alumbrado y tomas especiales o maquinas que se van a encontrar en el sitio, para este proceso es de mucha ayuda tener el plano arquitectónico allí se deben enmarcar la ubicación de los puntos eléctricos para determinar su cantidad, el diseño de estas instalaciones deben propiciar que se cumplan con todo los requerimientos del Retie que le apliquen.

El cuadro de cargas debe ofrecer una visión clara y rápida del circuito de la instalación eléctrica de la vivienda, en este se debe identificar el número de circuitos acompañado del lugar a los cuales tiene cobertura así mismo debe estar reflejado en el plano eléctrico, se debe indicar el tipo de carga que alimenta y la cantidad. En un sistema donde se utilicen dos o más fases para alimentar el circuito, las cargas eléctricas entre fases tienen que quedar lo más balanceadas posible, permitiéndose un 5% de desbalance entre fases.

Con estos datos se puede obtener la potencia instalada en cada circuito, y así nos permite saber la carga total en toda la instalación para saber que transformador es el indicado.

Para una mayor información o comprensión se puede encontrar en la NTC 2050 sección 220.

1.3 Diseño de puesta a tierra para la edificación y la subestación

Para que las personas no queden sometidas a tensiones de paso es de obligatorio cumplimiento aplicar el sistema de puesta a tierra, se debe tener en cuenta que el criterio

fundamental para que se garantice la seguridad de los seres humanos es la máxima energía eléctrica que pueden aguantar, debida a las tensiones de paso de contacto directo e indirecto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

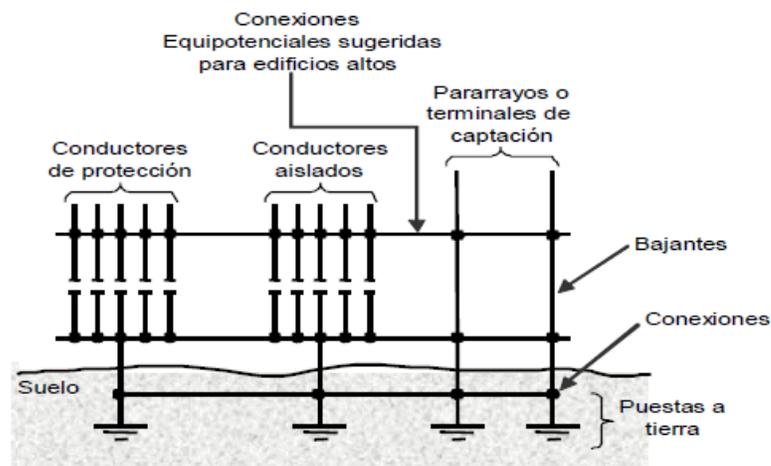
Entre los principales requisitos que debe cumplir un sistema de puesta a tierra es:

Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no podrán ser incluido como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho que se debe conectar a tierra.

Las conexiones que van bajo el nivel del suelo deben realizarse con soldadura exotérmica o llevar un conector certificado para enterramiento directo conforme la norma IEEE 837 o la NTC 2206.

Cuando en un edificio existan varias puestas a tierra, estas deben estar interconectadas eléctricamente tal como aparece en la Figura 2.

Figura 2 sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas



Fuente: (Retie, 2013)

1.3.1 Diseño para un sistema de puesta a tierra

Según el Retie el proceso básico sugerido es el siguiente:

- Se debe investigar las características del suelo, especialmente la resistividad
- Determinar la corriente máxima de falla a tierra
- Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
- Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta a tierra.
- Calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra

Para un buen diseño de un sistema de puesta a tierra se debe garantizar el control de las tensiones de paso de contacto y transferidas. Para esto pueden tomarse los valores máximos de la Tabla 2 adoptados en las normas NTC 2050 y NTC 2552.

Tabla 2 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructura y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestación de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestación 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

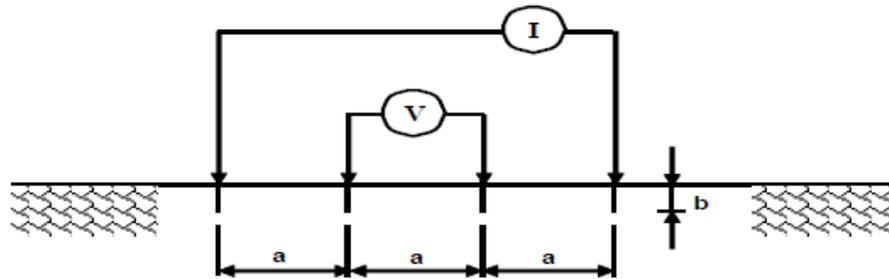
Fuente: (Retie, 2013)

1.3.2 Mediciones para sistemas de puesta a tierra

- Medición de resistividad aparente

Existen varias técnicas para medir la resistividad aparente del terreno. Para efectos del reglamento Retie, se puede aplicar el método tetraelectrodico wenner, que es el más utilizado para las aplicaciones eléctricas que se muestran en la anterior tabla.

Figura 3 Esquema de medición de resistividad aparente



Fuente: (Retie, 2013)

Ecuación para el calculo

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

Donde:

ρ Es la resistividad aparente del suelo en ohmios metro

a Es la distancia entre electrodos adyacentes en metros

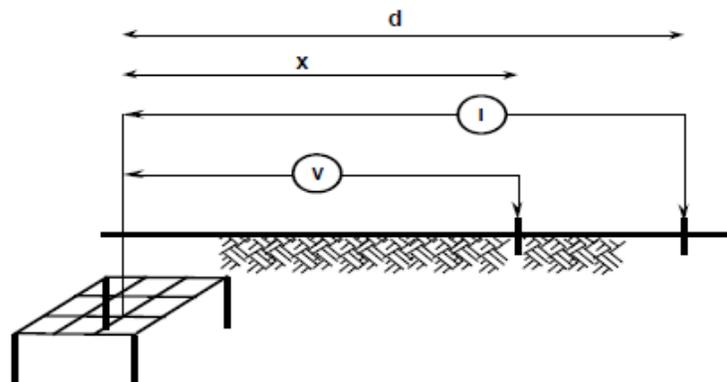
b Es la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros

R Es la resistencia eléctrica medida en ohmios, dada por V/I

Medición de resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida como parte de la rutina de mantenimiento o como parte de la verificación del sistema, para su medición se puede aplicar el método de caída de potencial.

Figura 4 Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra.



Fuente: (Retie, 2013)

Donde:

D es la distancia de la ubicación del electrodo auxiliar de corriente el cual debe ser 6.5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir.

X es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

Para mayor información dirigirse al artículo 15 del retie o al capítulo 2 de la NTC 2050 sección 250.

1.4 Plano Eléctrico y Diagrama unifilar de los Apartamentos

1.4.1 Información básica de un plano eléctrico

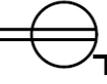
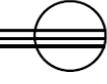
- Diseño de las redes primarias y secundarias, incluyendo la capacidad de los transformadores.
- Debe contener la ubicación del proyecto localización geográfica redes de energía existentes.
- Identificación del punto de conexión tanto el de baja tensión como el de media tensión. El nombre del nodo eléctrico a la cual pertenecerá el proyecto.

1.4.2 Plano Eléctrico

Un plano eléctrico es una representación gráfica de una instalación eléctrica en donde se pueden encontrar los tipos de conexiones, ubicación y materiales de los circuitos.

Para la elaboración de un plano eléctrico se utilizan unos símbolos ya reglamentados por el retie los cuales son de obligatoria aplicación, los cuales se pueden apreciar en el artículo 6.1 del Retie símbolos eléctricos.

Figura 5 símbolos según la reglamentación Retie

					
Interruptor bipolar	Interruptor con luz piloto	Interruptor unipolar con tiempo de cierre	Interruptor diferencial	Interruptor unipolar de dos vías	Interruptor seccionador para AT
					
Interruptor termomagnético	Lámpara	Masa	Parada de emergencia	Seccionador	Subestación
					
Tablero general	Tablero de distribución	Tierra	Tierra de protección	Tierra aislada	Tomacorriente, símbolo general
					
Tomacorriente en el piso	Tomacorriente monofásico	Tomacorriente trifásico	Transformador símbolo general	Transformador de aislamiento	Transformador de seguridad

Fuente: (Retie, 2013)

1.4.3 Diagrama unifilar de los Apartamentos

Se refiere a las conexiones que se encuentran entre los diferentes elementos tanto de conducción como de protección y control. los diagramas unifilares se recomiendan en planos de instalaciones eléctricas de todo tipo sobre todo en los circuitos ramales.

No existe una norma oficial respecto de la elaboración de los diagramas unifilares, pero si deben hacerse respetando siempre la simbología oficial mencionada en el RETIE.

1.5 Cálculo y Diseño de Transformación Eléctrica

El transformador eléctrico permite aumentar o disminuir la tensión eléctrica en un circuito manteniendo la frecuencia y la potencia, aunque los transformadores fueron diseñados anteriormente para su montaje sobre postes, en las últimas décadas se ha variado su diseño para adecuarse a las necesidades de la industria, según la Retie los transformadores mayores o iguales a 3 KVA, deben cumplir con las normas NTC 3609, NTC1490 y demás normas que se refieran a el.

Tipos de transformadores:

- Transformador de distribución
- Transformador seco encapsulado
- Transformador hermético de llenado integral
- Transformador subterráneo

Los transformadores también se pueden clasificar según su forma de instalación las cuales son:

- Aéreas
13.200 voltios en el primario

Solo se acepta el montaje en poste de transformadores cuya capacidad sea menor o igual a 75 kVA el poste debe ser de 12m y con resistencia de 750kg de acuerdo al Retie.

- De pedestal
13.200 o 34.500 voltios en el primario
- Capsuladas
13.200 o 34.500 voltios en el primario

Entre los requisitos para la instalación del transformador:

- La instalación del transformador debe realizarse en un sitio de fácil acceso donde se garantice el acceso y retiro mediante vehículo grúa o montacargas.
- En la base del pedestal debe haber un pozo con la capacidad de confinar el 75% de aceite del transformador.

- El transformador debe quedar instalado en un lugar con área libre suficiente que permita la apertura de las puertas a un Angulo mayor de 135°.
- Para obtener una mayor información de los requisitos de instalación dirigirse a la norma Retie articulo 23 o a las normas técnicas RA8-015

2. Desarrollo Metodológico

El proyecto tiene como alcance, la construcción de 5,0 m de red eléctrica de media tensión subterránea y 55,1 m de red en baja tensión más la instalación de un transformador trifásico en pedestal de 75kVA refrigerados en aceite mineral para instalación exterior, con el fin de suministrar energía eléctrica al edificio Country Club del llano lote 64 ubicado en el municipio de Restrepo (Meta).

Figura 6 ubicación en plano del sitio de la obra.



Fuente: google maps.

La red de media tensión se construirá en cable XLPE N°2 como se indica en el plano que hace parte integral del diseño y cajas de inspección para la red de media tensión.

La obra será ejecutada según normas de CODENSA S.A ESP, teniendo en cuenta la NTC 2050 y el RETIE.

Tabla 3 Descripción del proyecto

NOMBRE DEL PROYECTO	Country Club del llano lote 64 y 65		
PROPIETARIO DEL PROYECTO	AMINVER S.A.S		
LOCALIZACIÓN	MUNICIPIO: Restrepo		
	VEREDA O BARRIO: N.A		
	DIRECCIÓN O SECTOR: km 3 vía Quisqueaya		
TIPO DE SERVICIO	Residencial		
ESTRATO SOCIOECONÓMICO	6		
NÚMERO DE CLIENTES	Nueve (9)		
CAPACIDAD INSTALADA	75kVA		
CANTIDAD Y POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES INSTALADOS	No.	CAPACIDAD [KVA]	CANTIDAD
	1	3 ϕ 75[kVA]	1
	2		
LONGITUD DE REDES EN MT	No.	TIPO	LONG [M]
	1	Subterráneo	5,0
	2		
LONGITUD DE REDES EN BT	No.	TIPO	LONG [M]
	1	Subterránea	55
	2		
CARGA ALUMBRADO PÚBLICO	CANT	TIPO	POTENCIA [WATTS]
	1	N.A	N.A
	2		

Fuente: Autores

1.1 Descripción del proyecto

El condominio country club inicio un proyecto de construcción de viviendas unifamiliares en modalidad de torres de apartamentos, en el municipio de Restrepo (meta). Este proyecto tiene sus inicios en el año 2006 y desde la fecha continua con la realización de obras de tipo civil y eléctrico, causados en mayor medida por disposición de presupuesto, trámites administrativos ante entidades territoriales y operadores de servicios públicos e inconvenientes con el cumplimiento de normas técnicas aplicables en sus diseños iniciales.

En particular y lo relacionado con la propuesta de diseño eléctrico para el country club, se han identificado no conformidades respecto al cumplimiento de la RETIE según última actualización: Por ejemplo, existencias de cajas metálicas para puntos eléctricos residenciales (tomacorrientes), ductos de acometida sin certificación Retie y no concordantes en dimensión, tableros de distribución eléctrica ubicados en sitios en donde no se considera el espacio de trabajo, no cuenta con un sistema de conexión de puesta a tierra ni apantallamiento, entre otros.

Las observaciones realizadas en obra y descritas anteriormente, muestran incumplimiento en la normativa vigente e imposibilidad de cumplir con los requisitos de solicitud para un proceso de certificación Retie y de su posterior trámite administrativo ante el operador de servicio público.

Figura 7 obra del country club a sus inicios.



Fuente: Autores

Figura 8 cara trasera del edificio



Fuente: Autores

Figura 9 Parte interna del edificio



Fuente: Autores

En esta imagen se puede apreciar que se incumple con el Retie en el artículo 20.6.1.2 h) se especifica que no se pueden instalar tuberías no metálicas livianas tipo A expuestas ni en cielo rasos solo se puede, si van embebidas en concreto o en materiales resistentes al fuego mínimo de 15 minutos para eso se recomienda utilizar tubería EMT, IMC o tubería SCH40.

Figura 10 Remodelación de puntos eléctricos.



Fuente: Autores

Por cambios en el diseño arquitectónico se debió cambiar la posición del tablero eléctrico ya que si se dejaba en la misma ubicación que se había dejado inicialmente no iba a cumplir con la normatividad del espacio de trabajo según el Retie en el artículo 10.4 " espacio para el montaje, operación y mantenimiento de equipos" (Retie, 2013).

Tabla 4 Datos de proyecto eléctrico

Vereda		
Municipio		Restrepo
Número de usuarios		9
Numero de Transformadores		1
Curva de diversidad		C de ICEL
Taza de crecimiento de la demanda		3%
Proyección de demanda:		
	conductores	15 años
	transformadores	8 años
Regulación de voltaje:		
	media tensión	3%
	baja tensión	5%
Factor de potencia		1
tipo de red baja tensión		Trifásico tetra filar
clase de consumo predominante		Residencial
carga de diseño		62.46 kVA
capacidad total instalada		75 kVA
tensión de alimentación baja tensión		120/208V
tensión y alimentación media tensión		13,2 kV
calibre conductores media tensión		2 XLPE
tipo de postería		Concreto

Fuente: Autores

1.2 Análisis y Calculo de Cuadro de Cargas

Para el análisis de los cuadros de carga se comienza primero en realizar el análisis en el factor de potencia.

Se toma un factor de potencia de 0.9 extractando este valor del punto extractando este valor del punto 3.2.2 Factores de potencia para el cálculo de la demanda que se describe en las normas de diseño y construcción de sistemas de distribución eléctricos de cedenar S.A. E.S.P.

Tabla 5 Factores de potencia de los equipos

Salida	Factor de potencia
Cargas resistivas	1.00
Iluminación sodio, factor corregido	0.90
Iluminación fluorescente, alto factor	0.90
Iluminación fluorescente, factor normal	0.65

Iluminación incandescente	0.95
Lavadoras y secadoras de ropa	0.85
Motores	0.85

Fuente: (Cedear, 2010)

Una vez analizado el factor de potencia se procede a realizar el cuadro de cargas.

Se procede con ayuda del plano a describir cada circuito cuantas tomacorrientes y lámparas tiene y se sitúan en cada fila de la tabla.

1.2.1 THDi: distorsión armónica

Se entiende como distorsión armónica cuando la onda senoidal presenta deformaciones con respecto a una onda senoidal. La distorsión armónica de corriente requiere sobredimensionar una serie de componentes como transformadores y conductores. Cuando las impedancias en serie aumentan con la frecuencia, una corriente distorsionada puede causar más pérdidas que una corriente sinusoidal del mismo valor rms.

La distorsión armónica de corriente se puede expresar a partir del factor llamado (THDi), el cual es usado para definir el efecto armónico sobre la corriente en un sistema de potencia.

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^n I_h^2}}{I_1} * 100\%$$

Donde:

$\sum_{h=2}^n I_h^2$: Es la suma de los cuadrados de las amplitudes armónicas de corriente, en donde h es el armónico.

I_1 : Es la amplitud de la corriente fundamental.

1.2.2 THDi Para diferente aparatos de uso común

Gracias a un estudio realizado por la universidad Politécnica Salesiana en Cuenca-Ecuador, determinó la tasa de distorsión armónica para diferentes aparatos de uso común. En la siguiente tabla muestras estos porcentajes:

Tabla 6 Distorsiones armónicas para aparatos de uso común

Aparatos	THD_i
Focos ahorradores	101,79%
Cafetera eléctrica	2,489%
Computador con monitor	123,93%
Equipo de música	50,19%
Equipo de música con CD	47,21%
Laptop marca HP	122,64%
Microondas	29,22%
Refrigerador o Lavadora	8,038%
Teléfono inalámbrico	41,41%
TV de 20pulg	122,038%

Fuente: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/271>

Para la realización del cuadro de cargas el cálculo de los vatios de los tomacorrientes y las cargas de alumbrado se deben utilizar la máxima capacidad nominal en VA del elemento que se va a instalar las salidas para tomacorrientes se toman a 180 VA por tomacorriente a menos de que se especifique lo contrario dependiendo al uso que se le vaya a dar así lo especifica la sección 220-3 c) de la NTC 2050, para la lavandería se toma 1500 VA por cada rama bifilar, 220-16 b) NTC 2050.

Luego de este proceso se halla la carga total de cada circuito el cual se halla dividiendo la potencia del circuito por el factor de potencia para hallar la potencia aparente en VA que es la que se va a utilizar para hallar la demanda máxima. El calibre del conductor que se va a utilizar para cada circuito se toma a partir de la corriente que va a circular por este por medio de El Anexo B, el número mínimo de circuitos se debe establecer a partir de la carga total, teniendo en cuenta que deben existir uno o más circuitos para pequeños artefactos de 20 A para todas las salidas de tomacorrientes, y debe existir un circuito ramal exclusivamente para lavandería de 20 A como lo exige el artículo 210-52 f). para una mayor información dirigirse a la sección 220-4.

Para la cual la norma NTC 2050 tiene ciertas recomendaciones según la tabla 220-11 dependiendo el tipo de ocupación que vaya a tener la instalación para este caso por ser una unidad de vivienda los primeros 3000 voltiamperios su factor de demanda es al 100% y de los 3001 a 120.000 se maneja un factor de demanda del 35%, lo que es aires acondicionados y hornos su factor de demanda es del 100%.

Tabla 7 Cuadro de carga apartamento tipo

CIRCUITO	Lamparas		Tomacorrientes		THDi	F.p	Potencia (VA) VA salida	Potencia (W)	Carga total (VA)	Corriente(A)		calibre THWN	Proteccion A	Descripcion
	No	VA/Salida	No	VA/salida						A	B			
C 1-3			1	2000	0%	1	2000	2000	2000	9,6	9,4	12	2X20A	Horno
C 5-7			1	1080	29,22%	0,96	1080	1080	1125	5,4	5,4	12	2X20A	A.A. Habitacion principal
C 9-11			1	1080	29,22%	0,96	1080	1080	1125	5,4	5,4	12	2X20A	A.A. Sala
C 13-15			1	1080	29,22%	0,96	1080	1080	1125	5,4	5,4	12	2X20A	A.A. Habitacion 1
C 17-19			1	1080	29,22%	0,96	1080	1080	1125	5,4	5,4	12	2X20A	A.A. Habitacion 2
C 21-23			1	1080	29,22%	0,96	1080	1080	1125	5,4	5,4	12	2X20A	A.A. Comedor
C 2	18	12	1	180	29,22%	0,96	396	396	412,5	3,4		12	1X20A	Iluminacion sala-comedor
C 4	16	12			29,22%	0,96	192	192	200		1,7	12	1X20A	Iluminacion Habitaciones-Pasillo
C 6			6	1500	29,22%	0,96	1500	1500	1562,5	13		12	1X20A	Cocina
C 8			2	1500	9%	0,9	1500	1500	1666,7		15,5	12	1X20A	Lavadora
C 10			10	180	29,22%	0,96	1800	1800	1875	15,6		12	1X20A	Tomas Sala-comedor
C 12			10	180	29,22%	0,96	1800	1800	1875		15,6	12	1X20A	Tomas Habitaciones
														Reserva
Total	34		29				7294		15216,67	68,6	69,2	6	2X60A	

Factor De Demanda (Seccion 200 NTC 250)	Carga (VA)
Primeros 3000VA al 100%	3000
Resto al 35%	1607
Aires y Horno al 100%	7625
TOTAL	12232

Fuente: Autores

Tabla 8 Cuadro de carga zonas comunes

CIRCUITO	Lamparas		Tomacorrientes		THDi	F.p	$\frac{Potencia (VA)}{VA salida}$	Potencia (W)	Carga total (VA)	Corriente(A)		calibre THWN	Proteccion A	Descripcion
	No	VA/Salida	No	VA/salida						A	B			
C 1	16	12	2	180	29%	0,96	552	552	575	4,8		12	2X20A	Iluminacion Piso 1 y 2
C 2	16	12	2	180	29,22%	0,96	552	552	575		4,8	12	2X20A	Iluminacion Piso 3 y 4
C 3	12	50		180	29,22%	0,96	600	600	625	5,2	5,4	12	2X20A	Iluminacion sotano
C 4-6-8			1	5966	9,22%	1	5965,6	6628,44	6628,44	20,5	20,5	6	3X40A	Ascensor (Motor 8HP)
														Reserva
TOTAL	44		5				7669,6		8403,44	30,5	30,7	6	3X60A	

Fuente: Autores

1.3 Diseño de puesta a tierra para la edificación y la subestación

Toda instalación debe tener un sistema de puesta a tierra con el fin de evitar que las personas queden sometidas a tensiones de paso cuando se presente alguna falla, el sistema de puesta a tierra tiene como función principal garantizar la seguridad de los seres vivos, conducir las corrientes de falla rayos y corrientes electrostáticas.

1.3.1 Cálculo del calibre del conductor

Cálculo del calibre mínimo para el conductor del sistema de puesta a tierra

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f^2\sqrt{t_c}}{1,9737}$$

En donde:

A_{mm^2} Es la sección del conductor en mm^2 .

I Es la corriente de falla en KA.

K_f Es la constante dada por la Tabla 9 para diferentes materiales y valores de T_m (T_m es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor a una temperatura ambiente de 40°C).

t_c Tiempo de despeje de la falla a tierra en segundos (0,15s).

Tabla 9 constantes de materiales de la norma IEEE 80

Material	Conductividad (%)	t_m (°C)	K_f
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector metálico	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: norma IEEE 80

Si se usa el cobre duro para utilizar soldadura exotérmica y aplicando la teoría dada se tiene el siguiente resultado:

$$A_{mm^2} = \frac{1,16 * 7,06^2 * \sqrt[2]{0,15}}{1,9737}$$

$$A_{mm^2} = 11,35mm^2$$

Y de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 10 Selección del conductor según IEEE-80

CALIBRE DEL CONDUCTOR		AREA NOMINAL mm ²	DIAMETRO m
MCM	AWG		
350		177,35	0,015
300		152,01	0,0139
250		126,68	0,0127
211,6	4/0	107,22	0,0117
167,8	3/0	85,03	0,0104
133,1	2/0	67,44	0,0093

Fuente: Norma IEEE-80

Seleccionamos conductor de cobre calibre 2/0 el cual es el mínimo recomendado para sistemas de puesta a tierra en subestaciones.

$$A_{cobre\ 2/0} = 133.1\ MCM$$

1.3.2 Cálculo malla a tierra

- Metodología y alcance de las medidas realizadas

La resistividad del terreno hace referencia a la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de terreno de 1m x 1m x 1m, su representación dimensional debe estar expresada en Ohm-m.

Esta resistividad varía ampliamente a lo largo y ancho del globo terrestre, y se ve afectada por los siguientes factores:

- Sales solubles.
- Composición propia del terreno.
- Granulometría.
- Estado higrométrico.
- Temperatura.
- Compactación.

El método utilizado para realizar la medida de resistividad del terreno, es el método de WENNER.

La resistividad del terreno se halla insertando 4 electrodos en el suelo. Los cuatro electrodos se colocan en línea recta con la misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, aunque si dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

“El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P1 y P2. Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos. La razón V/I es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo.” (Gomez, s.f.)

Figura 11 Esquema de conexión

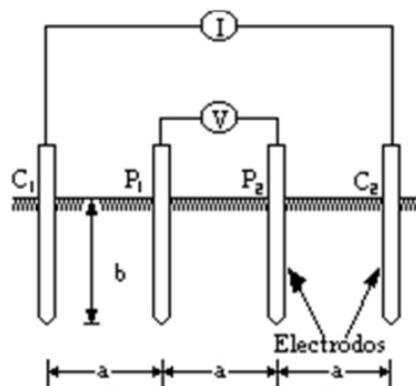


Figura 1

Fuente: (Gomez, s.f.)

En la Figura 11 se observa los electrodos, en donde la corriente se inyecta a través de los electrodos exteriores y el potencial se mide a través de los electrodos interiores. La resistividad aparente está dada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi AR}{\left[1 + \left(\frac{2A}{(A^2 + 4B^2)^{0.5}}\right) - \frac{2A}{(4A^2 + 4B^2)^{0.5}}\right]}$$

ρ Resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm*m

A Distancia entre electrodos en metros

B Profundidad de enterrado de los electrodos en metros

R Lectura del telurometro en ohm

Cuando la distancia enterrada (B) es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos (A). O sea, $A > 20B$, la siguiente fórmula simplificada se puede aplicar:

$$\rho = 2\pi aR$$

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio del terreno de un radio igual a la separación de los electrodos.

Para realizar la toma de las medidas, utilizamos el telurómetro marca METREL modelo MI2088.

Es importante aclarar que los valores que arroja el telurómetro EUROTEST 61557 son valores de R (resistencia), para conocer el valor de la resistividad se debe utilizar la fórmula:

$$\rho = 2\pi aR$$

Las distancias que utilizamos para llevar a cabo la medida son las siguientes:

- Tomando como distancia de separación de los electrodos a: 1, 2, 3 Y 4m.

- Tomando como profundidad de los electrodos b: 15cm.

Se procedió a tomar las medidas en terreno y se procede al análisis de los resultados obtenidos.

Tabla 11 Medición resistividad eje horizontal

COUNTRY CLUB DEL LLANO LOTE 64 (EJE HORIZONTAL)					
Ítem	Separación entre electrodos a [m]	Medida 1 [$\Omega \cdot m$]	Medida 2 [$\Omega \cdot m$]	Medida 3 [$\Omega \cdot m$]	PROMEDIO
1	1	294	294	293	294
2	2	262	271	277	270
3	3	681	682	681	681
4	4	698	697	696	697
					485,5

Fuente: Autores

Figura 12 Comportamiento del terreno eje horizontal

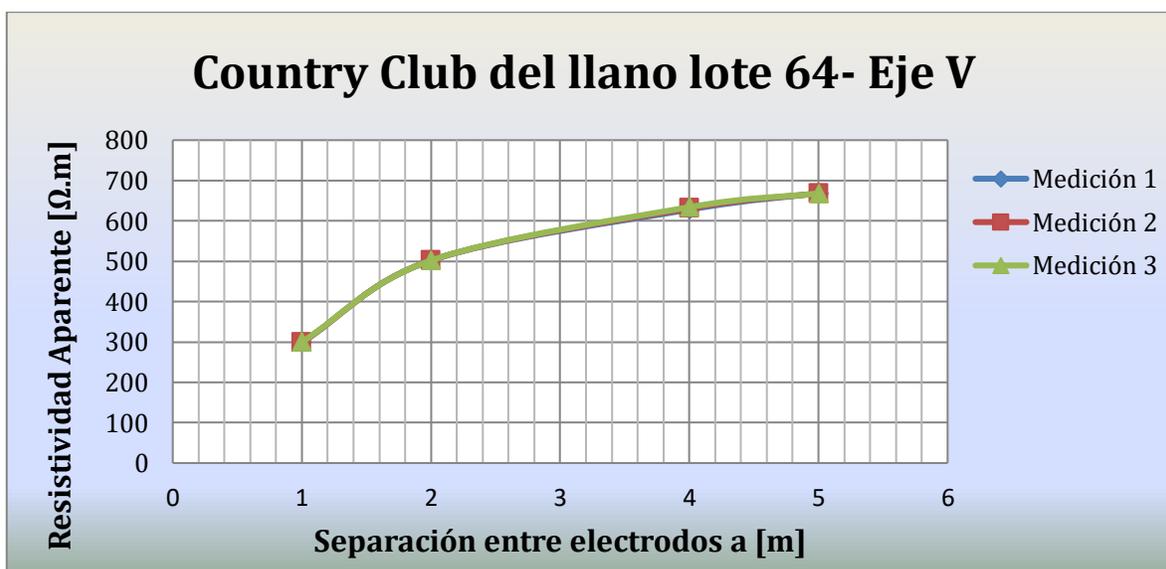


Fuente: Autores

Tabla 12 Medición resistividad eje vertical

COUNTRY CLUB DEL LLANO LOTE 64 (EJE VERTICAL)					
Ítem	Separación entre electrodos a [m]	Medida Dirección 1 [Ω .m]	Medida Dirección 2 [Ω .m]	Medida Dirección 3 [Ω .m]	PROMEDIO
1	1	299	299	300	299,3
2	2	502	502	502	502,0
3	4	628	631	634	631,0
4	5	668	668	668	668,0
					525,1

Figura 13 Comportamiento del terreno eje vertical



Fuente: autores

Comparando los valores obtenidos en los dos ejes se procede a compararlos.

Tabla 13 Comparación de las mediciones.

Ejes	Medida Dirección 1 [Ω .m]	Medida Dirección 2 [Ω .m]	PROMEDIO	DESVIACION <50% MUESTRA 1	DESVIACION <50% MUESTRA 2	DESVIACION DEL 30% DEL VALOR MAS ALTO 1	DESVIACION DEL 30% DEL VALOR MAS ALTO 2
1	294	299	297	-13,94	-12,28	-0,96	0,96
2	270	502	386	-20,88	47,11	-30	30
PROMEDIO	1.082	1.145	341				

Fuente: Autores

De la Tabla 13 se observa que en las columnas donde indican desviación al 50%, no hay ninguna que arroje mayor al porcentaje establecido por lo que ningún valor se descarta e igualmente, tampoco hay valores que supere el 30% en las columnas donde se indica la desviación al 30% por lo que se puede concluir que el **SUELO ES UNIFORME**.

$$\rho=341,0\Omega\text{-m}$$

Una vez obtenida la resistividad, la corriente de cortocircuito (93,7A) y un tiempo de despeje de falla de 150ms se tiene que el diseño de la malla a tierra con la resistividad calculada se encuentra que la dimensión de la malla se hace demasiado grande por lo que económicamente no es factible.

Una solución a este problema es el uso del tratamiento de suelo en el cual se encuentra que el uso de concreto ($\rho=40,0\Omega\text{-m}$ según norma CODENSA LAR400) se dimensiona una malla factible para la instalación:

Tabla 14 Calculo S.P.T.

DATOS BASE PARA EL CÁLCULO DEL SISTEMA PUESTA A TIERRA			
RESISTIVIDAD APARENTE DEL TERRENO (ρ)		40	
TIEMPO DE DESPEJE DE LA FALLA t_c (s)		0,15	
CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA (A)		93,5	
ESPESOR DE LA CAPA SUPERFICIAL (m)		0,15 "Entre 0,1 y 0,15m"	
MATERIAL DE LA CAPA SUPERFICIAL (h_s)		Arena común	
PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (m)		1	
RESISTIVIDAD DE LA CAPA SUPERFICIAL (ρ_s)		6000	
CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA SECUN. (kA)		0,14	
ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES (m)		2	
MATERIAL PARA LA PUESTA A TIERRA		CODUCTOR	ÁREA (mm ²)
		Cobre blando	2/0 67,44
GEOMETRÍA DE LA MALLA CAUDRANGULAR	LARGO (m)	6	
	ANCHO (m)	6	
		LONGITUD CONDUCTOR HORIZONTAL (m)	48
ÁREA OCUPADA POR LA PUESTA A TIERRA (m ²)		36	
CARACTERÍSTICAS DEL ELECTRODO			
Longitud de la varilla (m)	2,4	Número de varillas	8
			LONGITUD TOTAL (m)
			67
¿Proyecta no montar electrodos tipo varilla o por lo menos montar varillas dentro de la malla?		SI	
CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA			
RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (Ω)		9,94	
CÁLCULO DE TENSIONES Y COMPARACIONES			
GPR (V)		1.672,91	
TENSIÓN DE CONTACTO TOLERABLE	299,00	Persona de 50kg	TENSIÓN DE MALLA (V) 297,00
TENSIÓN DE PASO TOLERABLE	8.610,24	Persona de 50kg	TENSIÓN DE PASO (V) 77,94
¿CUMPLE LA TENSIÓN DE MALLA?		OK	
¿CUMPLE LA TENSIÓN DE PASO?		OK	
CUMPLE EL DISEÑO		SI CUMPLE	

Fuente: software

Con lo anterior se demuestra que se requerirá una malla de 6x6m con una profundidad de 1,0m sobre el nivel del suelo y cuadrículas de 2x2m s para obtener una resistencia mínima de **9,94 Ω** .

Verificando la tensión de contacto se demuestra que la tensión de malla a un tiempo de despeje de falla de 150ms es de **297V** menor a los 299V descrito en la tabla 15.1 del RETIE por lo tanto **CUMPLE**.

1.3.3 Análisis de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos

La evaluación del nivel de riesgo se realiza para determinar si se requiere implementar un sistema de protección contra rayos y las acciones que permitan disminuir el riesgo a un nivel tolerable.

El nivel de riesgo se obtiene de la ponderación de los indicadores de exposición al rayo y de la gravedad que puede implicar un impacto directo o indirecto de rayo sobre una estructura.

El rayo que afecta a una estructura puede causar daño a la estructura misma, a sus ocupantes y a su contenido, incluyendo fallas en sistemas internos. Los daños y las fallas pueden extenderse a los alrededores de la estructura, incluso pueden envolver el medio ambiente local. La escala de esta extensión depende de las características de la estructura y de las características de la descarga atmosférica.

Efectos del rayo en una estructura.

Las principales características de la estructura respecto a los efectos del rayo incluyen:

Construcción (Madera, ladrillo, concreto reforzado, construcción en marco de acero).

Función (vivienda, oficina, granja, teatro, hotel, escuela, hospital, museo, iglesia, prisión, almacén grande, banco, fábrica, planta industrial, áreas deportivas).

Ocupantes y contenido (personas y animales, presencia de materiales combustibles o incombustibles, materiales explosivos o no explosivos, sistemas eléctricos y electrónicos con resistencia a la baja o alta tensión).

Acometidas entrantes (líneas de energía, líneas de telecomunicaciones, tuberías).

Medidas de protección (ej. Las medidas de protección reducen los daños físicos y el peligro de perder la vida, la protección reduce las fallas de sistemas internos).

Grado de extensión del peligro (estructura con dificultades de evacuación o estructura donde el pánico puede ser creado, estructura peligrosa a los alrededores, estructuras de ambiente peligroso).

Tabla 15 Efectos del rayo en diversos tipos de estructura

Tipo de estructura según la función y/o el contenido	Efectos del rayo
Casa de habitación	Perforación de instalaciones eléctricas, fuego y daños materiales Daño limitado normalmente a los objetos expuestos al punto de toque o a la trayectoria de la corriente del rayo. Falla de equipo eléctrico y electrónico y de sistemas instalados (ej. Sistemas de TV, computadoras, módems, teléfonos, etc.)
Edificación rural	Riesgo primario de fuego y tensiones de paso peligrosos, así como daño material. Riesgo secundario causado por pérdida de energía eléctrica, y peligro de vida del ganado debido a la falta de control electrónico de sistemas de ventilación y de suministro de alimentos, etc.
Teatro, Hotel, Escuela, Almacén grande, Área deportiva	Daño de instalaciones eléctricas (ej. iluminación eléctrica) probablemente causa de pánico. Falla de alarmas contra incendio, dando por resultado retrasos en las medidas de extinción del fuego
Banco, Compañía de seguros Centros comerciales, etc.	Situaciones como las anteriores, más problemas resultado de pérdida de comunicación, falla de computadoras y pérdida de datos
Hospital, Clínica de reposo, Prisión	Situaciones como las anteriores, más complicaciones con las personas en cuidados intensivos, y dificultades de rescatar a gente inmóvil.
Industria	Efectos adicionales dependiendo del contenido de la fábricas, extendiéndose de menor importancia por daño inaceptable y pérdida de la producción.
Museos y sitios arqueológicos Iglesias	Pérdida de patrimonio cultural irreemplazable.
Telecomunicaciones, Centrales eléctricas	Pérdidas inaceptables de servicio al público.
Fábrica de fuegos artificiales Trabajos con municiones	Fuego y explosión de la planta y a sus alrededores.
Planta química, Refinería Central nuclear, Laboratorios bioquímicos y plantas	Fuego y mal funcionamiento de la planta con consecuencias perjudiciales al ambiente local y global.

Fuente: NTC 4552-1

Fuentes y tipos de daños de una estructura

La corriente de rayo es la fuente del daño. Las siguientes situaciones son consideradas dependiendo de la posición del punto de impacto relativo a la estructura:

S1 Impacto a la estructura.

- S2 Impacto cerca de la estructura.
- S3 Impacto al servicio entrando a la estructura.
- S4 Impacto cerca al servicio entrando a la estructura.

Los rayos que impactan a la estructura pueden causar:

Daño mecánico inmediato, fuego y/o explosión causa por el arco caliente ionizado del rayo, o causado por la corriente de rayo que origina calentamiento resistivo de los conductores (recalentamiento de conductores), o causado por la carga que origina un arco corrosivo (metal derretido).

Fuego y/o explosión iniciado por chispas, causadas por sobretensiones resultantes de acoples inductivos o resistivos y por el paso de parte de la corriente de rayo.

Lesiones a personas por tensiones de paso y de contacto resultado de acoples resistivos e inductivos.

-Los rayos que impactan sobre acometidas entrantes a la estructura pueden causar:

Fuego y/o explosión iniciado por chispas, causadas por sobretensiones y corrientes de rayo transmitidas por la acometida entrante.

Lesiones a personas causadas por tensiones de contacto dentro de la estructura, originados por corrientes de rayo transmitidas por la acometida entrante.

Falla o mal funcionamiento de sistemas internos causado por sobretensiones transmitidas a la estructura por líneas entrantes.

-Los rayos que impactan cerca de la acometida entrante a la estructura pueden causar:

Falla o mal funcionamiento de sistemas internos causado por sobretensiones inducidas y transmitidos por líneas entrantes a la estructura.

NOTA: Solamente las chispas que llevan corrientes de rayo (total o parcialmente) se consideran capaces de iniciar fuego.

NOTA: Los rayos directos o cerca de tuberías entrantes, no causan daños a la estructura, debido a que estas se enlazan a la barra equipotencial de la estructura (véase la NTC 4552-3).

Como resultado, el rayo puede causar tres tipos básicos de daños:

D1 Lesiones a los seres vivos, causadas por tensiones de contacto y de paso.

D2 Daños físicos (fuego, explosión, destrucción mecánica, escape químico) causados por efectos de la corriente de rayo incluyendo chispas.

D3 Fallas de sistemas internos causados por IER.

Daños en acometidas.

El rayo que afecta una acometida causa daño físico a esta línea o tubería según sea usada para proporcionar algún servicio (energía, telecomunicaciones, acueducto),

Tabla 16 Efectos del rayo en acometidas

Tipo de acometida	Efectos del rayo
Líneas de telecomunicaciones	Daños mecánicos de la línea, derretimiento de pantallas y conductores, falla del aislamiento del cable y falla primaria del equipo principal causa de inmediata pérdida del servicio. Fallas secundarias en los cables de fibra óptica con daño del cable pero sin pérdida del servicio.
Líneas de Energía	Daños en los aisladores de líneas aéreas de baja tensión. Perforaciones del aislamiento del cable de la línea, falla del aislamiento del equipo de la línea y de transformadores con la consecuencia de perder el servicio.
Tuberías de agua	Daños a los equipos de control eléctrico y electrónico, probablemente causando la pérdida del servicio.
Tuberías de gas, Tuberías de combustible	Perforaciones de empaques no metálicos probablemente causando fuego y/o la explosiones. Daños a equipos de control eléctrico y electrónico probablemente causando pérdida del servicio.

Fuente: NTC 4552-1

NOTA: Toda la información descrita es de la norma NTC4552-2 y tiene como fin la correcta interpretación de este ejercicio.

Una vez dado el soporte teórico para la interpretación que arroje este análisis se obtiene la evaluación de riesgo con ayuda de un programa realizado por SEGELECTRICA tal y como muestra en la Tabla 17 y Tabla 18.

Tabla 17 Características del entorno

Proyecto	Country Club Del Llano Lote 64
Dimensiones De La Estructura A Proteger	
Largo De La Estructura L (M)	33
Ancho De La Estructura	15
Altura Máxima De La Estructura	14
Densidad De Rayos A Tierra (Rayos/Km ² Año)	1
Características Del Entorno	
Ambiente Donde Están Las Acometidas De La Estructura	Rural
Localización De La Estructura	Rodeado De Objetos O Arboles
Características De Las Acometidas De Servicios	
Seleccione El Tipo De Acometida	Acometida Subterránea
Longitud De La Acometida	10 M
Transformador At/Bt En La Acometida	Acometida Con Transformador
Resistividad Del Suelo P(Ohm * M)	341

Fuente: Segelectrica

Tabla 18 Resultados análisis de riesgo

Evaluación de riesgo de la estructura		
Proyecto:	Country club del llano lote 64	
Riesgo de pérdida de vidas humanas	Riesgo de pérdida del servicio publico	Riesgo de pérdida del patrimonio cultural
R1	R2	R3
1,10E-0,9	0	0
1,00E-05	1,00E-03	1E-0,3
R1	R2	R3
Riesgo controlado	Riesgo controlado	Riesgo controlado

Fuente: Segelectrica

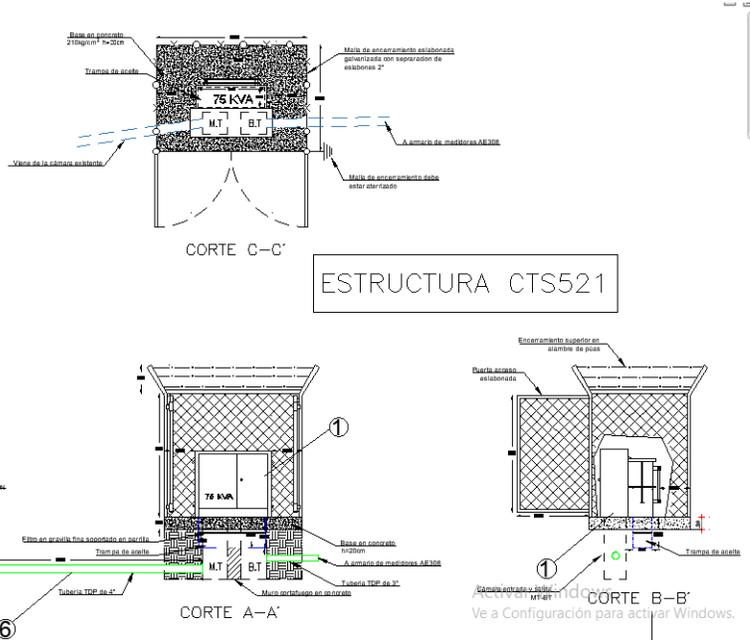
1.4 Plano Eléctrico y Diagrama unifilar de los Apartamentos

1.4.1 Plano Eléctrico

Para ver plano eléctrico de los apartamentos (Ver Anexo A), donde se muestra la ubicación de los puntos eléctrico dentro de los apartamentos.

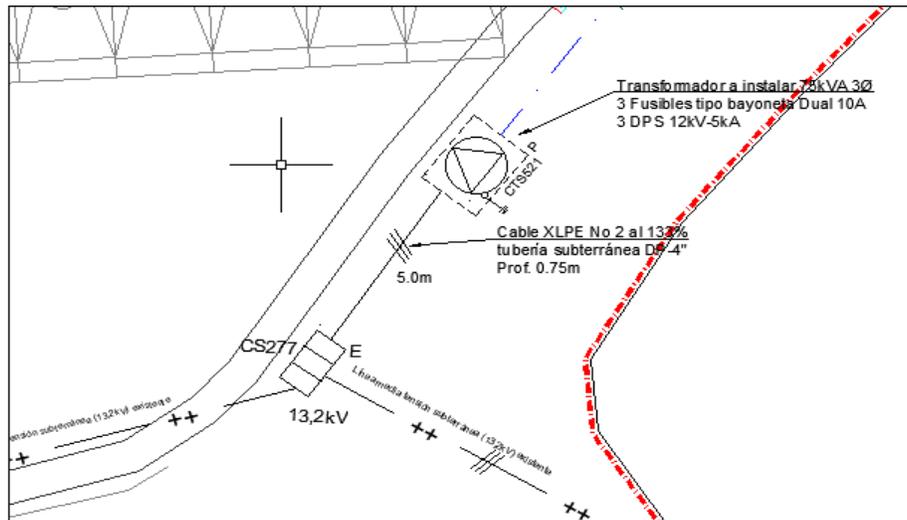
Figura 14 Plano de estructura para el transformador tipo de pedestal

LISTADO DE EQUIPOS	
1	TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL 3Ø 75KVA
2	CONECTORES PREMOLDEADOS (ET-724)
3	PARARRAYOS TIPO CODO 12kV-5kA (ET-509)
4	MALLA PUESTA A TIERRA
5	ARMARIO DE MEDIDORES 10 CUENTAS (AE-318)
6	TUBERIA PVC TIPO DP
7	MEDIDOR BIFÁSICO



Fuente: Autores

Figura 15 Ubicación del transformador a instalar

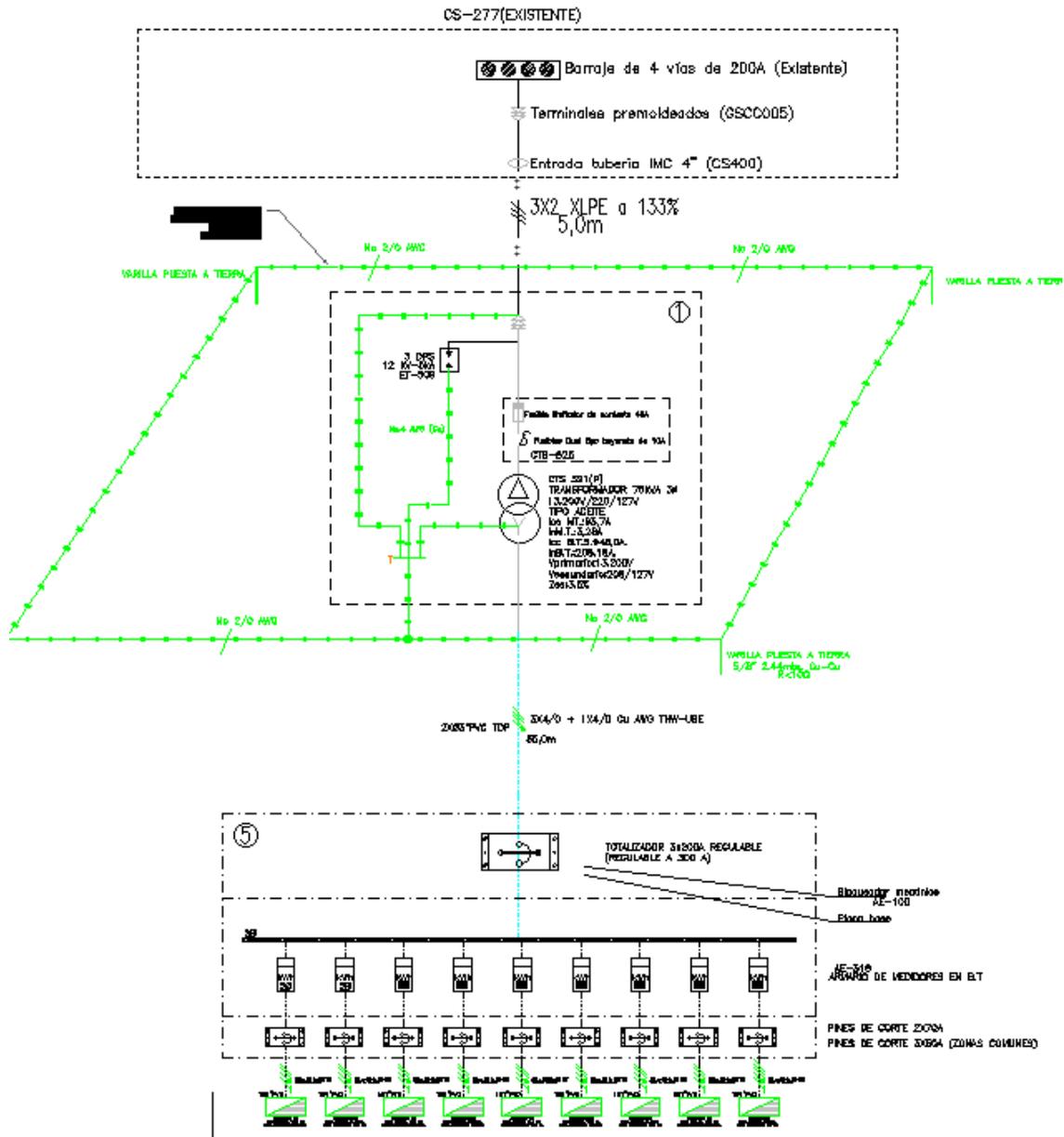


Fuente: autores

En la Figura 15 se puede apreciar la ubicación del transformador y de donde se va a hacer la conexión del transformador por media tensión.

1.4.2 Diagrama unifilar de los Apartamentos

Figura 16 Diagrama unifilar de los apartamentos.

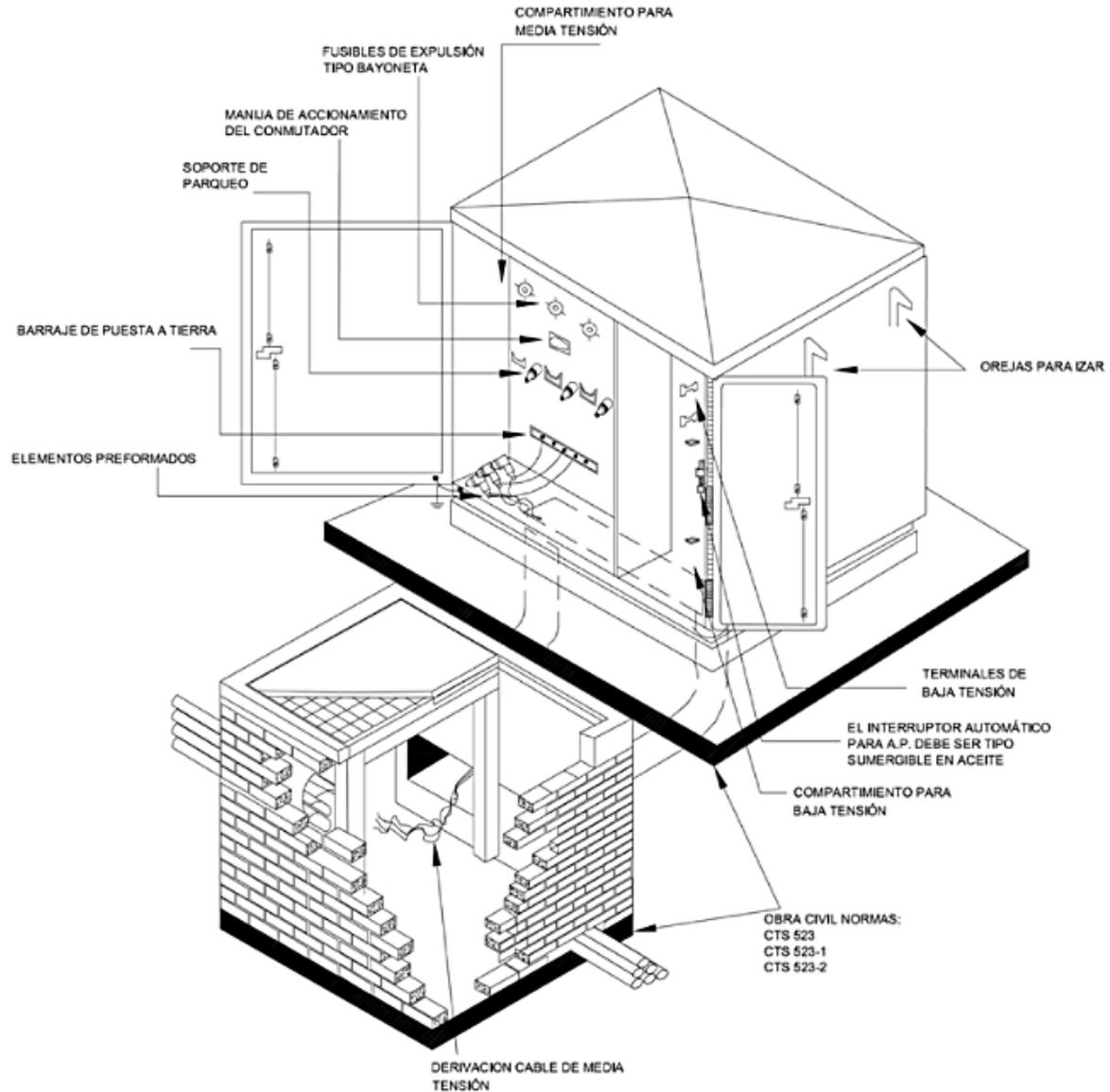


Fuente: Autores

En la Figura 16 se puede visualizar el diagrama unifilar de los apartamentos desde el punto de conexión de media tensión hasta conexión para uso final.

1.5 Cálculo y Diseño de Transformación Eléctrica

Figura 17 Transformador de pedestal vista isométrica



Fuente: (Codensa, 2018)

1.5.1 Análisis de cortocircuito del transformador

$Z_{pu} = Z$ transformador (dato de placa) 0.035

$Z\% = 3.5\%$

Transformador seleccionado en kVA = 75

Nivel de tensión en el primario en kV = 13.2

Nivel de tensión en el secundario en kV = 0.208

Corriente de corto circuito simétrica 3 fases en el primario

$I_{cc}(M.T) = 3 \text{ fases kVA base} / (Z_{pu})kV$

$$I_{cc}(M.T) = \frac{\text{tres fases kVA base}}{(Z_{pu}) * kV}$$

$$I_{cc}(M.T) = \frac{75}{\sqrt{3} * 0.035 * 13200}$$

$$I_{cc}(M.T) = 93.7A$$

Corriente de corto circuito simétrica 3 fases en el secundario

$$I_{cc}(B.T) = \frac{\text{tres fases kVA base}}{(Z_{pu}) * kV}$$

$$I_{cc}(B.T) = \frac{75}{\sqrt{3} * 0.035 * 208}$$

$$I_{cc}(B.T) = 5948 A$$

1.5.2 Análisis del nivel de tensión requerido

Con el fin de determinar el nivel de tensión requerido se evalúa inicialmente el nivel de tensión en redes de distribución (Media Tensión) que se maneja en la zona y que el Operador de Red es quien distribuye y administra la energía eléctrica de la localidad donde se encuentra el proyecto. La instalación objeto del estudio, requiere de una carga demandada según el análisis de carga, de 75kVA y de acuerdo a visitas al sitio e información aportada por los diferentes operadores de energía de zona, los proyectos en estudio se encuentran cercanos a una red eléctrica trifásica en media tensión según la localización de estos a nivel nacional, con niveles de tensión y operadores de red diferentes según su ubicación. Las cargas internas que Incluye el proyecto son de tipos trifásicas, bifilares y monofásicas a un nivel de tensión 120/208V, de este modo el nivel de tensión requerido para el transformador que alimentará el proyecto deberá ser: 13200/208-120V.

1.5.3 Cálculos de campos electromagnéticos

Los cálculos de campos electromagnéticos se realizan para asegurar que en espacios destinados a actividades diarias de las personas, no se supere los límites de exposición definidos.

En el sitio donde se ejecutará las instalaciones no se encuentra a la vista líneas mayores de 57,5kV o corrientes circulantes en baja tensión mayor a 1kA por lo tanto no requiere un estudio de campos electromagnéticos.

1.5.4 Cálculo de transformadores

Normalmente en los transformadores que alimenta cierta corriente de carga, se producen fenómenos que se representan por la presencia de corrientes parásitas adicionales, con el uso de cargas eléctricas no lineales con lleva a la presencia de cargas armónicas a los transformadores de distribución de pequeña y mediana potencia. Para este tipo de fenómenos la norma IEEE Std C5.110-1998, recomienda procedimientos para el cálculo de los efectos armónicos en los transformadores de dos arrollamientos inmersos en líquido o de tipo seco incluyendo los de devanado impregnado y encapsulado en resina.

Las pérdidas en un transformador se componen por *las* pérdidas en vacío y las pérdidas en carga. Estas a su vez se las subdivide en pérdidas Joule (I^2R) y pérdidas adicionales. Las pérdidas adicionales son debidas a flujos parásitos en los devanados, núcleo, elementos de fijación del núcleo, pantallas magnéticas, paredes de la cuba, etc.

Las pérdidas adicionales de los devanados son debidas al efecto pelicular en los conductores y en los circuitos en paralelo. La determinación precisa de las corrientes parásitas adicionales producidas por las corrientes armónicas es un tema complejo que depende del diseño y construcción del transformador y que implica realizar sofisticados análisis computacionales. Las pérdidas adicionales se obtienen como diferencia entre las pérdidas medidas en carga menos las pérdidas calculadas utilizando la medición de las resistencias.

De acuerdo a lo citado anteriormente, las pérdidas totales en carga resultan:

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL}$$

Donde:

P_{LL} : Pérdidas en carga (W)

P : Componente I^2R de las pérdidas en carga (W)

P_{EC} : Pérdidas adicionales en los devanados (W)

P_{OSL} : Otras pérdidas adicionales (W)

Teniendo en cuenta el efecto de distorsión armónica el valor eficaz de la corriente aumenta, luego se aumentan las pérdidas en carga $P = I^2R$, las pérdidas adicionales P_{EC} en los devanados dentro del espectro de frecuencias normalmente considerado, tienden a ser proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, causa de un posterior incremento de pérdidas . El resto de las pérdidas adicionales P_{OSL} , núcleo, partes estructurales, también se incrementa con el cuadrado de la corriente pero no con el cuadrado de la frecuencia como en los devanados. Además, las corrientes armónicas frecuentemente están acompañadas por una componente de corriente continua, que incrementa ligeramente las pérdidas en el núcleo, pero incrementa importantemente la corriente de magnetización y el nivel audible de ruido.

Normalmente en un transformador con carga nominal y corriente sin armónicos se deben respetar las sobreelevaciones de temperatura indicadas por las normas, si la carga incluye armónicas las mayores pérdidas son causa de mayores sobreelevaciones de temperatura.

$$K = \sum_{k=1}^{\infty} I_k(pu)^2 h^2$$

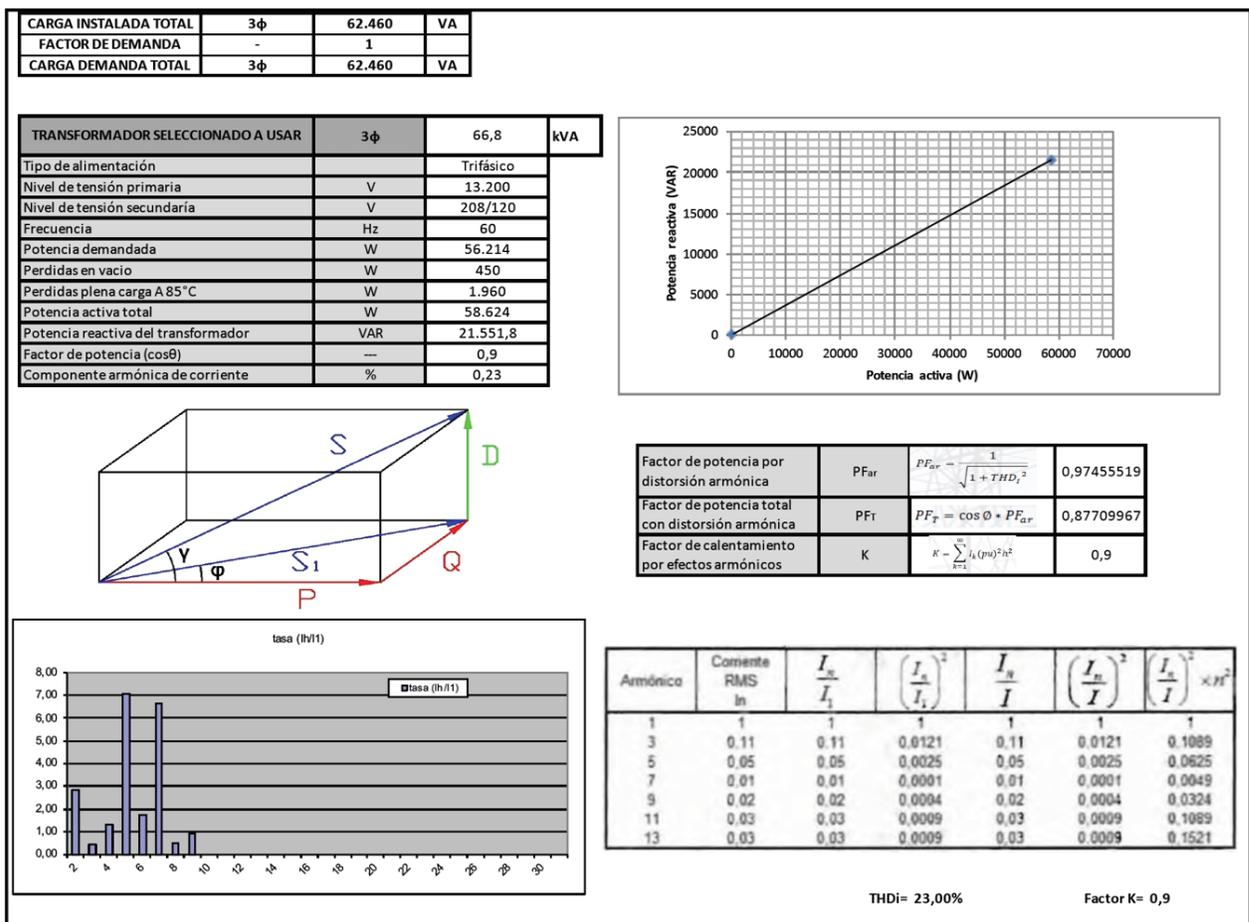
Donde I_k es el valor eficaz de la corriente de carga de la armónica "h" referida a la corriente eficaz nominal del transformador.

El factor K permite evaluar el efecto que las corrientes armónicas tienen en el calentamiento del transformador. Un factor $K=1$ indica la no presencia de armónicos. lo cual, cuanto más alto es el factor K, mayor es el efecto de calentamiento producido por los armónicos. Los transformadores con un factor K son diseñados para funcionar a plena carga con cualquier contenido armónico cuyo factor K resulte igual o menor al factor K declarado por el

fabricante en la chapa de características del transformador. Estos transformadores difieren de los transformadores normales debido a que tienen una capacidad térmica adicional que le permite tolerar los efectos térmicos debidos a las corrientes armónicas.

En la Tabla 19 se presenta el cálculo del transformador teniendo en cuenta dicho factor "k" para la correcta selección del equipo a instalar.

Tabla 19 Selección del transformador basado en la norma ANSI/IEEE C57.110



Como se puede demostrar el transformador cumple con las necesidades establecidas por la norma.

Tabla 20 Carga total del transformador y selección del transformador

ESPECIFICACIONES			EMSA	
1.- Normas			Trifásica	Dyn5
2.- Tipo de subestación			Tetrafilar	FFFN
3.- Tipo de red			Subterráneo	XHHW-2
4.- Sistema de distribución				
5.- Voltaje nominal de la red (V_s)			208	Voltios
6.- Tipo de estrato socioeconómico del usuario			Alto	Urbano
7.- Carga inicial por usuario en el año cero (C_0)			12,06	kVA
8.- Factor de potencia del usuario (Fp)			0,95	Retardo
9.- Carga de alumbrado público (C_{ap})			0	kW
10.- Rata de crecimiento anual de la carga (r)			0	%
11.- Período de proyección de la red (n)			15	años
12.- Período de proyección del transformador (n)			8	años
13.- Regulación de tensión máxima permitida			5	%

CALCULO DEL TRANSFORMADOR			CAPACIDAD NOMINAL RECOMENDADA DEL TRANSFORMADOR	
Transformador No	T1 = 112,5 KVA			
Ubicación	Country Club del Llano			
Período proyección en años	(n)	8		
Numero total de usuarios	N_0	8		
Factor de diversidad	F_d	1,81035837	Calculado	62,46 kVA
Carga de alumbrado público	C_{ap}	0	Nominal	75 kVA
Cargas especiales	C_e	9,17	Voltaje	208-120V
			Normas	Icontec
				Dyn5
$T = \frac{N_0 \times C_0 \times (1 + r)^n}{F_d} + C_{ap} + C_e$				

Fuente: Autores

1.5.5 Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

Las características de los pararrayos a instalar por ser normalizado son de 12kV-10kA y de 12kV-5kA

Para el transformador, el nivel de aislamiento que deben tener los devanados y bujes, referidos a 1.000m.s.n.m se indica en la Tabla 21.

Tabla 21 Nivel de aislamiento del transformador

Descripción	Unid	Devanados		Conector completamente ensamblado.		
		M.T.	B.T.	M.T.	B.T	Neutro
Tensión de serie	KV	15	1,2	15	1,2	1,2
Nivel de aislamiento al impulso básico (BIL)(1.2/50 µseg)	KV	95	30	95	30	30
Tensión aplicada a 60 Hz, en 1 minuto. - En seco	KV	34	10	34	10	10

En el caso del cableado, para este proyecto en general se consideró el uso de conductores eléctricos con la tecnología en PVC/Nylon, THHN/THWN 75°C, son las siglas de (Thermoplastic High Heatresistant Nylon-coated) o (thennoplatic Heat and Water-resistant Nylon-coated) respectivamente, que permite operar los conductores a 75°C (es necesario tener en cuenta la temperatura de trabajo del compuesto de aislamiento para fijar una condición de ampacidad). Los alambres y cables THHN/THWN 75°C deben cumplir los exigentes requisitos de las normas UL 83, NTC-INCONTEC 1332, el Código Eléctrico Colombiano NTC-2050 y el NEC (National Electrical Code). Como requisitos fundamentales para el aislamiento eléctrico de los conductores, se debe dar cumplimiento específicamente a los siguientes puntos:

Resistencia química a grasas, aceites e hidrocarburos: las propiedades de barrera de los recubrimientos de Nylon, proveen larga vida al material de aislamiento evitando la pérdida de plastificantes y adictivos.

Alto punto de fusión: los polímeros de Nylon para propósitos eléctricos tienen un punto de fusión muy alto comparado con otros materiales usados como aislamiento o cubierta para conductores eléctricos. Está características proporcionan alambre o cable de alta resistencia mecánica al aplastamiento.

Alto peso molecular. Esta propiedad del compuesto de Nylon establece las condiciones de resistencia a la abrasión e hidrocarburos en el alambre o cable terminado.

Alta resistencia al rasgado (difícil de contar o romper).

Liviano (densidad=1,13g/cm³) comparado con el PVC (1,4g/cm³).

Alta resistencia a la abrasión.

Bajo coeficiente de fricción, comparado con el PVC y polietileno.

Resistencia térmica alta: el polietileno de Nylon tiene una temperatura máxima de uso continuo de 121°C.

Para la red de media tensión que va ser subterránea se pretende usar conductores con recubrimiento en XLPE o polietileno de cadena cruzada como aislante de conductores eléctricos. El polietileno reticulado parte de un polietileno termoplástico que es vulcanizado o reticulado mediante el empleo de agentes químicos y/o físicos tales como la presión, temperatura y vapor, reordenando de este modo las cadenas moleculares del polietileno termoplástico y obtenido finalmente un polietileno reticulado con cadenas moleculares entrelazadas. Este material conserva las excelentes propiedades eléctricas que se evidencian en el polietileno termoplástico tales como: resistencia dieléctrica y de aislación, baja constante dieléctrica, bajo factor de pérdida y resistencia aumentada a la humedad.

A eso se le adiciona que el XLPE presenta características eléctricas y térmicas mejoradas frente al PVC. Esto se debe a que el XLPE es un material termoestable. Los materiales termoestables son aquellos que una vez reticulados no cambiarán sus características sometidos a un aumento de temperatura y presión.

La principal ventaja que presentan los cables aislados con XLPE es el aumento de temperatura máxima de servicio (de 70° a 90°C). Esto permite transporta mayor intensidad de corriente por la misma sección del conductor o transportar el mismo valor de corriente utilizando una sección menor de conductor con el siguiente beneficio económico:

Se permite tener una corriente de cortocircuito más elevada (debido a que este material permite una mayor densidad de corriente) y mayor temperatura (250°C frente a 160°C) que con el PVC. Ante la posibilidad de operar en sobrecarga hasta una temperatura de 130°C durante determinado tiempo en el total de la vida útil del cable. Esto significa que durante un lapso determinado, un cable aislado en XLPE podrá transportar aún más corriente que la especificada para 90°C.

Otra ventaja que destaca el XLPE es que presenta una resistencia mejorada al contacto con el agua respecto a la prestación del PVC.

El cable usado para este proyecto para la red de media tensión se proyecta que sea de marca CENTELSA debido a los niveles de aislamiento que ellos ofrecen tal y como lo muestra en la Tabla 22 :

Tabla 22 Espesores de aislamiento para diferentes voltajes y niveles de aislamiento

Tensión de Diseño [kV]	Calibre Mínimo [AWG ó Kcmil]	NIVEL DE AISLAMIENTO		
		100 %, Norma ICEA	133 %, Norma ICEA	173 %, Valores Usados por CENTELSA
		mm	mm	mm
5	8	2,29	2,92	4,45
8	6	2,92	3,56	5,59
15	2	4,45	5,59	8,13
25	1	6,60	8,13	11,3
35	1/0	8,76	10,70	16,51
46	4/0	11,30	14,73	19,60

Fuente: (Centelsa, 2020)

Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas en la carga.

La función primordial de un conductor eléctrico es dirigir corriente desde la fuente o punto de acometida hasta el punto de utilización. La eficiencia en la transferencia de energía depende de su oposición al flujo eléctrico. Debido a su resistencia eléctrica, el conductor disipa en forma de calor, parte de la energía transportada; si se incrementa el diámetro del conductor disminuyen las pérdidas y, aunque implica un incremento en el precio inicial de la instalación, se compensa con la disminución en la pérdida de energía.

Los conductores se calculan para tener cierta caída de tensión, que equivale a pérdida de energía aproximada a ese valor, el cual está presente durante la vida útil del conductor, lo que refleja un costo operativo. En teoría, es posible disminuir las pérdidas a valores insignificantes al aumentar la sección del conductor, sin embargo, el costo del cableado y sus accesorios aumentan a valores que no son rentables, en ese caso, se puede buscar un equilibrio entre la ganancia económica en la reducción de las pérdidas y el incremento en

el costo de la instalación, o se puede reducir la pérdida en el cableado a un valor especificado con anterioridad, por ejemplo, menor a uno por ciento.

En general, en el dimensionamiento de los conductores para la instalación eléctrica se privilegia en el argumento del costo inicial mínimo, lo que conlleva a altas pérdidas de energía durante su vida útil, hasta del cinco por ciento. La circulación de corriente por los conductores eléctricos genera pérdidas que necesitan cuantificarse para tomar medidas correctivas o determinar el costo económico que representa en su operación.

La pérdida de energía en un conductor se calcula a partir de su resistencia eléctrica, de la corriente que circula por él y del tiempo de circulación. Para calcularlo se utiliza la siguiente expresión:

$$W_c = I^2 * R * t \qquad \text{Donde: } R = \frac{\rho L}{s}$$

La resistencia del conductor está determinada por su material (ρC_u), la longitud (L) y su sección transversal (s).

Donde:

W_c : Energía pérdida (disipada) en el conductor (Wh)

R : Resistencia eléctrica del conductor (Ω)

I : Corriente por el conductor (A)

t : Tiempo de circulación de la corriente (h)

ρ : Resistencia volumétrica del material ($W * mm^2/km$)

L : Longitud (m)

s : Sección transversal (mm^2)

De la expresión anterior se observa que, cuanto mayor sea la longitud del conductor, mayor será su resistencia, y mientras mayor sea su sección transversal, para la misma longitud, menor será su oposición al flujo de corriente eléctrica. Es recomendable disminuir la

oposición que presenta el conductor al flujo de la corriente eléctrica por medio del incremento de su diámetro, para la misma corriente que transporta.

En la Tabla 23 se presenta un resumen donde se relacionan varias opciones para el cálculo del alimentador, teniendo en cuenta la capacidad amperimétrica, las pérdidas por efecto Joule, el costo del cable y la caída de tensión; de las opciones se selecciona el conductor que mejor se comporte desde el punto de vista técnico-económico, según lo recomendado en el Artículo 10.1 del Reglamento de Instalaciones Eléctricas RETIE y lo analizado en las curvas de la Imagen N°10, donde se relaciona el costo inicial y costo operativo de los cables en función de la sección transversal, en ellas se puede observar la intersección entre estas curvas, la cual me da un punto de referencia óptimo para dicha selección. La capacidad de corriente y parámetros de los conductores, se toma de basan en la Tabla 310-16 del Código eléctrico colombiano NTC2050.

Tabla 23 Calculo económico de conductores según Artículo 10.1 (Retie, 2013)

CARGA NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	S[VA]	75000
TIPO DE ALIMENTACIÓN	----	Trifásico
NIVEL DE TENSIÓN SECUNDARIA	V[V]	208/120/60Hz
TEMPERATURA AMBIENTE	T[°C]	40
TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN	T[°C]	75
CORRIENTE NOMINAL DEL TRANSFORMADOR	I _n [A]	208,18
CARGA MÁXIMA PRIMER AÑO	I _n [A]*1,25	260,22
LONGITUD DE LA ACOMETIDA	L[m]	35
TASA DE CRECIMIENTO	AÑO	1
TASA DE DESCUENTO	%	6
TIEMPO DE OPERACIÓN POR DÍA	HORAS	24
TIEMPO DE OPERACIÓN AÑO	AÑO	8760
COSTO DEL kWh	\$/kWh	498,49
AUMENTO ANUAL	%	3
FACTOR A	[\$/m-mm ²]	645,62
FACTOR r		0,99
FACTOR Q		18,42
FACTOR β		1
ρ ₂₀	Ω-m	1,835E-08
α ₂₀	1/K	0,0068
θ _m	°C	51,67

Nota:

No se considera el efecto de la inflación por lo tanto no se considerará el costo de la demanda

(Se desprecia las pérdidas en la cubierta).

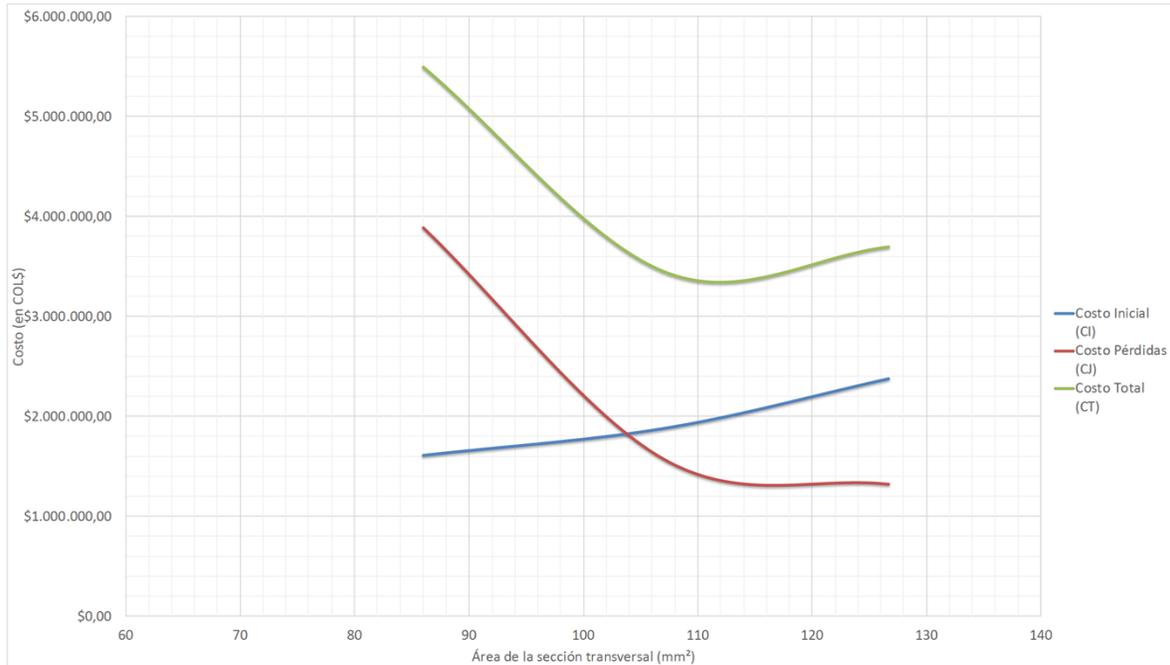
AWG/KCMIL	Sección nominal del cable (mm ²)	Corriente nominal del conductor para cable THHN A 75°C	Eficiencia del conductor I _h /I _n	N _p	N _c	FACTOR F	Sec (mm ²)	R	CI	CJ	CT
12	3,307	25	10,41	11	1	34.776,1	285,21	0,006743685	\$210.735,00	\$555.827.828	\$556.038.563
10	5,26	35	7,43	8	1	25.291,7	243,23	0,004239804	\$323.120,00	\$254.147.615	\$254.470.735
8	8,367	50	5,20	6	1	18.968,8	210,64	0,002665396	\$388.045,00	\$119.829.370	\$120.217.415
6	13,3	65	4,00	4	1	12.645,8	171,99	0,001676794	\$723.520,00	\$50.256.258	\$50.979.778
4	21,15	85	3,06	3	1	9.484,4	148,95	0,001054438	\$1.218.000,00	\$23.702.419	\$24.920.419
2	33,62	115	2,26	3	1	9.484,4	148,95	0,000663336	\$1.715.000,00	\$14.910.951	\$16.625.951
1/0	53,48	150	1,73	4	1	12.645,8	171,99	0,000417004	\$2.373.000,00	\$12.498.284	\$14.871.284
2/0	67,43	175	1,49	2	1	6.322,9	121,61	0,000330734	\$1.288.420,00	\$4.956.312	\$6.244.732
3/0	86,01	200	1,30	2	1	6.322,9	121,61	0,000259288	\$1.608.250,00	\$3.885.643	\$5.493.893
4/0	107,2	230	1,13	1	1	3.161,5	85,99	0,000208035	\$1.881.250,00	\$1.558.788	\$3.440.038
250	126,67	255	1,02	1	1	3.161,5	85,99	0,000176059	\$2.375.100,00	\$1.319.192	\$3.694.292
300	152,01	285	0,91	1	1	3.161,5	85,99	0,00014671	\$2.598.750,00	\$1.099.283	\$3.698.033
350	177,34	310	0,84	1	1	3.161,5	85,99	0,000125755	\$3.131.975,00	\$942.269	\$4.074.244
400	202,68	335	0,78	1	1	3.161,5	85,99	0,000110032	\$3.507.000,00	\$824.462	\$4.331.462
500	253,35	380	0,68	1	1	3.161,5	85,99	8,80259E-05	\$4.091.500,00	\$659.570	\$4.751.070

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

De acuerdo a la gráfica de curvas de costos, la opción 10 presenta el mejor comportamiento desde el punto de vista Técnico-Económico, estando cercano al punto de intersección con sección transversal para el cable No 4/0 por lo tanto la mejor opción para el grupo de conductores de la Acometida Principal será: 4X4/0KCMIL-THHW al 75°C

3x4/0(F)+1x4/0(N)+1*2/0(T) Cu AWG-Aislamiento en THHW(75°C)

Figura 18 Costo inicial y Costo operativo de los conductores en función de la sección transversal.



Fuente: Autores

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

Los dispositivos de protección contra sobre corrientes, teniendo en cuenta la impedancia total de carga, capacidad nominal de corto circuito de los componentes y demás características del circuito que se pretende proteger, se elijan de tal forma que se logre una coordinación entre protecciones termomagnéticas que permita a los dispositivos para protección, operar ante una falla sin causar daños extensivos a otros componentes eléctricos del circuito, es decir de manera selectiva. Los interruptores automáticos de disparos fijos seleccionados para el proyecto, tienen en cuenta las recomendaciones enunciadas en el Artículo 240-6 de la NTC 2050. Para lograr un buen desempeño del sistema de protección implementado, deben satisfacerse simultáneamente algunos requerimientos, que en general dependen de una buena selección de los dispositivos de protección y su coordinación, como son:

- **Selectividad.** Es la característica que permite que las protecciones discriminen la ubicación de la falla, con el objetivo de aislar exclusivamente la unidad fallada, manteniendo el servicio en el equipo que no es preciso desconectar.
- **Rapidez.** Lo ideal es que toda protección aisle el equipo fallado lo más rápido posible con el fin de disminuir los daños, mejorar la estabilidad en el sistema y evitar la complicación y propagación de la falla en el resto de componentes.
- **Sensibilidad.** Es una medida de la impedancia presentada por los relés a los transformadores de medida, mientras más baja sea mejor es la sensibilidad. Debe operar holgadamente bajo cualquier condición de falla en su zona de influencia.
- **Confiabilidad.** Es la cualidad que permite garantizar la operación del sistema de protección, tiene que ver con la seguridad, la simplicidad y robustez del equipo de protección.

- **Simplicidad.** Todo esquema de protección debe cumplir sus objetivos mediante la solución más simple, tanto en las características de sus dispositivos como en sus circuitos de control.
- **Economía.** Brindar la máxima protección al mínimo costo posible. Todos los conductores en este proyecto están protegidos contra sobre corrientes según su capacidad amperimétrica que se establece en la Tabla 310-16 de la NTC 2050, y lo enunciado en el artículo 310-15 de la norma NTC 2050.

La coordinación de protecciones en media tensión se tomará acorde a la NTC 2797 para selección de fusibles en transformadores de distribución donde establece las reglas básicas y prácticas para la selección, aplicación y coordinación de fusibles en sistemas menores o iguales a 34,5kV.

- Selección de la capacidad de interrupción.

“El valor nominal de la capacidad de interrupción simétrica de un fusible debe ser mayor o igual a la máxima corriente de falla calculada sobre el lado de carga del fusible.” (NTC 2797, 1990)

- Característica de soporte térmico, mecánico y de sobrecarga.

la selección del fusible se efectúa superponiendo a la curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima del fusible, la curva de capacidad térmica, mecánica y de sobrecarga del transformador, seleccionando aquel fusible cuya curva de máximo tiempo de fusión quede totalmente al lado izquierdo de la curva de capacidad térmica.

- Protección contra corriente de cortocircuito.

“El tiempo de operación del fusible para la interrupción de la corriente simétrica del cortocircuito del transformador, calculada según su impedancia, debe ser inferior al tiempo a lo establecido para que el transformador soporte el cortocircuito según lo descrito en la NTC-532.” (NTC 2797, 1990)

- Capacidad para soportar la corriente de Conexión del transformador (CORRIENTE DE INRUSH).

Cuando el transformador se energiza, existe una corriente de excitación la magnitud viene definida por el flujo residual en el núcleo del transformador y el punto de conexión en la curva de tensión. se debe asegurar que la curva característica corriente-tiempo del fusible no corte la curva de conexión del transformador en la región por debajo de 0,1s

- Ventajas y desventajas de la selección de un fusible de alta o baja relación.

los fusibles que presentan una relación de fusión baja protegen al transformador contra sobrecarga, pero se funden muy fácilmente con corrientes de conexión o sobre corrientes de corta duración; los fusibles con relación de fusión alta están soportaran descargas y protegen adecuadamente contra corrientes de cortocircuito, pero no protegen al transformador contras sobrecarga.

Los fusibles tipo Dual, que presentan una relación de fusión baja para la zona de sobre corrientes de larga duración, protegen al transformador no solamente contra las corrientes de sobrecarga sino también contra los cortocircuitos

Todo alimentador en media tensión debe poseer protección contra sobre corrientes, instalada en el punto de conexión común o de arranque. El elemento considerado en media tensión contra sobre corriente es el fusible.

Tabla 24 Características Fusibles

TIPO DE FUSIBLE	REACCIÓN	RELACIÓN DE VELOCIDAD	APLICACIÓN
H	Extra rápido	Varía entre 4 para 6A y 6 para 100A	Protección por el lado primario de transformadores pequeños y/o en lugares en los que se utilizan equipos electrónicos sensibles o que exijan una protección rápida como hospitales o centros de cómputo.
K	Rápido	Varía entre 5 para 6A y 8 para 200A	Protección de líneas de distribución.
T	Lento	Varía entre 10 para 6A y 13,7 para 200A	Coordinación de reconectores.
VS	Muy lento	Varía entre 15 para 5A y 13,7 para 100A	Protección de transformadores.
Dual	Extralento	Varía entre 13 para 0.4A y 20 para 2,1A	Protección de transformadores. Cuando ocurre una falla que no sea peligrosa para el transformador. El fusible persiste o alcanza un nivel de riesgo, el fusible se fundirá.

Fuente: Autores

Como la fusión mínima no es un factor crítico si otros dispositivos no necesitan ser coordinados con el último fusible de la rama.

Para obtener una buena coordinación se debe cumplir que la relación:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo del fusible protector}}{\text{Tiempo de fusión mínima del fusible protegido}} * 100\% < 75\%$$

Con la teoría expuesta anterior se procede a mostrar la coordinación de protecciones con una filosofía de coordinación muy lenta, esto con el fin de proteger el transformador. Por consiguiente, se seleccionará el fusible mostrado a continuación.

Conforme a la norma CODENSA CTS-525 se determina que los fusibles tipo bayoneta para este tipo de transformadores que hay en este proyecto mediante el siguiente cuadro:

Tabla 25 selección inicial protección para el transformador

Elemento	CAPACIDAD	FUSIBLE TIPO BAYONETA
Transformador	75kVA (3ø)	10

Para el arranque, cumpliendo la restricción dada se seleccionará un fusible tipo H de 65A.

Para el lado de baja tensión se calcula de acuerdo a la capacidad del transformador.

$$S = \sqrt{3} * V_{ll} * I$$

Donde:

I= Corriente de fase (A).

V= Tensión línea a línea (V).

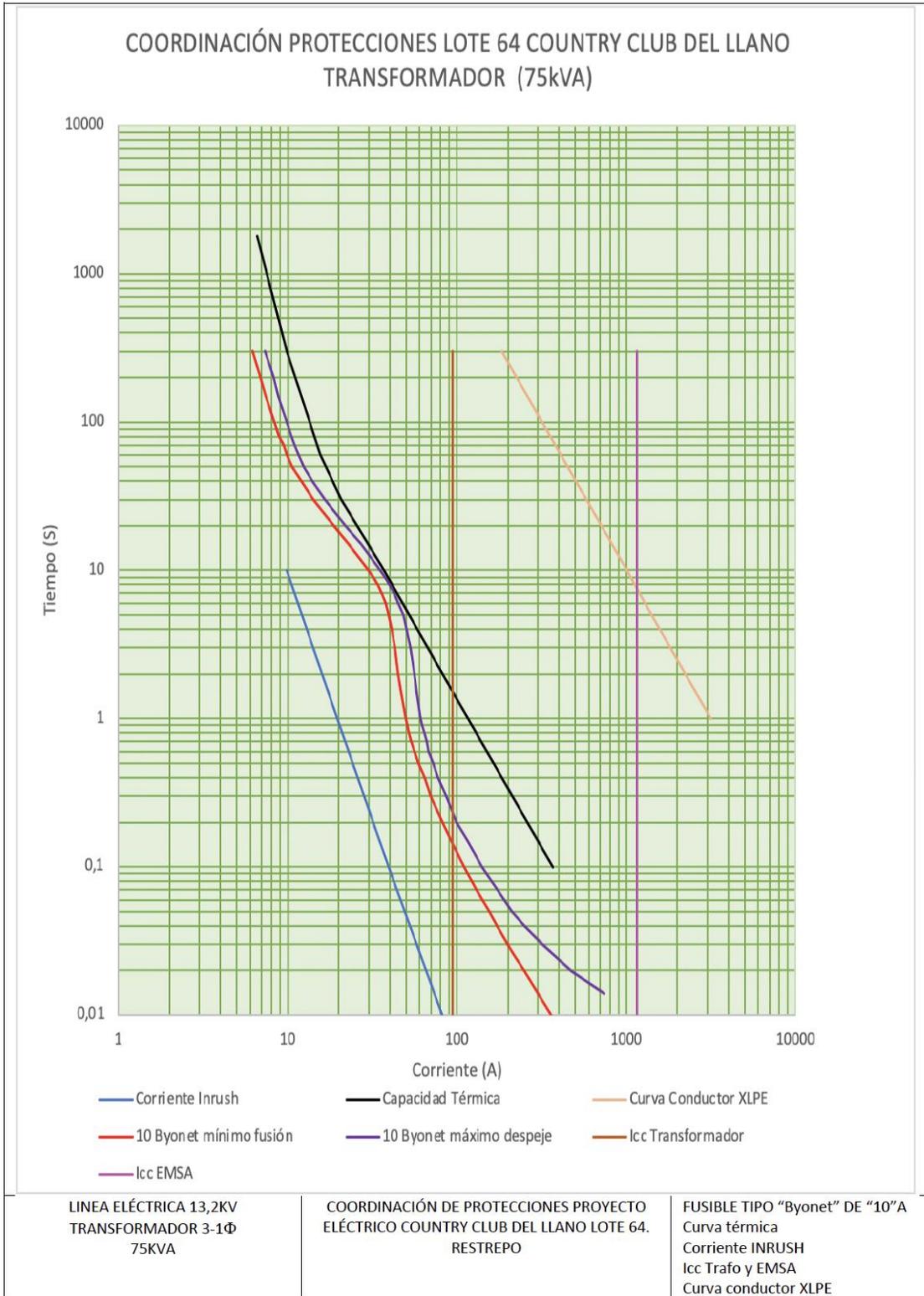
Para el transformador sería:

$$I = \frac{S}{V}$$

$$I = \frac{75KVA}{\sqrt{3} * 208V} = 208,1A \quad \rightarrow \quad \text{Se selecciona una protección de 3x200A ajustable}$$

Para la selección de las demás protecciones se deberá tener en cuenta la corriente de cortocircuito dada por el operador de red (1,16kA).

Figura 19 Coordinación de protecciones proyecto country club del llano lote 64



Como se puede demostrar en la Figura 19 la selección del fusible para el transformador, la curva de máximo despeje ligeramente llega a la curva de capacidad térmica del transformador sin entrelazar el tiempo mínimo de fusión con respecto a la corriente de Inrush. Cumpliendo así su función.

Como este proyecto no contempla la instalación de un fusible de arranque sino de la derivación de una cámara de conexiones y se desconoce la curva del fusible de arranque, no se realiza la coordinación de protecciones debida.

Evaluando el tiempo de despeje de falla en función de la falla del transformador se encuentra que el tiempo de despeje de la falla para la fusible bayoneta es de 150ms.

1.5.6 Calculo de canalizaciones

Debido a que tanto la red de media y baja tensión van a ser subterránea, es necesario seleccionar los diámetros de los ductos. Por ende, se selecciona tubería tipo PVC para ambos niveles de tensión.

Para el caso de la red de media tensión el tipo de tubería a seleccionar será tipo DB debido a la robustez y soportabilidad frente a pesos una vez enterrado.

En la Tabla 26 muestra el diámetro en la selección de la tubería teniendo en cuenta la norma CODENSA CS204.

Tabla 26 Selección de la canalización para la red de media tensión.

CS204 Selección del diámetro de ductos

AWG o kcmil Cu	Cu (mm ²)	Al (mm ²)	Redes - Circuitos	Ducto para canalizaciones	Ducto metálico para subterranización o afloramiento
2/0-4/0-300	70-120-150	185-240	De 34,5 kV	6"	6"
2-2/0-4/0-300	35-70-120-150	70-120-185-240	11,4kV y 13,2 kV	6"	6"
6-4-2-1/0-2/0-4/0-250-300-500	16-25-35-50-70-120-150-240	35-70-120-185-240	De BT: 208/120 V	4" (**)	4", 3", 2" (*)
6-4-2	--	16-25-35	De AP: 208/120 V; 480/277 V; 380/220 V	3"	3", 2" (*)

Fuente: Norma codensa CS204

Para la acometida de baja tensión que va desde la subestación hasta el tablero general de distribución se instalará tubería PVC TDP

Conforme en lo que se muestra se selecciona el cálculo de la tubería que se requiere para la acometida.

Tabla 27 Selección de la canalización para la acometida en baja tensión.

Aislamiento	Calibre	N° de Conductores	Área del cable	Total área
THHN	4/0 AWG	4	0.3237	1.2948
Tamaño mínimo de tubería:	2	Número máximo de conductores	4	

Fuente: Autores

Con lo mostrado en la Tabla 27 se determina que se requiere de un ducto mínimo de 2 pulgadas entre la subestación y el armario de medidores, pero por selección del diseñador recomienda un ducto de 3".

1.5.7 Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia

- a. Pérdida joule en la frecuencia fundamental.

La pérdida de energía (joule) en un conductor se calcula a partir de la resistencia eléctrica, de la corriente del proyecto máxima prevista para el circuito y del tiempo que esta circula por el conductor. Eso puede ser expresado por:

$$E = RI_{max}^2 \Delta t$$

Donde:

E = Energía perdida en el conductor, [Wh].

R =Resistencia eléctrica del conductor, [Ω].

I_{max} = Corriente de proyecto máxima prevista para el circuito, [A].

Δt = Intervalo de tiempo de circulación de la corriente I_{max} , [h].

Recordando que:

$$R = \rho \frac{l}{S}$$

Donde:

ρ = resistividad eléctrica del material conductor [Ω -m].

l = Longitud del circuito [m].

S =Sección transversal del conductor [mm^2].

De acuerdo con la norma NCh 2625 of 2001, las resistividades a 20°C del cobre es respectivamente $18.35 \times 10^{-9} \Omega \cdot m$. Estos no son valores reales de los materiales, pero si valores de compromiso escogidos para que las resistencias de los conductores puedan ser calculadas directamente de la sección nominal del conductor, en lugar de usar las áreas reales efectivas de la sección transversal

Considerando un conductor de cobre de sección "S" con una longitud "l" y recorridos por la misma corriente durante el mismo tiempo, se tiene:

$$E_{Cu} = 18.35 \times 10^{-9} \frac{l}{S} I_{max}^2 \cdot \Delta t$$

b. Pérdida joule en presencia de corriente armónica.

Las corrientes armónicas son importantes fuentes de perdidas joule en las instalaciones eléctricas, impactando así los costos de las instalaciones electricas.

Se debe calcular el valor de la resistencia eléctrica en cada frecuencia (R_h) presente en el espectro armónico. seguidamente, se calcula la pérdida joule para cada resistencia a partir de la ecuación $E_{(h)} R_h I_h^2 \cdot \Delta t$, donde I_h es la corriente armónica de orden h. En los circuitos donde exista la presencia del conductor neutro se debe calcular también la pérdida en ese conductor, una vez que el valor de la corriente armónica no neutra puede ser significativo.

R_h , es el valor de la resistencia del cable en una frecuencia, difiere del valor de la resistencia en corriente continua normalmente presentada en los catálogos dados por los fabricantes. Eso se debe primeramente al fenómeno conocido como efecto superficial: la corriente alterna de mayor frecuencia tiende a circular por la superficie exterior del conductor, causando así una disminución en la sección efectiva del conductor y, consecuentemente, un aumento en la resistencia eléctrica aparente del cable.

En la Figura 20 muestra una forma de obtener el valor de la resistencia en corriente alterna en función de la frecuencia a partir del valor de la resistencia en corriente continua y la Tabla 28 muestra los valores de la resistencia en corriente continua.

Figura 20 Relación entre resistencia en corriente alterna y resistencia en corriente continua en función de la frecuencia

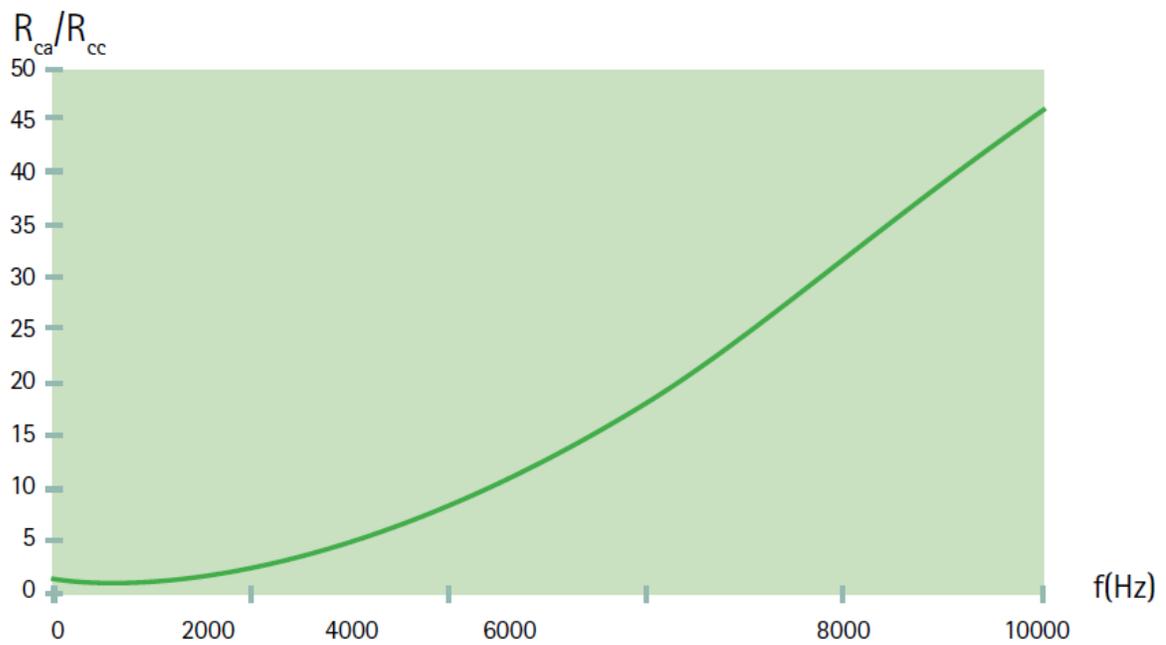


Tabla 28 Resistencia en corriente continua

Tabla 1: Resistencia en corriente continua (resistividad de acuerdo con NCh 2625.Of2001)	
Sección nominal (mm ²)	Resistencia máxima del conductor a 20°C (Ω/km)
1.5	12.2
2.5	7.3
4	4.59
6	3.06
10	1.84
16	1.15
25	0.734
35	0.524
50	0.367
70	0.262
95	0.193
120	0.153
150	0.122
185	0.0992
240	0.0765
300	0.0612
400	0.0459

FUENTE: International copper Association Latin America.

Relacionando los armónicos obtenidos en la Tabla 19 se realizará el análisis hasta el 7^{mo} armónico y por consiguiente se comienza determinando la resistencia del conductor en corriente alterna tal y como se muestra a continuación:

$$R_{AC} = 18,35 \times 10^{-9} \cdot \frac{55}{107,21} \rightarrow R_{AC} = 9,41 \times 10^{-9}$$

Ahora si se relaciona con la resistencia en corriente continua obtenido de la Tabla 19 se determina que a bajas frecuencias (menor al 33^{vo} armónico) los valores son muy próximos a cero.

$$\frac{R_{AC}}{R_{CC}} = 6,15 \times 10^{-8}$$

Por lo que $R_{AC} \approx R_h$.

Ahora la corriente máxima para el 7^{mo} armónico se toma la tasa de distorsión armónica y este se multiplica por la capacidad máxima del conductor y se obtiene las respectivas corrientes para cada una de las acometidas:

$$I_{armónicos} = 0,23 * 230A \rightarrow I_{armónicos} = 52,9A$$

Por lo que las pérdidas por los armónicos por conductor por día (24 horas) trabajando a su máxima capacidad es igual a:

$$E_h = 6,15 \times 10^{-8} \cdot 52,9^2 \cdot 24 \quad \rightarrow \quad E_h = 4,13 \times 10^{-3} J$$

Si a esto se le suma con las pérdidas de energía a una frecuencia fundamental que es igual a:

$$E_{Cu} = 9,41 \times 10^{-9} \cdot 230^2 \cdot 24 \quad \rightarrow \quad E_{Cu} = 11,94 \times 10^{-3} J$$

Sumando ambos resultados se tiene que:

$$E_T = E_h + E_{Cu} \quad \rightarrow \quad E_T = 16,07 \times 10^{-3} J$$

Por lo tanto, se tiene que las pérdidas por conductor se encuentran alrededor del orden del 1×10^{-3} Joule y como la selección del neutro es igual al del conductor por fase entonces se demuestra que es correcto la selección del retorno.

1.5.8 Cálculos de regulación.

Regulación en Media Tensión (M.T):

Red Subterránea

De acuerdo a lo expresado anteriormente en este proyecto se selecciona el conductor XLPE No 2 (según lo mostrado en la tabla de constantes de regulación de cables MT Y BT CODENSA), el cual la constante de regulación es $K=3,45 \times 10^{-7}$.

$$Reg. = (0,000000345 \cdot 75 \cdot 5) \%$$

$$Reg (2) = 0,000129\%$$

Regulación en Baja Tensión (B.T):

Para el conductor de B.T se selecciona la acometida en THHN 4/0 a 75°C (según lo mostrado en la tabla de constantes de regulación de cables MT Y BT CODENSA), el cual la constante de regulación para conductor por fase es $K=4,817 \times 10^{-4}$.

$$Reg. = (0,0004817 \cdot 75 \cdot 55) \%$$

$$Reg. = 1,99\%$$

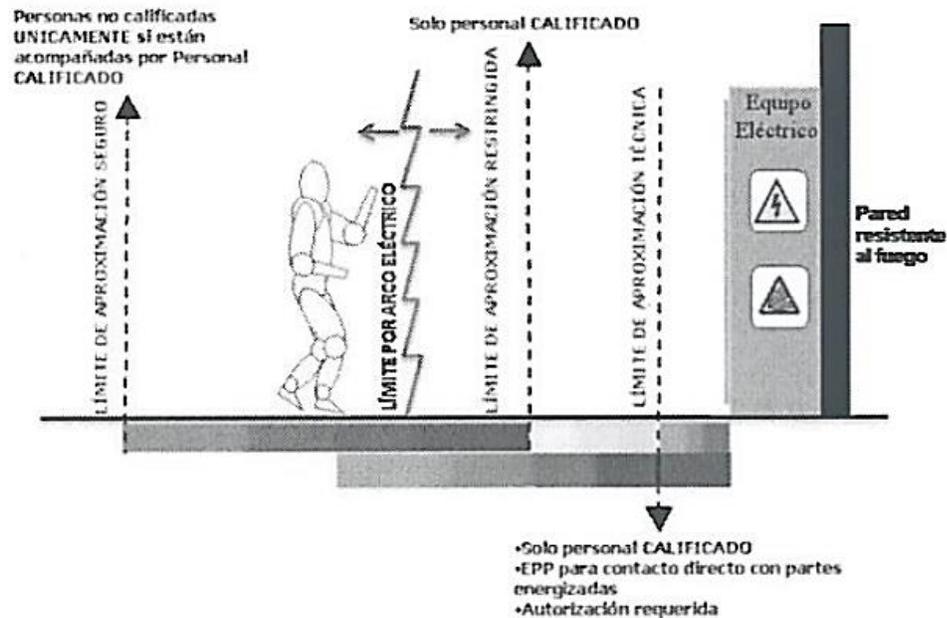
Se observa que los resultados de regulación en baja tensión están dentro de los límites admisibles dados por la norma para el diseño de sistemas de distribución.

1.6 Distancias de seguridad requerida.

Conforme al artículo 13 del RETIE toda la línea aislada no aplican las distancias de seguridad. Sin embargo, se deben respetar las distancias de seguridad para otros elementos que hacen parte del proyecto eléctrico como es el transformador, la celda de medida y el tablero general de distribución.

Para estos elementos se establece una distancia de acuerdo al nivel de tensión de operación. Por ejemplo, para la celda de medida indirecta y tablero general de distribución operan a una tensión de 208V por lo que se debe tener en cuenta en los criterios constructivos lo mostrados en la Figura 21 y Tabla 29.

Figura 21 Limite de aproximación



FUENTE: RETIE V.2013.

Tabla 29 Distancias mínimas de trabajo

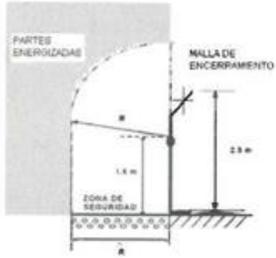
Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Nivel de tensión en operación

FUENTE: RETIE V.2013.

Para el caso del transformador debe contar con un encerramiento ya sea metálico o en un cuarto en exterior. Para esto se debe tener en cuenta lo estipulado en el artículo 23.2 del RETIE en su versión 2013 tal y como lo muestra en la figura 17 del presente documento:

Tabla 30 Distancias de seguridad para subestaciones exteriores.



Tensión nominal entre fases (kV)	Dimensión "R"(m)
0.151-7.2	3.0
13.8/13.2/11.4	3.1
34.5/44	3.2
66/57.5	3.5
115/110	4.0
230/220	4.7
500	5.3

Fuente: (Retie, 2013)

3. Conclusiones Y Resultados

2.1 Conclusiones

Cuando se cumplen con todos los requisitos del Retie y la NTC 2050 se minimizan los accidentes de riesgo eléctrico y ayudan también al mejoramiento del sistema eléctrico y la seguridad de los instaladores y usuarios de las instalaciones eléctricas.

Este proyecto puede ser una guía para la formulación o diseño de otros proyectos que tengan que ver con el diseño eléctrico de cualquier tipo de vivienda unifamiliar,

2.2 Resultados

Entre los resultados obtenidos se puede apreciar el cálculo de la carga de cada uno de los apartamentos y zonas comunes en la Tabla 7 y Tabla 8 respectivamente, la resistividad del terreno obtenida en la Tabla 13 por medio de mediciones hechas al terreno a través de un teluometro , en la Tabla 20 se puede apreciar la carga total del transformador que se va a utilizar y la respectiva fórmula para llegar a este resultado, En la Tabla 26 muestra el diámetro en la selección de la tubería teniendo en cuenta la Norma Codensa Cs204.

En el anexo A y en el capítulo dos se observan los diferentes planos eléctricos de los apartamentos y los diagramas unifilares desde el transformador hasta los tableros eléctricos de uso final y la posición de donde se va a realizar la conexión de media tensión y la ubicación del transformador para la torre de apartamentos.

B. Anexo: Capacidad de corriente permisible en conductores

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

Fuente: NTC 2050 Tabla 310-16

Bibliografía

- carpintero, j. d. (2016). *con los riesgos no me arriesgo*. bogota: universidad distrital.
- Cedenaar, S. (2010). *normas de diseño de construcción de sistemas de distribución eléctricos de Cedenaar*. san juan de pasto: Cedenaar.
- Centelsa. (2020). *Centelsa*. Obtenido de <https://www.centelsa.com/>
- Codensa, E. . (04 de 10 de 2018). *Enel codensa*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/ingl%C3%A9s/2-1-6-technical-standards/transformer-station-construction-standards-for-underground-grids/CTS%20525-1.pdf>
- conte. (14 de noviembre de 2019). *conte*. Obtenido de <https://www.conte.org.co/en-2018-murieron-180-colombianos-por-accidentes-electricos/>
- EPM. (2006). *Medida de resistividad eléctrica del suelo RA6-014*. medellin.
- Gomez, R. R. (s.f.). *Teoría y diseño de sistemas de tierras*. Obtenido de Ruelsa: <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html>
- meta, v. e. (12 de 07 de 2020). *vive el meta*. Obtenido de <https://www.viveelmeta.com/fallas-electricas-conjunto-morichal-constructora-amarilo-3392/>
- NTC 2797, N. T. (1990). *NTC 2797*.
- Retie, R. R. (2013). *RETIE*. COLOMBIA.
- santos, I. (2015). Estudio medico legal de la muerte por electrocucion. *ciencias forenses de honduras*, 15-22.
- tejada, A. (2017). analisis epidemiologico-forense de las electrocuciones en colombia. *Universidad Cooperativa*.
- torre, v. e. (2017). https://www.usmp.edu.pe/vision2017/pdf/materiales/Ponencia_Proteccion_para_Instala

*ciones_Electricas_en_Edificaciones.pdf*26. Obtenido de
https://www.usmp.edu.pe/vision2017/pdf/materiales/Ponencia_Proteccion_para_Instalaciones_Electricas_en_Edificaciones.pdf26

vivas, j. (s.f.). El mapa de 1710 poblados que aun se alumbran con velas en colombia. *El tiempo*.