

**ESTUDIO VARIANTE DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 115 Kv.  
ZAMORA-HORIZONTE, CABAÑAS-COLOMBIA PARA LA  
CONSTRUCCIÓN DE METRO CABLE LÍNEA P**

**JOSE ANDERSON PALACIOS NAVARRO**

**INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
TECNOLOGIA ELÉCTRICA  
MEDELLÍN  
NOVIEMBRE DE 2021**

**ESTUDIO DE VARIANTE DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 115 Kv.  
ZAMORA-HORIZONTE, CABAÑAS-COLOMBIA PARA LA  
CONSTRUCCIÓN DE METRO CABLE LÍNEA P**

**JOSE ANDERSON PALACIOS NAVARRO**

**Trabajo de grado para optar al título de Tecnólogo en Eléctrica**

**Asesores:**

**CARLOS DAVID ZULUAGA RIOS PhD**

**ANDRES ARIAS LONDOÑO PhD**

**INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
TECNOLOGIA ELÉCTRICA  
MEDELLÍN  
NOVIEMBRE DE 2021**

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	8
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	10
3. JUSTIFICACIÓN.....	12
4. OBJETIVO GENERAL .....	13
4.1. Objetivos específicos .....	13
5. MARCO TEÓRICO.....	14
5.1. Transmisión De Energía Eléctrica.....	14
5.2. Plantillado.....	15
5.3. Parámetros Meteorológicos .....	15
5.4. Parámetros Del Sistema.....	16
5.5. Conductores Seleccionados .....	17
5.5.1. Conductor De Fase.....	18
5.5.2. Conductor De Guarda Opgw Y Acero 3/8" Hs .....	19
5.5.3. Nivel De Tensión Mecánica Óptimo Para El Cable.....	22
5.6. Coordinación De Aislamiento .....	23
5.7. Familia De Las Estructuras .....	24
5.7.1. Hipótesis De Cálculo Mecánico .....	26
5.8. Árbol De Cargas .....	27
5.8.1. Carga Transversal .....	28
5.8.2. Fuerza Transversal Del Viento.....	29
5.8.3. Fuerza Transversal Del Ángulo .....	36
5.8.4. Cargas Verticales .....	37
5.8.5. Cargas Longitudinales .....	39
5.8.6. Hipótesis De Carga.....	40
5.8.7. Factores De Sobrecarga .....	41
5.9. Estructura De Suspensión .....	42
5.10. Estructura De Retención .....	42
5.11. Localización Óptima De La Estructura .....	42
5.12. Distancias Mínimas De Seguridad.....	43
6. DISEÑO METODOLÓGICO.....	45

6.1. Tipo De Investigación.....	45
6.2. Etapas.....	45
6.2.1. Caso 1 .....	45
6.2.2. Caso 2 .....	48
6.2.3. Caso 3 .....	50
7. COMPARATIVO TÉCNICO CASO 2 VS CASO 3 .....	53
8. COMPARATIVO ECONÓMICO ENTRE LOS CASOS 1, 2 Y 3. ....	55
9. POBLACIÓN DE MUESTRA. ....	58
10. FUENTES DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN. ....	59
10.1. Fuente Primaria.....	59
10.2. Fuente Secundaria. ....	59
11. CONCLUSIONES.....	60
12. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	61

### Lista tablas

Tabla 1	Parámetros meteorológicos .....	16
Tabla 2	Parámetro del sistema .....	17
Tabla 3	Características Técnicas del Conductor de Fase ACSR Drake 795 kcmil.....	19
Tabla 4	Características técnicas del cable OPGW .....	21
Tabla 5	Características Técnicas del Cable Acero 3/8” HS .....	22
Tabla 6	Nivel de tensionado del cable .....	23
Tabla 7	Constante Q.....	30
Tabla 8	Variables para la Definición del Coeficiente de Exposición .....	32
Tabla 9	Definiciones tipo de terrenos .....	33
Tabla 10	Variables para la Definición del Factor de Respuesta de Ráfaga .....	35
Tabla 11	Hipótesis de Cargas Sobre las Estructuras .....	40
Tabla 12	Distancias mínimas de seguridad.....	43
Tabla 13	Cotas torres caso 1 .....	47
Tabla 14	Parámetros de la estructura .....	48
Tabla 15	Datos tecnicos caso 2 y 3 .....	53

### Lista de Ilustraciones

<i>Ilustración 1</i>	Localización del cruce .....	11
<i>Ilustración 2</i>	Conductor ACSR Drake 795 kcmil .....	18
<i>Ilustración 3</i>	Conductor OPGW/24 FIBRAS .....	20
<i>Ilustración 4</i>	Conductor Acero 3/8” HS .....	21
<i>Ilustración 5</i>	Tipo de torre utilizada .....	25
<i>Ilustración 6</i>	Árbol de Cargas .....	28
<i>Ilustración 7</i>	Ubicación caso 1 .....	46
<i>Ilustración 8</i>	Ubicación caso 2 .....	49
<i>Ilustración 9</i>	Ubicación caso 3 .....	51

### Lista de Graficas.

Grafica 1	Relación constante Q vs Altitud.....	31
-----------	--------------------------------------	----

### Lista de Ecuaciones

<b>Ecuación 1</b> Fuerza transversal .....	28
<b>Ecuación 2</b> Fuerza trasversal del viento. ....	29
<b>Ecuación 3</b> Constante Q .....	31
<b>Ecuación 4</b> Coeficiente de exposición.....	31
<b>Ecuación 5</b> Turbulencia en conductores.....	34
<b>Ecuación 6</b> Turbulencia en estructura o aisladores .....	34
<b>Ecuación 7</b> Fuerza transversal del ángulo deflexión .....	36
<b>Ecuación 8</b> Carga Transversal.....	37
<b>Ecuación 9</b> Cargas verticales.....	38
<b>Ecuación 10</b> Cargas longitudinales .....	39

## Abreviaturas

AAAC	Conductor de aluminio desnudo de aleación (en. <i>All Aluminium Alloy Conductors</i> )
ACAR	Conductor de aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio (en. <i>Aluminum Conductor Aluminum alloy reinforced</i> )
ACSR	Conductor de aluminio desnudo reforzado con acero recubierto con zinc (en. <i>Aluminum Conductor coated-Steel Reinforced</i> )
ASCE	Asociación Americana de Ingenieros Civiles (en. <i>American Society of Civil Engineers</i> )
ASTM	Asociación Americana de Ensayo de Materiales (en. <i>American Society of Testing Materials</i> )
CIGRÉ	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (fr. <i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques</i> )
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (en. <i>Electric Power Research Institute</i> )
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
EPM	Empresas públicas de Medellín
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (en. <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> )
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MME	Ministerio de Minas y Energía
NTC	Norma Técnica Colombiana
PLS-CADD	Software de simulación y graficado de líneas eléctricas (en. <i>Power Line Systems - Computer Aided Design and Drafting</i> )
OPGW	Cable óptico a tierra (en. <i>Optical Ground Wire</i> )
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
STN	Sistema de Transmisión Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética

## 1. Introducción

En el mundo actual el crecimiento de la industria del transporte se ha incrementado con el transcurrir de los años y esto ha permitido que se acelere el desarrollo urbano, En el caso de la ciudad de Medellín este impacto se vio marcado para los años 60s y 70s posicionándose en el territorio como principal dinamizador de la región Antioqueña en el primer renglón dentro de la economía nacional. (Maria Goreti usboko, 2018)

Es por esto que Medellín tiene un papel prominente en el proceso de la transformación del sector transporte, dentro de los acontecimientos importantes se encuentra la creación para el año de 1979 de la Empresa de Transporte Masivo del Valle de Aburrá, la cual nace con el objetivo de poder iniciar un cambio innovador dentro de la infraestructura vial. (Maria Goreti usboko, 2018)

El resultado de estos objetivos se ve cristalizado para el 30 de noviembre del año 1995 en el momento que inicia el funcionamiento de la línea A y B del metro de Medellín y luego de ello para el 7 de agosto del año 2004, cuando comienzan las operaciones de los cables aéreos de la línea 7, posteriormente para marzo del año 2008 el de la línea J y la línea Arví en febrero de 2010. (Maria Goreti usboko, 2018)

Dentro de esta investigación se busca un nuevo modelo para el diseño de la variante de la línea de transmisión que existe a 115 Kv, Zamora -horizonte, cabañas-Colombia la cual intercepta con el Metro Cable de la Línea P, ubicado en el occidente del área urbana del municipio de Medellín.



Este proyecto tiene como objetivo realizar el montaje de una nueva estructura que permita el cruce de la línea del metro cable entre las estructuras 17n y 18n sin modificar las alturas.

## 2. Planteamiento del Problema

A lo largo de la línea de transmisión existente Zamora -Horizonte, Cabañas-Colombia 115 kV se tiene un cruce en el sector Biblioteca del 12 de octubre con la línea Metro Cable Picacho línea P. En el año 2020 se realizó una variante a la línea de transmisión mencionada con el objeto de permitir el paso del Metro Cable por este sector y para que ambas infraestructuras puedan operar adecuadamente.

Sin embargo, la variante realizada en el año 2020 a la línea de transmisión por condiciones topográficas, altura requerida de las estructuras y longitud de vanos ha incurrido en costos elevados para poderse implementar e incluso aún sigue en estudio por parte de EPM las torres instaladas en este sector.

Por lo anteriormente expuesto, con el presente trabajo de grado se busca estudiar y proponer una nueva alternativa técnico-económicamente viable que sea más atractiva que la variante implementada en el año 2020 para la línea de transmisión existente Zamora -Horizonte, Cabañas-Colombia 115 kV, realizando un comparativo de ventajas técnicas y costos económicos entre lo existente y lo propuesto.

La alternativa propuesta a estudiar en este documento se enfocará en instalar una torre de celosía nueva entre las torres existentes 17 y 18 de la línea Zamora -Horizonte, Cabañas-Colombia 115 kV, realizando inicialmente la evaluación técnica para luego elaborar los comparativos costos y verificar la variante más recomendada en el sector del cruce con el Metro Cable Picacho línea P.

En la Ilustración 1, se presenta una vista en planta de las torres 17 y 18 de la línea Zamora - Horizonte, Cabañas-Colombia 115 kV y las pilonas 25 y 26 del Metro Cable Picacho línea P ubicadas en el sector donde se enfocará la propuesta de la nueva variante.



*Ilustración 1* Localización del cruce

Fuente tomada por Epm

### 3. Justificación

Con el desarrollo del presente proyecto de investigación se demuestra la importancia de realizar los estudios de costo asociados a la infraestructura, al igual que para los tramos de líneas de transmisión que se desean intervenir para el presente proyecto y futuros estudios eléctricos en líneas de transmisión. El uso de herramientas informáticas permite evaluar diferentes casos de estudio, teniendo en cuenta el diseño mecánico para líneas de transmisión, al igual que las restricciones asociadas a infraestructuras ajenas a la transmisión de energía.

Simular diferentes escenarios del proyecto, facilita la proposición de diferentes alternativas de solución logrando evaluar de manera detallada las ventajas que ofrece cada caso de solución. Durante la evaluación de la solución más óptima se logró seleccionar la alternativa que cumplía todos los parámetros mecánicos y eléctricos que satisface todas las exigencias técnicas y operativas, controlando los costos, durante el estudio de cada uno de los casos se realizó la evaluación de los riesgos que garanticen la seguridad de equipos, infraestructura y, las personas sin dejar de lado todo el tema ambiental.

Durante del desarrollo del presente proyecto el cual corresponde a la variante de la línea de transmisión la cual obstaculizaba el desarrollo de un proyecto vial del metro de cable Medellín, logramos simular tres alternativas de solución para cada una de ellas se tuvieron en cuenta todos los parámetros de la línea de transmisión, los esfuerzos mecánicos y eléctricos que surgirían a partir de la ejecución del proyecto, también se evaluó para cada uno de los casos en lo relacionado con la inversión a realizar, de esta forma nos permitió encontrar la solución óptima para el desarrollo del proyecto. Cabe resaltar que existen Software para realizar modelamientos, ensayos eléctricos y mecánicos en líneas de distribución y líneas de transmisión de energía eléctrica entre ellos están: REDLIN, ABCD, CYME, DLTCAD, PLC CAD y DIGSILENT.

#### **4. Objetivo general**

Realizar estudio de factibilidad para incrementar la altura de la línea de transmisión de 115 Kv que cruza entre las pylonas 25 y 26 que sujetan el cable aéreo, los canales de cabinas, y las poleas para garantizar la distancia de seguridad establecidas por la normativa vigente Nacional.

##### **4.1. Objetivos específicos**

- Presentar los criterios técnicos en el diseño de una línea de transmisión
- Indicar las alternativas típicas de solución de líneas de transmisión de alta tensión (115 kv), particularmente para el caso del cruce de la línea de transmisión con el cruce del Metrocable perteneciente a la línea P.
- Elaborar un análisis de costo de las alternativas de la construcción del cruce de de la línea Zamora-horizonte, cabaña-Colombia en las estructuras 17n y 18n con el cruce del metro cable.

## **5. Marco Teórico**

### **5.1. Transmisión De Energía Eléctrica**

La energía producida por los generadores es transportada a un patio de alta tensión, donde el voltaje original es elevado a valores por encima de 66 kV. Una vez transformada la potencia original a los voltajes antes mencionados, esta energía es transportada por medio de líneas de transmisión que están configuradas básicamente por torres y redes de conductores con mayor calibre. (Quezada Quezada, 2005)

Existen dos tipos de líneas de transmisión eléctrica unas son: aquellas que van desde el punto de generación hasta una línea de transmisión troncal y la troncal, que tiene la misión de acercar la energía generada en las centrales a los centros de consumo, ya sea domiciliarios o industriales. (Quezada Quezada, 2005)

El acoplamiento de las líneas de transporte de energía desde el punto de generación a los sistemas interconectados o troncales se puede hacer en forma directa, método conocido como Tap - Off, o en su defecto a través de una subestación eléctrica de maniobra. Esta última alternativa es la más adecuada debido a que se asegura un acoplamiento sincronizado de frecuencia de fases entre subestaciones de maniobra, garantizando nuevos enlaces de conexión entre diferentes empresas de distribución que demanden energía o arranque de una nueva línea de transmisión. (Quezada Quezada, 2005)

## **5.2. Plantillado**

El plantillado se obtiene mediante la selección técnica más económica de los aspectos que componen una línea de transmisión. Para determinar el costo de los aspectos que componen una línea de transmisión, se deben considerar diferentes aspectos como lo son: tipo de cable de fase que se va a instalar, tipo de cable de guarda que se va a instalar, tipos de estructuras que se van a usar, tipo de aisladores, entre otros.(Unisalle, 2018)

Para la realización del plantillado se requieren parámetros de entrada definidos previamente de acuerdo con las características de la zona y las condiciones generales del proyecto. Dentro de estos parámetros se encuentran las condiciones ambientales y meteorológicas asociadas al sitio de instalación y descripción electromecánica de los apoyos y conductores seleccionados.(Unisalle, 2018)

## **5.3. Parámetros Meteorológicos**

De manera general se considera para el diseño de líneas de transmisión la intervención de dos parámetros climatológicos principales, los cuales son la velocidad del viento y la temperatura ambiente determinados de acuerdo al trazo de la línea, de tal manera que dichos parámetros condicionan las cargas en los cables y el conjunto estructural.(Vela, 1999)

En la *Tabla 1* se indican los parámetros meteorológicos conforme a la ubicación de las variantes y datos tomados por la firma contratista Unión Eléctrica.

Tabla 1  
*Parámetros meteorológicos*

Parámetro	Unidad	Cantidad
Altura sobre el nivel del mar	m	1495
Precipitación media anual	mm/añual	225
Temperatura:		
Máxima promedio anual	°C	28
Media Anual	°C	22
Mínima Promedio Anual	°C	17
Velocidad del Viento de Diseño:		
Máximo	km/h	100
Promedio	km/h	60
Densidad Relativa del Aire	-	
Humedad Relativa	%	68
Categoría del Terreno	-	Tipo B

Fuente: Unión Eléctrica

#### 5.4. Parámetros Del Sistema

La información del sistema y características del circuito se describe en la **Tabla 2** y fue suministrada por empresas públicas de Medellín a Unión Eléctrica.



Tabla 2  
*Parámetro del sistema*

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>Unidad</b>	<b>VALOR</b>
Tensión nominal de línea	kV	115
Máxima tensión de sistema	kV	125
Frecuencia	Hz	60
Número de circuitos		2
Número de conductores por fase		1
Longitud a intervenir Cruce 1	m	820.16
cables de Guarda		2

---

Fuente: Unión Eléctrica

### **5.5. Conductores Seleccionados**

Para este proyecto de investigación se tiene previsto el uso de conductor ACSR Drake 795 kcmil, el cual será utilizada desde las torres 17N pasando por la torre propuesta TI y terminado en la torre 18N. Igualmente se tiene previsto el uso de cable de guarda tipo OPGW de 24 fibras y cable de guarda galvanizado de extra alta resistencia de 3/8". A continuación, se describen los principales parámetros de todos los cables requeridos para el proyecto.

### *5.5.1. Conductor De Fase*

Teniendo en cuenta la información suministrada por EPM, el conductor utilizado actualmente en la línea corresponde a ACSR Drake 795 kcmil para el cruce 1 con el Metrocable. La especificación técnica de este conductor se indica en la Tabla 3.



*Ilustración 2* Conductor ACSR Drake 795 kcmil

Fuente: <https://www.centelsa.com/boletines-centelsa/#colombia>

Tabla 3

*Características Técnicas del Conductor de Fase ACSR Drake 795 kcmil*

Descripción	Valor
Calibre kcmil	795
Número alambres de aluminio	26
Número alambres de acero	7
Diámetro de los alambres de aluminio (mm)	3.44
Diámetro de los alambres de acero (mm)	2.67
Diámetro (mm)	28.14
Sección (mm <sup>2</sup> )	468.65
Resistencia AC del conductor a 75°C ( $\Omega$ /km)	0.073
Resistencia DC del conductor a 20°C ( $\Omega$ /km)	0.087
Resistencia mínima a la rotura del conductor (kgf)	14288
Peso del conductor (kg/m)	1.62
Coefficiente de dilatación lineal (1/°C)	23E-04*

Fuente: Catalogo Centelsa

**5.5.2. Conductor De Guarda Opgw Y Acero 3/8” Hs**

Las características técnicas y físicas del cable de guarda tipo OPGW seleccionado para el proyecto se presentan en la Tabla 4 , Ilustración 3 y para el acero galvanizado de extra alta resistencia de 3/8” en la Tabla 5, Ilustración 4.

El cable guardia OPGW (Optical Ground Wire) se utiliza en líneas de transmisión de energía para protección contra descargas atmosféricas y transmisión de datos, atendiendo a la demanda por comunicación de alta capacidad.(*CABLE OPGW LUX XS2.088.159 - 136mm<sup>2</sup> | Furukawa Electric LatAm,n.d.*)

Furukawa Electric, además de fabricar el cable OPGW en Brasil, reventa herrajes de fijación y accesorios. El proyecto ejecutivo, servicios de supervisión, entrenamiento, ejecución de enmiendas y pruebas en campo también están en el ámbito de suministro de Furukawa. Todo para garantizar las características eléctricas, mecánicas y ópticas del cable y sus componentes.(*CABLE OPGW LUX XS2.088.159 - 136mm<sup>2</sup> | Furukawa Electric LatAm, n.d.*)



*Ilustración 3* Conductor OPGW/24 FIBRAS

Fuente: [www.gl-fibercable.com/Products-OPGW-Cable.html](http://www.gl-fibercable.com/Products-OPGW-Cable.html)

Tabla 4  
Características técnicas del cable OPGW

Descripción	Valor
Número de Fibras	24
Sección Total (mm <sup>2</sup> )	107.5
Diámetro (mm)	14.02
Peso (kg/m)	0.603
Tensión de rotura (kgf)	9592
Módulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	12534.6
Coefficiente de dilatación lineal (1/°C)	14.58E-06
Corriente de cortocircuito nominal (kA) t=0,3 s	15
I <sup>2</sup> t (kA <sup>2</sup> xseg)	67.5 (mínimo)*

Fuente: Catalogo Centelsa

El cable de acero se somete a un proceso de galvanización en caliente para un revestimiento de zinc resistente a la corrosión superior que es más fuerte que otros acabados como la galvanización eléctrica. Nuestro cable hembra de acero galvanizado de 3/8 pulgadas EHS (extra alta resistencia) está fabricado con 1 hebra de 7 cables cada uno. Cumple con las especificaciones ASTM A75. Resistencia a la rotura – 15,400 lb.(*Boletines Centelsa - Centelsa - Cables de Energía y Telecomunicaciones Centelsa – Cables de Energía y Telecomunicaciones, n.d.*)



*Ilustración 4* Conductor Acero 3/8" HS

Fuente: <https://www.centelsa.com/boletines-centelsa/#colombia>

Tabla 5  
*Características Técnicas del Cable Acero 3/8" HS*

Característica	Valor
Sección total (mm <sup>2</sup> )	51.07
Diámetro (mm)	9.14
Peso (kg/km)	0.406
Tensión de rotura (kgf)	4902
Módulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	1772
Coefficiente de dilatación lineal (1/°C)	11.52E-06

Fuente: Catalogo Centelsa

### ***5.5.3. Nivel De Tensión Mecánica Óptimo Para El Cable***

Para el proyecto se designan los porcentajes de tensionado indicados en la Tabla 6. En caso de requerirse se implementarán porcentajes de tensionado superiores o inferiores para zonas boscosas o para las entradas y salidas de la subestación o para cruces.

Tabla 6  
*Nivel de tensionado del cable*

Conductor	Caso Climático	Condición del Conductor	Porcentaje de Tensionado
ACSR Drake 795 kcmil	Temperatura mínima	Inicial	33%
	Viento máximo	Creep	50%
	EDS	Creep	22%
OPGW	Temperatura mínima	Inicial	30%
	Viento máximo	Creep	45%
	EDS	Creep	16%
Acero 3/8" HS	Temperatura mínima	Inicial	30%
	Viento máximo	Creep	45%
	EDS	Creep	19%

Fuente: Unión Eléctrica

## 5.6. Coordinación De Aislamiento

La coordinación de aislamiento de acuerdo en las normas IEC 60071-1, IEC 60071-2, comprende la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos y su aplicación en relación con las tensiones que puede aparecer en los sistemas eléctricos donde se van a utilizar dichos equipos, tomando en cuenta las características de los equipos de protección disponibles, para así obtener un nivel de probabilidad de daños a los equipos y de continuidad de servicio aceptable, desde el punto de vista operacional y económico; a continuación se detalla los tipo de aislamiento.(Demetrio, 2018)

La coordinación de aislamiento no se tuvo en cuenta para el estudio particular de esta variante del proyecto, ya que se parte de las distancias de las cabezas de las torres actuales para la Línea de Transmisión a intervenir en el cruce del Metrocable. De esta forma se utilizará la misma configuración de las cadenas usadas en las redes existentes, se propone el uso de cadenas de retención dobles en los apoyos adyacentes al cruce con el sistema Metrocable.

### **5.7. Familia De Las Estructuras**

Para el plantillado óptimo se implementó una torre de celosía auto soportada, con cuerpo tronco piramidal de diferente pendiente de acuerdo a la necesidad del cruce con el Metrocable, la cual se describe a continuación:





*Ilustración 5* Tipo de torre utilizada.

Fuente: Autor

Tipo CR1 – Torre de Retención con cuerpo tronco piramidal cerrado hasta  $35^\circ$  ángulo de deflexión, se opta por una silueta esbelta que permite realizar su fundación y montaje en un terreno poco ancho. La altura de la estructura será de acuerdo con la ubicación óptima de la torre, la estructura presentará una disposición vertical de los circuitos con una separación entre ellos de 4.0 m.

### ***5.7.1. Hipótesis De Cálculo Mecánico***

Las hipótesis de cálculo mecánico que se van a tener en cuenta para el plantillado de la Línea de Transmisión se describen a continuación.

**Temperatura mínima:** se asume el conductor en condiciones iniciales, sin viento, temperatura mínima absoluta a una tensión máxima de la tensión de rotura del conductor indicada.

**Viento máximo:** se asume el conductor en condiciones finales, velocidad máxima de viento, temperatura coincidente y a una tensión de rotura del conductor indicada.

EDS (Every Day Strength o tensión diaria promedio): conductor en condiciones finales, sin viento y temperatura promedio, a una tensión máxima de rotura del conductor indicada en la Tabla 8.

**Condición de Flecha Máxima (Plantillado – Temperatura Máxima):** se asume el conductor en condiciones finales, sin viento y temperatura máxima, a una tensión máxima de rotura del conductor. Mediante esta condición se verificarán las distancias de seguridad eléctricas a respetar por los conductores tanto verticales como horizontales entre conductores de la misma estructura y con estructuras aledañas, y acercamiento con el terreno.

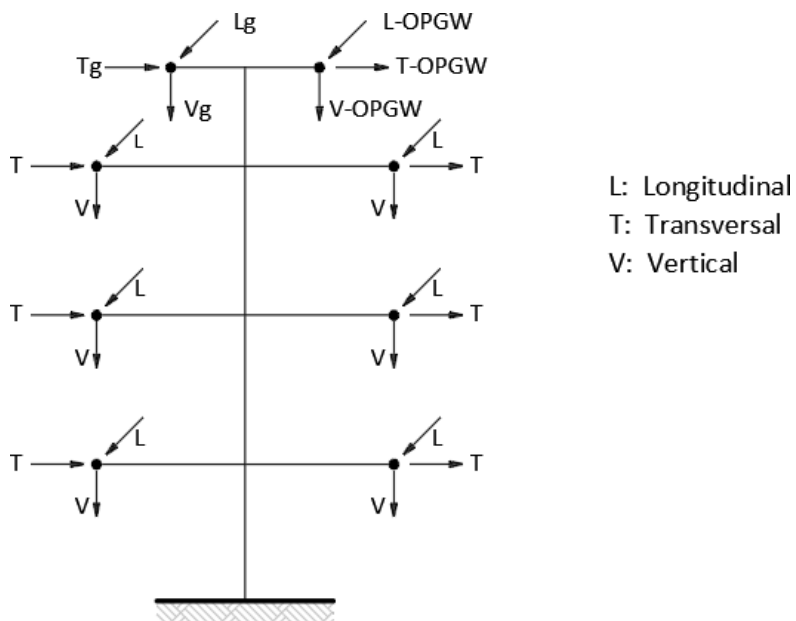
**Condición Anormal:** se asume el conductor en condiciones finales, con viento reducido.

Para mantener el nivel de apantallamiento establecido, se adopta un nivel de tensionado para el cable de guarda (acero u OPGW) que genere una flecha tal que se encuentre entre un 80% y 90% de la que presentan los conductores de fase. Este criterio permite apantallar todos los vanos del trazado, considerando el vano regulador aplicable en cada caso.

### **5.8. Árbol De Cargas**

Para cada tipo de estructura, tres tipos de carga son definidos: la carga transversal debida al viento y al ángulo, la carga vertical y la carga longitudinal.(Maria Goreti usboko, 2018)

La carga transversal se determina a partir de los puntos de diseño: vano viento y ángulo de deflexión existentes en una línea de transmisión. La carga vertical se determina a partir del vano peso y las cargas adicionales para tendido o mantenimiento. Por otro lado, la carga longitudinal se determina a partir del desbalance máximo de tensión resultante en las estructuras de retención. La Ilustración 6 presenta un esquema de la ubicación de las cargas sobre las estructuras.



*Ilustración 6* Árbol de Cargas  
 Fuente: (Astuti et al., 2015)

### 5.8.1. Carga Transversal

La carga transversal sobre las estructuras (CTD en Newtons) es la resultante de sumar la carga debida al efecto del viento sobre los conductores (FTVc) y las cadenas de aisladores (FTVa) más la carga debida al efecto de la tensión del conductor debido al ángulo de deflexión de la línea (FT $\alpha$ ) ver Ecuación 1.

**Ecuación 1** Fuerza transversal.(Astuti et al., 2015)

$$CTD = (FTVc + FTVa) + (FT\alpha)$$

### 5.8.2. Fuerza Transversal Del Viento

Para las cargas transversales de viento los cálculos se basan en la metodología presentada en “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading, Third Edition, ASCE Manuals and reports on Engineering Practice No, 74”

En general, la fuerza del viento ( $F_v$  en Newtons) está dada por:

**Ecuación 2** Fuerza trasversal del viento.

$$F_v = \gamma_w * Q * K_z * K_{zt} * (V_{PR})^2 * G * G_f * A$$

Dónde:

- $\gamma_w$ : factor de carga de viento que ajusta el periodo de retorno para N años. Su valor es 1 para N=50 años (0.85 para 25 años y 1.15 para 100 años).
- Q: constante que convierte la energía cinética del aire en energía potencial de la presión del aire. Depende de la temperatura ambiente y de la altitud sobre el nivel del mar. Para 38 °C a nivel del mar su valor es 0.58905.

A partir de la Tabla C-1 de la ASCE No. 74 – 3ª ed., se presentan en la Tabla 7 los valores de  $Q$  para temperatura y altitud en sistema métrico.

Tabla 7  
*Constante Q*

Temperatura ambiente °C	Altitud sobre el nivel del mar (m)					
	0	610	1219	1829	2438	3048
38	0.56990	0.52919	0.49088	0.45736	0.42383	0.39510
27	0.58905	0.54835	0.51004	0.47412	0.44059	0.40946
15	0.61300	0.56750	0.52919	0.49088	0.45736	0.42623
4	0.63695	0.59145	0.55074	0.51243	0.47651	0.44299
-7	0.66329	0.61539	0.57229	0.53398	0.49567	0.45975

Fuente: Unión Eléctrica

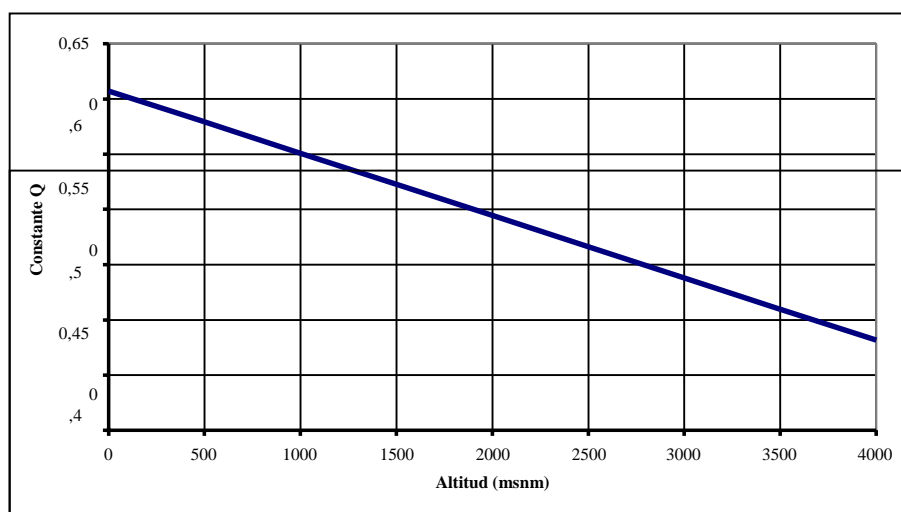
Debido a la relación directa existente entre la altitud y la temperatura mínima promedio en Colombia, algunos datos extremos no se deben considerar (por ejemplo 38 °C a 3048 msnm, o 0 °C a nivel del mar), de manera que la constante  $Q$  se puede aproximar a 1 Ecuación 3. (Vela, 1999)

**Ecuación 3** Constante Q. (Vela, 1999)

$$Q = 0.6073 - 0.0564 * \text{Altitud en Km}$$

O como se presenta gráficamente en la

*Grafica 1.*



Grafica 1 Relación constante Q vs Altitud.

Fuente: (Vela, 1999)

- $K_z$ : coeficiente de exposición que es función de la altura del elemento sobre el terreno y el tipo de terreno. Está dado por:

**Ecuación 4** Coeficiente de exposición.(Vela, 1999)

$$K_z = 2.01 * \left(\frac{Z_h}{Z_g}\right)^{2/\alpha}, \text{ para } 10m \leq Z \leq Z_g$$

Donde:

$Z_h$  [m]: altura efectiva que corresponde a la altura por encima del nivel del suelo a la cual se ejerce la fuerza del viento sobre el elemento. Para el conductor es el promedio de las alturas de amarre de los conductores. Para la estructura es  $2/3$  de su altura total y para la cadena de aisladores es la altura de fijación de la cadena a la estructura menos  $1/3$  de la longitud de la cadena. (Astuti et al., 2015)

$Z_g$  [m]: es la altura de gradiente de cada categoría de terreno, de acuerdo con la Tabla 8.

$\alpha$ : exponente que depende del tipo de terreno, de acuerdo con la *Tabla 8*.

Tabla 8  
*Variables para la Definición del Coeficiente de Exposición*

Tipo de Terreno	$\alpha$	$Z_g$ (m)
B	7.0	366
C	9.5	274
D	11.5	213

Fuente: (Astuti et al., 2015)

En la *Tabla 9* el tipo de terreno se define de la siguiente manera según la norma ASCE 74 2009:



Tabla 9  
Definiciones tipo de terrenos

Terreno	Características
B	Áreas urbanas y suburbanas, áreas bien arboladas, o terreno con numerosas obstrucciones poco espaciadas con tamaño de viviendas unifamiliares e incluso algo más grandes.
C	Terreno abierto con obstrucciones dispersas de alturas generalmente inferiores a 9.1 m. Incluye terrenos planos, campo abierto, granjas, pastizales expuestas al viento. Esta categoría se debe usar cuando las características del terreno no se ajustan a las descripciones de las demás categorías. Para las líneas del proyecto se utilizará esta categoría.
D	Áreas planas sin obstáculos y directamente expuestas a vientos provenientes de cuerpos de agua abiertos.

Fuente:(Astuti et al., 2015)

Kzt: factor topográfico que depende de las características del terreno y se calcula según numeral 2.1.7 ASCE No. 74 – 3<sup>a</sup> ed. Teniendo en cuenta que en general el terreno para este proyecto es plano, se toma como referencia el valor de 1.0.(Astuti et al., 2015)

VPR [m/s]: Es la velocidad de viento con periodo de retorno PR, dada a 10 m sobre el nivel del terreno. El presente proyecto utiliza V50.

G: Factor de respuesta de ráfaga de conductores, cables de guarda, aisladores y estructuras. Tiene en cuenta los efectos de la turbulencia del viento. Se puede expresar así:

Para conductores o cable de guarda está dado por:

**Ecuación 5** Turbulencia en conductores.(Astuti et al., 2015)

$$G_w = \frac{1+2.7*E*\sqrt{B_w}}{K_v^2}$$

Para estructura o cadena de aisladores es:

**Ecuación 6** Turbulencia en estructura o aisladores

$$G_t = \frac{1 + 2.7 * E * \sqrt{B_t}}{K_v^2}$$

Siendo:

Kv: Factor de conversión de velocidad en un período integrado de 10 min (normas IEC) a un período integrado de 3 seg. Se toma 1.43. Sin embargo, como los registros de viento que se tienen están en periodos integrados de 3 seg, el valor de Kv es 1.

$$B_w = \frac{1}{1 + \frac{0.80 * S}{L_s}}$$

$$B_w = \frac{1}{1 + \frac{0.56 * Z_h}{L_s}}$$

$$E = 4.9 * \sqrt{K} * \left(\frac{10}{Z_h}\right)^{1/\alpha_{FM}}$$

Dónde:

S [m]: Vano viento de diseño.

Zh [m]: altura efectiva que corresponde a la altura por encima del nivel del suelo a la cual se ejerce la fuerza del viento sobre el elemento. Para el conductor es el promedio de las alturas de amarre de los conductores. Para la estructura es  $2/3$  de su altura total y para la cadena de aisladores es la altura de fijación de la cadena a la estructura menos  $1/3$  de la longitud de la cadena.

Ls: Escala de turbulencia, de acuerdo con la Tabla 10 .

K: Coeficiente de fricción de la superficie, de acuerdo con la Tabla 10 .

$\alpha_{FM}$ : exponente de viento sostenido, de acuerdo con la Tabla 10 .

Tabla 10  
*Variables para la Definición del Factor de Respuesta de Ráfaga*

Tipo de Terreno	$\alpha_{FM}$	K	Ls (m)
B	4.5	0.010	52
C	7.0	0.005	67
D	10.0	0.003	76

Fuente:(Astuti et al., 2015)

Cf: coeficiente de fuerza o arrastre que depende del elemento (forma, tamaño, orientación respecto del viento, apantallamiento respecto del viento, solidez y rugosidad). Para cables se toma como 1. Para aisladores se toma como 1.2 de acuerdo con la tabla G-1 de la ASCE No. 74 – 3ª ed.(Vela, 1999)

A [m<sup>2</sup>]: área expuesta. Para el conductor está dada por la longitud del vano (Vv en m) multiplicada por su diámetro (D en m). Para la cadena está dada por la longitud de la cadena (Lc en m) multiplicada por el diámetro del aislador (Da en m) y afectado por un factor de 0.6 para tener en cuenta la forma del aislador.(Vela, 1999)

### ***5.8.3. Fuerza Transversal Del Ángulo***

La fuerza transversal debido al ángulo de deflexión (FT $\alpha$  en Newtons) está dada por:

**Ecuación 7** Fuerza transversal del ángulo deflexión

$$T\alpha = 2 * T * \text{sen} \left( \frac{\alpha}{2} \right)$$

- Tensión longitudinal máxima para viento máximo y temperatura mínima [Newtons].

- $\alpha$ : Ángulo de deflexión de la línea.

La acción simultánea del peso propio del conductor y la carga transversal del viento produce el peso virtual del conductor que se representa por:

**Ecuación 8** Carga Transversal.(Vela, 1999)

$$Pr = \sqrt{p^2 + FTVc^2}$$

Donde:

- Pr: Peso virtual del conductor que tiene en cuenta la velocidad del viento [kg/m].
- $p$ : Peso del conductor [kg/m].

#### ***5.8.4. Cargas Verticales***

Las fuerzas verticales en las estructuras, incluyendo la debida al peso de los conductores, el peso de la cadena de aisladores y la carga de mantenimiento se determina a partir de la siguiente expresión:

**Ecuación 9** Cargas verticales.(Vela, 1999)

$$F_v = (V_p * P_u) + (CM + PCA * NCA)$$

VP: Vano peso [m]. El vano peso se determina después del plantillado ya que depende en gran parte de la topografía del terreno. Sin embargo, para iniciar el proceso de plantillado en terrenos quebrados y para torres de suspensión, se puede tomar aproximadamente como el 40% mayor que el vano viento máximo del tipo de estructura correspondiente.(Vela, 1999)

- Pu: Peso unitario del conductor [kg/m]. Para caso de sus conductores dispuestos en haz se contempla el peso de los espaciadores amortiguadores.

Para el caso del cable de guarda se contempla el peso de las balizas y/o desviadores de vuelo de aves.

- CM: Carga de mantenimiento. (típico 200 kg [2])
- PCA: Peso de una cadena de aisladores con herrajes y accesorios.
- NCA: Número de cadenas de aisladores.

### 5.8.5. Cargas Longitudinales

Las cargas longitudinales son generadas por el desbalance vectorial ante la presencia de vanos reguladores adyacentes diferentes, así como por desbalanceos originados por rotura de conductores, condición que es la determinante.

La tensión longitudinal es igual al mayor tiro desbalanceado (diferencia entre tensiones horizontales de los vanos adyacentes) para las distintas condiciones de tensión mecánica (viento máximo, viento promedio, diaria, inicial y de máxima temperatura).

**Ecuación 10** Cargas longitudinales.(Vela, 1999)

$$FL = Max ([TL_{iVR1} - TL_{iVR2}])$$

Donde:

La tensión longitudinal está  $TL_{iVR1}$  = Tensión longitudinal vano regulador anterior para la condición de tensionado  $i$  (kg).

- $TL_{iVR2}$  = Tensión longitudinal vano regulador posterior para la condición de tensionado  $i$  (kg).

Es importante tener en cuenta que las estructuras tipo suspensión no soportan cargas longitudinales. Sin embargo, para el árbol de carga correspondiente a los cables OPGW sí se debe contemplar un tiro desbalanceado toda vez que en muchos casos este cable de comunicaciones hace retenido en estructuras de suspensión.

### 5.8.6. Hipótesis De Carga

Las hipótesis de carga a considerar para evaluar las cargas que han de soportar las estructuras se presentan en la y están definidas en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas.

Tabla 11  
*Hipótesis de Cargas Sobre las Estructuras*

Tipo Estructura Hipótesis	Descripción
Torre de Suspensión. Condición Normal	Condición Normal: Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente
Torre de Suspensión. Condición Anormal	Para líneas con un solo conductor por fase: Un conductor roto en cualquier fase. Las demás fases y el (los) cable (s) de guarda sanos. Un cable de guarda roto y las fases y el cable de guarda restante (si existe) sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.
Torre de Retención. Condición Normal	Condición Normal: Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente
Torre de Retención. Condición Anormal	Para líneas con un solo conductor por fase: Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente. Dos fases diferentes rotas. La fase restante y el (los) cable (s) de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.
Torre Terminal. Condición Normal	Condición Normal: Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente El cálculo de carga de viento sobre la estructura se considerará con el viento máximo de diseño actuando longitudinalmente sobre la estructura
Torre Terminal. Condición Anormal	Para líneas con un solo conductor por fase: Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente. Dos fases diferentes rotas. La fase restante y el (los) cable (s) de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

Fuente: (Vela, 1999)



### ***5.8.7. Factores De Sobrecarga***

De los numerales anteriores se obtienen las cargas de trabajo. Las cargas de diseño corresponderán a las cargas de trabajo afectadas por los factores de sobrecarga o seguridad definidos, de acuerdo con el nivel de confiabilidad requerida por la línea de transmisión objeto de diseño.

- FS $\alpha$ : Factor de sobrecarga para cargas transversales de ángulo.
- FS $v$ : Factor de sobrecarga para cargas transversales de viento.
- FSL: Factor de sobrecarga para cargas longitudinales.
- FSp: Para Factor de sobrecarga para cargas verticales.

Para todas las cargas en condición normal se utiliza un factor de sobrecarga de 1.5 y en condición anormal se utiliza 1.2. Para mantenimiento el factor de sobrecarga es 2.0.

Adicionalmente, para la evaluación en régimen anormal se deben tener en cuenta los siguientes factores:

### **5.9. Estructura De Suspensión**

En los conductores y cables de guarda rotos: 0.75 para cargas transversales de viento en conductores y 1.00 en aisladores, evaluando para viento promedio; 0.50 para cargas transversales de ángulo; 0.75 para cargas verticales; aunque en régimen normal las estructuras de suspensión no están diseñadas para soportar carga longitudinal, en régimen anormal sí deben soportar la máxima tensión longitudinal en condiciones de viento promedio afectada por un factor de 0.70.

### **5.10. Estructura De Retención**

En los conductores y cables de guarda rotos: 0.75 de las cargas transversales para viento promedio en conductores y 1.00 en aisladores; 0.75 para cargas verticales; 0.50 para cargas transversales de ángulo; 1.00 para cargas longitudinales.

### **5.11. Localización Óptima De La Estructura**

La localización de estructuras se hace empleando la mejor combinación de altura del apoyo que permita la optimización de los recursos y el cumplimiento de las especificaciones técnicas, especialmente las distancias de seguridad. Por lo anterior, a continuación, se describen los criterios para la localización óptima de estructuras según lo contemplado en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.

## 5.12. Distancias Mínimas De Seguridad

Las mínimas distancias verticales de seguridad a tierra (terrenos accesibles o no, terrenos de usos especiales, carreteras, caminos, canales, etc), se determinaron de acuerdo con lo establecido en el ARTÍCULO 13°. “DISTANCIAS DE SEGURIDAD” del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

Conforme a las características físicas de las líneas, la localización y el respectivo el nivel de tensión, las distancias de seguridad mínimas que se deben cumplir son las indicadas en la *Tabla 12*.

Tabla 12  
*Distancias mínimas de seguridad*

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL (kV)	DISTANCIA (m)
Distancia mínima al suelo “d” en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	115/110	6.10
Distancia mínima al suelo “d1” desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles	115/110	6.10
Distancia mínima al suelo “d” en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en las zonas de servidumbre.	115/110	6.10

---

En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar cómo distancia “e” estos valores.	115/110	8.60
Distancia mínima vertical en el cruce “f” a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trolebuses	115/110	2.30
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m	115/110	10.6
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m.	115/110	5.60
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	115/110	12.00
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	115/110	7.00

---

Fuente: RETIE

## **6. Diseño Metodológico.**

### **6.1. Tipo De Investigación**

Este proyecto es identificado como una investigación aplicada

### **6.2. Etapas.**

Este proyecto se desarrolla teniendo en cuenta las siguientes etapas:

#### ***6.2.1. Caso 1***

Se diseña una línea de transmisión con los siguientes parámetros para el caso 1:

En la Ilustración 7 se muestra en detalle de la ubicación de la línea de transmisión existente de 115 kv del operador de red EPM, la cual su recorrido va desde Zamora-horizonte, cabañas -Colombia, debido al crecimiento urbanístico de la ciudad de Medellín y a la gran necesidad de la población de movilizarle a los distintos lugares de la ciudad, el metro de Medellín realizó una expansión de una de sus líneas de metro cable para suplir una necesidad de la población , debido a lo anterior ambas compañías se vieron en la necesidad de enfrentarse a un reto de ingeniería por el cruce que se presentaría entre el metro cable y la líneas de transmisión de energía, ambas empresas unieron esfuerzos para atender esta necesidad para lo cual EPM debió realzar la línea de transmisión existente para garantizar distancias de seguridad, evitar un accidente eléctrico y lograr la operación normal y segura del transporte por metro cable. A continuación, describiéremos los parámetros de

la línea existente y los trabajos realizados para garantizar todo lo necesario para operación normal del metro cable.



*Ilustración 7* Ubicación caso 1  
Fuente : Google Earth

La línea de transmisión existente posee un nivel de tensión nominal 115kv, tensión máxima de 125kv, frecuencia de 60Hz, con dos circuitos eléctricos con un conductor por fase, la línea cuenta con dos cables de guarda, el trabajo a realizar es que se requiere realizar un realce de línea para un tramo existente de 820m, con el fin de cumplir con las distancias de seguridad de la línea tanto horizontales cómo verticales para garantizar las seguridad de las personas, al igual que de la infraestructura y cumplir con la confiabilidad del sistema logrando continuidad de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Las características de los conductores eléctricos de las fases corresponden a las siguientes:

Cable de aluminio ACSR Drake con un calibre de 795 Kcmil, con una sección de  $468.65\text{mm}^2$ , con una resistencia mínima de ruptura del conductor de 14.288 Kgf y un peso del conductor de 1.62 Kg/m.

Las características del conductor de guarda tipo OPGW de 3/8" HS de acero galvanizado de alta resistencia, con una sección de  $107.5\text{mm}^2$ , y una resistencia mínima de ruptura del conductor de 9592 Kgf y un peso del conductor de 0.603 Kg/m, con una corriente de cortocircuito de 15KA.

En la Tabla 13 se presenta las cotas de la torre de acuerdo con el sitio donde se desarrollará el proyecto.

Tabla 13  
*Cotas torres caso 1*

Cotas con Respecto al Metro Cable	Medida	Unidades
cota a nivel del suelo al paso del metro cable	1719,09	m.s.n.m
altura del metro cable + distancia fase 3	37,5	m
cota que debe tener f 3 al paso del metro cable	1756,59	m.s.n.m

Fuente: *Autor*

En la Tabla 14 se presenta la información de la estructura a utilizar, una torre de tipo CR1 con una altura de 55 m.

Tabla 14  
*Parámetros de la estructura*

Tipo de Estructura	CR1	Unidades
h distancia seguridad	7,5	m
vano 17n-18n	820,16	m
altura torre 17n a la fase 3	20,2	m
altura torre 18n a la fase 3	22,4	m
# conductores	3	unid
altura torre T1	55	m

Fuente: *Diseño propio*

Para el caso 1 se propone instalar dos torres de mayor altura en los puntos de las torres existentes las cuales tienen una altura de 32m y 34m correspondientes a las torres 17N y 18N respectivamente ver Ilustración 7, la longitud total de la línea es de 820m, los cables a utilizar serán los especificados anteriormente, se debe garantizar las distancias de seguridad en el cruce del metro cable con la línea de la transmisión de 37.5m

### **6.2.2. Caso 2**

Cómo segunda alternativa de solución se presenta el caso en el que se propone instalar una torre de 55m entre las estructuras 17N y 18N a una distancia de 360m de la torre 17N (ver Ilustración



8). Para este estudio se tuvo en cuenta el desnivel del terreno y la altura del metrocable. Se conoce de antemano que la fase inferior del conductor eléctrico debe quedar a una cota 37.5m y poder cumplir con la distancia de seguridad requerida. Con el fin de garantizar lo anterior es necesario una estructura (Torre) de 55m donde la fase inferior quedaría una altura de 42m, cumpliendo con la distancia de seguridad entre el metrocable y la fase 3 del conductor eléctrico.

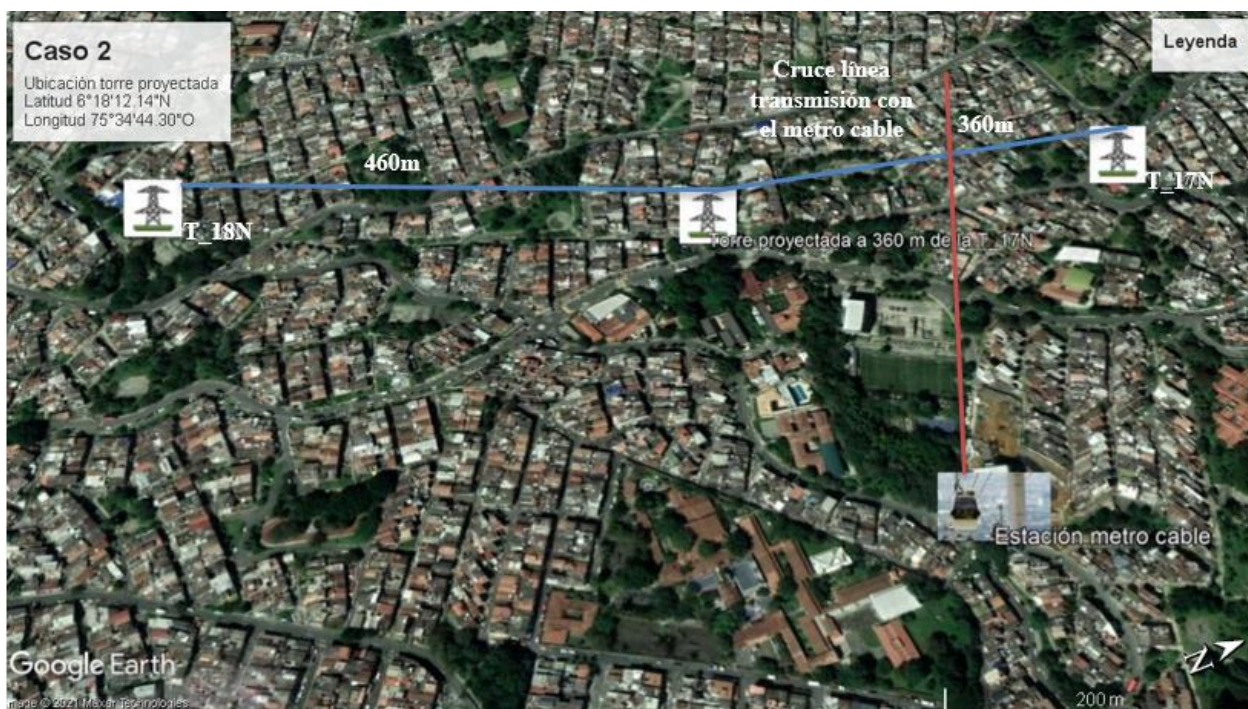


Ilustración 8 Ubicación caso 2

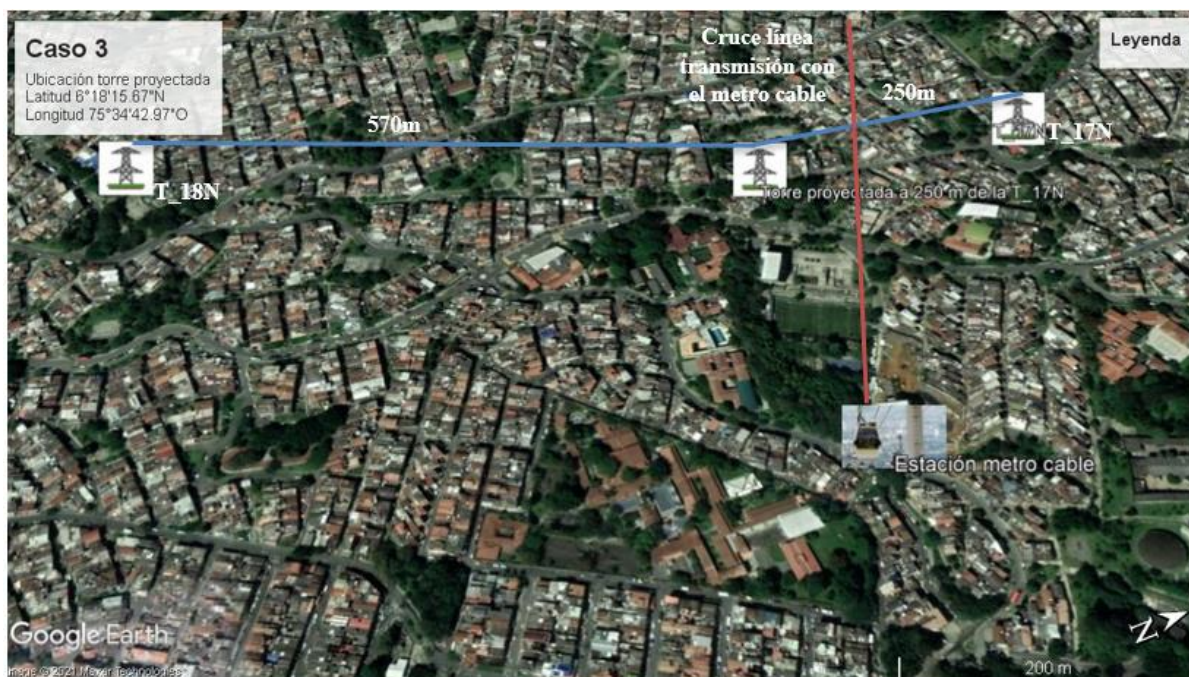
Fuente : Google Earth

Se ubicó como primera medida la torre con altura de 55 m a una distancia de 360 m y se pudo verificar que a esta distancia cumple con la cota de 1756.59 (msnm) a la fase 3, con lo cual se puede decir que cumple con la cota requerida en el diseño. Se puede observar que obtenemos una flecha entre 17N y T1 de 8.35m y un desnivel entre ambas de 22.12( m), entre 18N T1 una flecha de 13.64m y un desnivel de 5.48 (m) con lo cual podemos decir que cumple con los criterios de seguridad como se puede ver en la *Tabla 15* columna caso 2.

En la propuesta del caso 2 queda demostrado la viabilidad de realizar la variante de la línea de transmisión con una sola estructura (Torre) aunque de mayor altura que la presentada en el caso 1, con lo anterior queda confirmado que es posible realizar soluciones óptimas que permiten reducir costos operativos de mano obra, reducción los costos de la obra civil por ser una sola estructura, el tiempo de indisponibilidad de la línea de transmisión durante las realización de los trabajos y los recursos van ser menor y mejor aún reducción en los costos de los materiales eléctricos a utilizar. Queda demostrado lo importante de un buen estudio antes de realizar un proyecto.

### **6.2.3. Caso 3**

Cómo tercera alternativa de solución se presenta el caso en el que se propone instalar una torre de 49m entre las estructuras 17N y 18N a una distancia de 250m de la torre 17N (ver Ilustración 9). Para este estudio se tuvo en cuenta el desnivel del terreno y la altura del metro cable. Se conoce de antemano que la fase inferior del conductor eléctrico debe quedar a una cota 37.5m y poder cumplir con la distancia de seguridad requerida. Con el fin de garantizar lo anterior es necesario una estructura (Torre) de 49m donde la fase inferior quedaría una altura de 42m, cumpliendo con la distancia de seguridad entre el metro cable y la fase 3 del conductor eléctrico.



*Ilustración 9 Ubicación caso 3*

Fuente: Google Earth

Para modelar la línea de transmisión se utilizó una plantilla de Excel y teniendo en cuenta los criterios de encontrar el punto ideal para la ubicación de la torre proyectada y lograr que cumpla con los criterios, realizó una prueba ubicando la torre a 250m hacia la torre 17n y a 20 metros del metro cable con una altura de 49(m) se obtuvieron los siguientes resultados presentados en la *Tabla 15*, con los cuales podemos decir que este sería el punto ideal para la ubicación de la torre ya que se puede observar que tenemos una estructura de menor tamaño lo cual nos permite optimizar recursos, estos resultados los podemos ver a continuación en la siguiente *Tabla 15*.

Con los valores obtenidos podemos decir que el punto ideal para la ubicación de la torre es a 250 metros y que su altura ideal es de 49 metros, con estos parámetros podemos decir que estamos cumpliendo con todos los criterios técnicos y operativos, adicional garantizando las distancias de seguridad que es lo que se buscaba encontrar por medio de estudio.

Para analizar cada uno de los casos antes mencionados nos apoyamos de una plantilla en el Excel, en la cual se puede realizar los cálculos relacionados con los parámetros de la línea, tanto eléctricos como mecánicos, fue ventajoso como herramienta de simulación y de gran ayuda para emular todas las condiciones de la línea de transmisión, logrando verificar y confirmar la mejor propuesta de solución de acuerdo con el caso de estudio para la variante de línea de transmisión a 115 kv. Zamora-horizonte, cabañas-Colombia para la construcción de metro cable línea p. a continuación presentamos los estudios económicos realizada a cada uno de los casos.

## 7. Comparativo Técnico Caso 2 Vs Caso 3

En la Tabla 15 se describen los valores técnicos de las tipos de proyectos propuestos en los caso 2 y 3 para los cuales se consideraron tipo de estructura, la altura de cada torre, la distancias de la torre proyectada con respecto a las torres existentes 17Ny 18N, también se consideró la flecha de la fase inferior y las distancias verticales de la línea de transmisión con respecto a la infraestructura del metro cable, durante el análisis técnico de encontraron algunas diferencias en parámetros técnicos a cumplir con el fin de garantizar las distancias de seguridad los cuales mencionaremos a continuación.

Tabla 15  
Datos técnicos caso 2 y 3

<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>CASO 2</b>	<b>CASO 3</b>	<b>UNIDADES</b>
Tipo Estructura	CR1	CR1	
Altura de la Estructura	55	49	m
Distancia T1 a Torre 17n	360	250	m
Distancia T1 a Torre 18n	460	570	m
Flecha fase 17n y T1	8,356	4,028	m
Flecha fase 18n y T1	13,649	20,970	m
Distancias vertical	38	42	m

Fuente: *Diseño propio*

Para las propuestas de solución de los casos 2 y 3 ambos sugieren instalar una torre intermedia a las estructuras existente 17N y 18N, para el caso 2 se instala una torre con altura de 55 m , lo cual permite ubicar la torre proyectada T1 a una distancia de 360 m con respecto de la torre 17N y a una de distancia de 130 m con respecto al cable del Metrocable cercano a la líneas energizadas de 115 Kv, ubicando así en punto mínimo ideal para cumplir la distancia mínima de seguridad 37,5 con respecto a la desviación de cable transportador del Metrocable picacho ver *Tabla 15*.

Para el caso 3 se instala una torre con altura de 49 m , lo cual permite ubicar la torre proyectada T1 a una distancia de 250 m con respecto de la torre 17N y a una de distancia de 20 m con respecto al cable del Metrocable cercano a la líneas energizadas de 115 Kv, ubicando así en punto mínimo ideal para cumplir la distancia mínima de seguridad 37,5 con respecto a la desviación de cable transportador del Metrocable picacho ver *Tabla 15*.

### 8. Comparativo Económico Entre Los Casos 1, 2 Y 3.

En la Tabla 16 se describen cada uno de los ítem de materiales y los costos que representó para cada uno de los proyectos, se observa que los costos de materiales entre los casos 2 y 3 presenta una diferencia solo en el ítem de la altura y costo de la torre. El precio de la torre para el caso 2 y 3 es de \$176.868.846 COP y 163.767.450 COP respectivamente, con una diferencia de \$13.101.396. El costo para el resto de los ítems que son cables, herrajes, aisladores y montaje de la torre son iguales debido a que ambas las condiciones de solución proponen instalar una estructura el nuevo trazado de la línea.

Tabla 16  
*Costo materiales*

Descripción	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Altura Torre	2x 55m	1x 55 m	1x 49m
Precio Torre COP	\$ 353.737.692	\$ 176.868.846	\$ 163.767.450
Fase ACSR Drake 795 kcmil 5km	\$ 6.428.592	\$ 6.428.592	\$ 6.428.592
OPGW ACERO 3/8” HS 1,5km	\$ 1.827.000	\$ 1.827.000	\$ 1.827.000
Aisladores electricos 240 unid	\$ 17.658.240	\$ 35.316.480	\$ 35.316.480
Montaje Torre	\$ 450.000.000	\$ 225.000.000	\$ 225.000.000
Total	\$ 829.651.524	\$ 445.440.918	\$ 432.339.522

Fuente: Diseño propio

Pero para el caso 1 los costos de materiales y mano de obra duplican el valor comparado con los casos 2 y 3, debido a que la solución planteada del caso antes mencionado propone instalar dos torres de 55 m, duplicando el valor de este ítem en la mano de obra y material, como aisladores y herrajes.

En la Tabla 17 se pueden observar la diferencia de los costos totales utilizados en cada uno de los casos, como referencia se tomó el caso 1 con mayor costo \$829.651.524,00 COP el cual comparado con el caso 2 con un valor de \$ 445.440.918,00 COP representa un 54% de los costos del caso 1 y comparado con la solución del caso 3 con un valor \$432.339.522,00 COP representa el 52%.

Se puede seleccionar el caso 3 como la solución más viable económica y técnica, al igual como se describe en la Tabla 15 donde se analizaron los parámetros técnicos cumpliendo con la distancia de seguridad mínima requerida con el nuevo trazado del cable transportador del Metrocable.

Tabla 17  
*Comparativos costos materiales casos 1, 2 y 3*

Item	Costo Materiales	% Representa
CASO 1	\$ 829.651.524,00	100%
CASO 2	\$ 445.440.918,00	54%
CASO 3	\$ 432.339.522,00	52%

Fuente: *Diseño propio*

En cuanto al análisis que respecta a la obra civil se concluye:



Pero para el caso 1 la obra civil y mano de obra duplican el valor comparado con los casos 2 y 3, por lo que fue necesario dos frentes de trabajo con 2 cuadrilla conformadas por 12 personas y aumento del material y obra civil, excavaciones, vacío de concreto.

En cuanto a la comparación económica de los casos 2 y 3, se observa que son iguales debido a que la obra civil para ambos es igual, como se observa en la *Tabla 18*.

Tabla 18  
*Costo mano de obra*

Obra Civil	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Volumen de Excavación m <sup>3</sup>	\$ 10.147.200	\$ 5.073.600	\$ 5.073.600
Volumen del Concreto m <sup>3</sup>	\$ 176.800.000	\$ 88.400.000	\$ 88.400.000
Mano de obra			
Mano obra cuadrillas 12 personas	\$ 57.339.200	\$ 28.669.600	\$ 28.669.600
Equipo Topografía 1	\$ 10.800.000	\$ 10.800.000	\$ 10.800.000
Total	\$ 255.086.400	\$ 132.943.200	\$ 132.943.200

Fuente: Diseño propio

## **9. Población de muestra.**

La implementación de la torre T1 propuestas, beneficiará a la comunidad del sector del Picacho donde se garantiza las distancias de seguridad establecidas por el reglamento técnico de instalaciones eléctricas lo cual va a realizar el traslado de las líneas transmisión por parte de EPM y puesta en marcha la instalación del metro cable.

## **10. Fuentes De Recolección De Información.**

### **10.1. Fuente Primaria.**

La información primaria se obtuvo del proyecto que lideraba Epm, para realizar la instalación de dos torres de transmisión en el sector de picacho. El cual reúne los requisitos y parámetros necesarios para realizar el trabajo de grado y lograr obtener el título de Tecnólogos Electricistas.

### **10.2. Fuente Secundaria.**

La información requerida para realizar el estudio y análisis costo beneficios se obtuvo de empresas públicas de Medellín, la firma eléctrica Unión

## 11. Conclusiones

Fue propicio utilizar herramientas de simulación y de gran ayuda para emular todas las condiciones de la línea de transmisión, logrando verificar y confirmar la mejor propuesta de solución de acuerdo con el caso de estudio para la variante de línea de transmisión a 115 kv.

Se logró simular tres alternativas de solución para cada una de ellas. Se tuvo en cuenta todos los parámetros de la línea de transmisión, los esfuerzos mecánicos y eléctrico que surgirían a partir de la ejecución del proyecto, también se evaluó para cada uno de los casos en lo relacionado con la inversión a realizar, de esta forma nos permitió encontrar la solución óptima para el desarrollo del proyecto.

Con esta metodología desarrollada en el presente trabajo será una herramienta útil para aplicarla en análisis de futuros proyectos donde se requiere hacer un estudio técnico y económico para la construcción de línea de transmisión.

En los trabajos futuros se contempla el uso de la herramienta PLS-CADD para realizar el modelamiento del caso en estudio y realizar el análisis comparativo desarrollado con el presente trabajo. También se propone el cambio de torres tipo celosía por estructuras tipo compactas, lo que permitirá reducir los costos por servidumbre y mantenimiento.

## 12. Referencias Bibliográficas

Astuti, S. I., Arso, S. P., & Wigati, P. A. (2015) (Vol. 3, pp. 103–111).

*Boletines centelsa - Centelsa - Cables de energía y telecomunicaciones Centelsa – Cables de energía y telecomunicaciones.* (n.d.). Retrieved November 18, 2021, from <https://www.centelsa.com/boletines-centelsa/#colombia>

*CABLE OPGW LUX XS2.088.159 - 136mm<sup>2</sup> / Furukawa Electric LatAm.* (n.d.). Retrieved November 12, 2021, from <https://www.furukawatam.com/es/catalogo-de-productos-detalles/cable-opgw-lux-xs2088159---136mm2>

Demetrio, M. (2018). *Coordinación De Aislamiento Y Análisis De Sobretensiones Transitorias Atmosféricas Para Líneas Aéreas De Media Tensión De 22.9Kv.* 1–210.

Maria Goreti usboko. (2018). No (Vol. 10, Issue 1, pp. 279–288).

<http://dx.doi.org/10.1053/j.gastro.2014.05.023><https://doi.org/10.1016/j.gie.2018.04.013>  
<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/29451164><http://www.pubmedcentral.nih.gov/articlerender.fcgi?artid=PMC5838726><http://dx.doi.org/10.1016/j.gie.2013.07.022>

Quezada Quezada, J. E. (2005). Metodología De Construcción De Líneas De Transmisión Eléctrica. *Universidad Austral de Chile*, 1–152.  
<http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2005/bmfciq.5m/doc/bmfciq.5m.pdf>

Unisalle, C. (2018). *Metodología para la selección de conductores empleados en líneas de transmisión de 500 kv , en Colombia , basado en estudio de caso.*

Vela, R. (1999). *Líneas de transmisión.* [https://personales.unican.es/perezvr/pdf/ch9st\\_web.pdf](https://personales.unican.es/perezvr/pdf/ch9st_web.pdf)