



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AMPLIACION DE ELECTRIFICACION RURAL PARA LAS VEREDAS DE SAN  
JAVIER Y SANTA RITA, DEL MUNICIPIO DE TOLEDO NORTE DE SANTANDER**

**AUTOR:  
ALFREDO YESID CAÑAS VILLAMIZAR**

**DIRECTOR:  
M. SC. LUIS DAVID PABÓN FERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
JUNIO 2021**

**AMPLIACION DE ELECTRIFICACION RURAL PARA LAS VEREDAS DE SAN  
JAVIER Y SANTA RITA, DEL MUNICIPIO DE TOLEDO NORTE DE SANTANDER**

**AUTOR:  
ALFREDO YESID CAÑAS VILLAMIZAR**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**DIRECTOR:  
M. SC. LUIS DAVID PABÓN FERNÁNDEZ**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
JUNIO 2021**

## **DEDICATORIA**

*Quiero dedicar este trabajo a mis padres:  
José y Carmen, a mis hermanos: Duvan,  
Diana, Mabel, Franklin y a mi abuelo Luis*

*“El éxito no se mide por lo que haces comparado con lo que hacen los demás; se mide por lo que haces con las habilidades que Dios te dio.”*

**Zig Ziglar**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por darme la salud, la fortaleza y la disciplina para cumplir con esta meta que he logrado alcanzar con tanto esfuerzo y dedicación.

A mi querido padre José Alfredo Cañas, por brindarme todo el apoyo incondicional, su esfuerzo, sus consejos, por enseñarme a trabajar desde pequeño.

A mi querida madre Carmen Rosa Villamizar por estar siempre pendiente de mí, por su cariño, por su esfuerzo y comprensión.

A mis hermanos: Duvan, Diana, Mabel y Franklin por estar siempre ahí cuando los he necesitado y por ser parte importante para mi vida.

Al director del programa de ingeniería eléctrica M.Sc. Yesid Santafé Ramón haber atendido mis inquietudes a lo largo de mi formación académica y al docente M. Sc. Luis David Pabón Fernández por haber aportado valiosa información durante las asignaturas vistas y con el apoyo del presente trabajo.

Al ingeniero Wilmer Cáceres, secretario de planeación de la alcaldía de Toledo por darme la oportunidad de hacer mis prácticas empresariales y de hacerme participe en sus proyectos de electrificación rural en beneficio de la comunidad.

A las personas: Isidro Guerrero, Saúl Villamizar, Omaira Cáceres, Alex Cáceres y Gladis Granados por la atención prestada y el acompañamiento a las diferentes viviendas en las veredas de Santa Rita y San Javier.

## CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN .....	16
2	OBJETIVOS .....	17
2.1	OBJETIVO GENERAL .....	17
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	17
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
3.1	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	18
3.2	JUSTIFICACIÓN .....	19
4	ESTADO DEL ARTE MARCO DE REFERENCIA .....	20
4.1	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO ELÉCTRICO.....	20
4.1.1	CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN .....	20
4.1.2	LÍMITES DE CARGA.....	20
4.1.3	FACTOR DE CORRECCIÓN .....	21
4.1.4	REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	21
4.1.5	LÍMITES DE REGULACIÓN DE VOLTAJE .....	22
4.1.6	PÉRDIDAS DE POTENCIA.....	23
4.1.7	LÍMITES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA .....	23
4.1.8	DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA .....	24
4.2	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO MECÁNICO .....	26
4.2.1	ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES .....	26
4.2.2	CURVA DE TENDIDO EN LOS CONDUCTORES .....	29
4.2.3	CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES .....	33
4.2.4	CARGAS ACTUANTES EN LAS ESTRUCTURAS.....	36
4.2.5	PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS.....	43

5. DIMENSIONAMIENTO DE AMPLIACION DE LA RED ELECTRICA .....	45
6 PRESUPUESTO .....	67
7 CONCLUSIONES.....	69
8 REFERENCIAS.....	70
9 ANEXOS.....	72

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de tensión de servicio .....	20
Tabla 2. Límites de carga .....	20
Tabla 3. Factores de corrección .....	21
Tabla 4. Límites de regulación de voltaje .....	22
Tabla 5. Límites de pérdidas de potencia.....	23
Tabla 6. Constantes de la Curva de Demanda Máxima Diversificada .....	24
Tabla 7. Demanda máxima diversificada para zonas rurales de CENS .....	25
Tabla 8. Clasificación de categorías de terrenos .....	27
Tabla 9. Descripción de Condiciones .....	34
Tabla 10. Constante Q .....	40
Tabla 11. Coeficientes de exposición.....	41
Tabla 12. Categorías de los Terrenos .....	41
Tabla 13. Parámetros para el Factor de Respuesta de Ráfaga .....	42
Tabla 14. Factores de seguridad.....	43
Tabla 15. Deflexión máxima de postes .....	44
Tabla 16. Cálculos para el nuevo transformador (T2)-Vereda San Javier.....	45
Tabla 17. Cálculos para el nuevo transformador (T5)- Vereda San Javier.....	45
Tabla 18. Cálculos para el nuevo transformador (T1)- Vereda Santa Rita.....	45
Tabla 19. Cálculos para el nuevo transformador (T2)- Vereda Santa Rita.....	46
Tabla 20. Parámetros del conductor .....	46
Tabla 21. Regulación en media tensión-Vereda San Javier.....	47



Tabla 22. Regulación en media tensión-Vereda Santa Rita.....	47
Tabla 23. Porcentaje de perdidas máxima de potencia- Vereda San Javier .....	47
Tabla 24. Porcentaje de perdidas máxima de potencia- Vereda Santa Rita .....	48
Tabla 25. Transformadores proyectados y existentes en la vereda de San Javier .....	48
Tabla 26. Regulación de tensión para usuarios conectados a T1-Vereda San Javier ..	49
Tabla 27. Regulación de tensión para usuarios conectados a T2-Vereda San Javier ..	49
Tabla 28. Regulación de tensión para usuarios conectados a T4-Vereda San Javier ..	50
Tabla 29. Regulación de tensión para usuarios conectados a T5-Vereda San Javier .	50
Tabla 30. Regulación de tensión para usuarios conectados a T6-Vereda San Javier ..	51
Tabla 31. Transformadores proyectados y existentes en la vereda de Santa Rita .....	51
Tabla 32. Regulación tensión para usuarios conectados a T1- Vereda Santa Rita .....	52
Tabla 33. Regulación tensión para usuarios conectados T2 y T3- Vereda Santa Rita .	52
Tabla 34. Perdidas de potencia en baja tensión- Vereda Santa Rita .....	53
Tabla 35. Perdidas de potencia en baja tensión- Vereda San Javier .....	54
Tabla 36. Parámetros mecánicos del conductor .....	55
Tabla 37. Parámetros para determinar carga vertical en postes-Vereda San Javier ....	55
Tabla 38. Parámetros para determinar carga vertical en postes-Vereda Santa Rita ....	55
Tabla 39. Parámetros para determinar las cargas transversales en postes.....	56
Tabla 40. Acción del viento en los conductores-Vereda San Javier.....	57
Tabla 41. Acción del viento en los conductores-Vereda Santa Rita.....	58
Tabla 42. Flecha máxima en las diferentes hipótesis- Vereda San Javier .....	59
Tabla 43. Flecha máxima en las diferentes hipótesis- Vereda Santa Rita .....	60
Tabla 44. Fuerzas verticales y longitudinales- Vereda San Javier .....	61

Tabla 45. Fuerzas verticales y longitudinales- Vereda Santa Rita .....	62
Tabla 46. Fuerzas transversales- Vereda San Javier .....	63
Tabla 47. Fuerzas transversales- Vereda Santa Rita.....	64
Tabla 48. Cargas resultantes y carga mínima de ruptura de los postes a emplear- Vereda San Javier .....	65
Tabla 49. Cargas resultantes y carga mínima de ruptura de los postes a emplear- Vereda Santa Rita .....	66
Tabla 50. Presupuesto-Vereda Santa Rita.....	67
Tabla 51. Presupuesto- Vereda San Javier.....	68

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas de Velocidad del viento.....	28
Figura 2. Curva de tendido del conductor .....	29
Figura 3. Vano peso y vano viento .....	33
Figura 4. Variación de la catenaria.....	36
Figura 5. Tipos de cargas actuantes sobre la estructura.....	37

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Plano del diseño de redes eléctricas, vereda de Santa Rita .....	72
Anexo 2.Plano 1 de 2 del diseño de redes eléctricas, vereda de San Javier .....	73
Anexo 3. Plano 2 de 2 del diseño de redes eléctricas, vereda de San Javier .....	74
Anexo 4. Evidencia de la vivienda sin electricidad en la vereda Santa Rita.....	75
Anexo 5. Evidencia de la vivienda sin electricidad en la vereda Santa Rita.....	75
Anexo 6. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda Santa Rita .....	76
Anexo 7. Lugar donde se proyecta instalar un transformador, Verdea Santa Rita.....	76
Anexo 8. Trasformador existente en la vereda de Santa Rita .....	77
Anexo 9. Carretera de acceso a la vereda de Santa Rita .....	78
Anexo 10. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier .....	78
Anexo 11. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier .....	79
Anexo 12. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier .....	79
Anexo 13. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier .....	80
Anexo 14. Lugar donde se proyecta instalar un transformador- vereda de San Javier .	80
Anexo 15. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier .....	81
Anexo 16. Carretera que conduce a los adentros de las veredas de San Javier .....	81
Anexo 17. Transformador Existentes que está al lado de La escuela de San Javier ....	82

## **RESUMEN**

Este proyecto está basado en la ampliación de la red eléctrica de baja tensión para las veredas de San Javier y Santa Rita del municipio de Toledo, donde se beneficiarán 33 viviendas, de tal manera ofrecer una mejor calidad de vida para estos nuevos usuarios.

Además, proporcionar un estudio para realizar esquemas, diagramas cálculos eléctricos y mecánicos de las estructuras que sostendrán las líneas, también rutas de acceso de la línea de distribución de baja tensión, teniendo en cuenta las normativas que se rigen en el área eléctrica. Adicionalmente estimar la cantidad de materiales, costos e imprevistos a tener en cuenta para la ejecución del proyecto.

## 1 INTRODUCCIÓN

En el marco de la energía eléctrica se presentan beneficios en calidad de vida de los habitantes de áreas rurales y urbanas en mejoramiento de actividades y procesos en tecnologías que abarcan en su mayoría la utilización de la electricidad, así mismo que una comunidad establezca nuevos métodos de trabajo para el crecimiento económico de la región. De esta manera se busca garantizar que la instalación de la red eléctrica para el caso de zonas rurales cumpla con una serie de procedimientos y condiciones óptimas para el suministro de energía según como lo constituye la norma técnica CENS, donde se clasifican en dos temáticas.

En primera instancia en cuanto a la parte de análisis eléctricos trata sobre la demanda máxima diversificada en dependencia de la cantidad de usuarios, la capacidad del transformador, calibre de conductores que más se ajusten a la carga de diseño, tipo de conexiones de la red, regulación de tensión y pérdidas de potencia cumpliéndose con los límites mínimos. Y como en segunda medida se analiza la parte mecánica, considerándose el efecto del viento, curvas de tendido, flechas y tensión mecánica en los conductores, y del mismo modo las componentes de fuerzas que actúan sobre las estructuras de apoyo, la cual estos efectos estarán presentes durante el ciclo de vida en condiciones normales de operación de la red.

Con lo anterior mencionado se proyecta brindar a las veredas de San Javier y Santa Rita del municipio de Toledo, un diseño estructurado de los análisis eléctricos y mecánicos que suplan energía con el mínimo porcentaje de pérdidas acorde a las cargas destinadas a cada usuario y la durabilidad de las correspondientes estructuras que soportan los conductores.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

- Realizar el diseño de redes de baja tensión para electrificación rural en las veredas de San Javier y Santa Rita del municipio de Toledo, teniendo en cuenta las normativas pertinentes a CENS.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Obtener puntos de georreferenciación de la ubicación de usuarios a beneficiarse del servicio eléctrico.
- Ubicar los accidentes geográficos de las zonas y trayectorias a intervenir en la instalación de la red eléctrica de baja tensión.
- Diseñar las redes de distribución de baja tensión con base a los accidentes geográficos y puntos de georreferenciación obtenidos, seleccionando materiales necesarios para la ejecución del proyecto.
- Realizar el inventario y presupuesto de los materiales a utilizar para las interconexiones de las redes de baja tensión.

### **3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

A largo de los años la energía eléctrica ha tenido un gran impacto sobre la comunidades que residen en áreas urbanas como rurales, y así también en empresas y microempresas donde se llevan a cabo procesos industriales, de manufactura, administración y entre muchas otras actividades, de modo que se ha convertido en una facilidad más a la hora de emplear maquinas, dispositivos y demás elementos que requieren de este servicio, y por lo tanto es una fortaleza en la base para el crecimiento económico de una sociedad competente.

De esta manera se ve la necesidad seguir ampliando la red eléctrica en comunidades alejadas de los centros poblados, principalmente en las veredas de San Javier y Santa Rita, zonas rurales pertenecientes al municipio de Toledo norte de Santander y así beneficiar a más personas que hoy no tienen acceso a este servicio, con el objeto mejorar la calidad de vida contribuyendo con el desarrollo de nuevas alternativas para alcanzar los propósitos de la comunidad.



### **3.2 JUSTIFICACIÓN**

El municipio de Toledo se caracteriza por su economía, que principalmente está enfocado a la producción agrícola tales como, café, caña panelera, críticos, plátano, morón, frijol y maíz. Por otro lado, la producción pecuaria como los bovinos, caballar, porcinos y aves de corral, además cada día surgen nuevos avances que proporcionan el desarrollo integral en una comunidad, que a partir de sus labores diarias con el propósito de obtener el sustento, se realizan actividades cuyo fundamento en su mayoría requieren de electricidad, tales como impulsores eléctricos para delimitación de cercos para animales, motores para máquinas despulpar café, trapiche, iluminación del lugar de trabajo y un sin número de tareas que puede realizar al contar con un servicio de energía a nuestro alcance.

Por otro lado, en cuanto a la educación por motivos de COVID 19 los canales de comunicación han tenido que adaptarse a esta nueva condición, empleando masivamente herramientas tecnológicas (teléfonos inteligentes, tablets, computadoras, etc.) donde personas en proceso de formación es indispensable contar con este tipo de facilidades y por ende conlleva a que se debe contar con algún punto de conexión para alimentar estos dispositivos que requieren de electricidad.

Debido a la falta de servicio de energía eléctrica para algunos usuarios de las veredas de San Javier y Santa Rita del municipio de Toledo (Norte de Santander) veredas con un potencial alto en la producción bobina, pecuaria y para aquellas personas se están formando académicamente es de vital importancia proporcionar energía eléctrica para fortalecer crecimiento y la calidad de vida de los usuarios que se beneficiaran de este servicio.

## 4 ESTADO DEL ARTE MARCO DE REFERENCIA

### 4.1 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO ELÉCTRICO

De acuerdo con la norma vigente de CENS en el capítulo 2 correspondiente a los parámetros de diseño se tienen los siguientes criterios:

#### 4.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN

**Tabla 1**

*Niveles de tensión de servicio*

NIVEL DE TENSION DE SERVICIO	VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES
Extra alta tensión (EAT)	Tensiones superiores a 230 Kv
Alta tensión (AT)	Tensiones mayores o iguales a 57.5 kV y menores o iguales a 230 kV
Media tensión (MT)	Tensiones mayores e iguales a 1kV y menores a 57.5kV
Baja tensión (BT)	Tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V
Muy Baja tensión (MBT)	Tensiones menores de 25 V

Nota: (CNS-NT-02, 2020)

#### 4.1.2 LÍMITES DE CARGA

Se suministrará la energía eléctrica en base a los siguientes criterios

**Tabla 2**

*Límites de carga*

Nivel de tensión	Tipo de conexión	Capacidad instalada (kVA)
1	Monofásico bifilar 120V	Menor o igual a 6.6kVA
	Bifásico trifilar 2x120/240	Mayor a 6.6kVA y menor o igual a 12 kVA

	Trifásico tetrafilar 3x127/220	Mayor a 15kVA y menor igual a 35 kVA
Nivel 2	Media (13200V)	Superior a 30 kVA hasta 2200 kVA
Nivel 3	Media (34500V)	Desde 1500 kVA en adelante

Nota. (CNS-NT-02, 2020)

#### 4.1.3 FACTOR DE CORRECCIÓN

Los valores de la constante de regulación (KG) es igual a uno para sistemas tetra filares balanceados en baja tensión. Para otras conexiones se debe multiplicar el valor obtenido por los factores indicados a continuación (CNS-NT-02, 2020).

**Tabla 3**

*Factores de corrección*

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica	8	2	2
Trifásica	6	1.732	2.25

Nota. (CNS-NT-02, 2020)

#### 4.1.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN

En los conductores siempre existirán pérdidas eléctricas debido al paso de la corriente que provocan la reducción en el voltaje, por lo tanto, la metodología para hallar el porcentaje de caída de tensión es (CNS-NT-02, 2020):

$$R\% = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M \quad (1)$$

Donde:

- $F_c$  = Factor de corrección. Se establece de acuerdo a la Tabla 3

- M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en (kVA) y longitud del tramo en metros (m).
- VL = Voltaje de línea (V).
- KG = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como:

$$K_G = r \cos \theta + XL \sin \theta \quad (2)$$

Donde

- r = Resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura determinada (Ohm/km).
- $\theta$  : Angulo del factor de potencia de la carga.
- XL = Reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor (Ohm/km).
- Otra manera de obtener la constante de regulación, es mediante las tablas de constante de regulación que se encuentran en el capítulo 2 “parámetros de diseño CENS” (CNS-NT-02, 2020)

#### 4.1.5 LÍMITES DE REGULACIÓN DE VOLTAJE

**Tabla 4**

*Límites de regulación de voltaje*

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
<b>Circuitos de baja tensión</b>	Zona urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometidas	2%

<b>Circuitos de media tensión</b>	Para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1 % a partir del barraje de la subestación de transmisión
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

Nota. (CNS-NT-02, 2020)

#### 4.1.6 PÉRDIDAS DE POTENCIA.

Las pérdidas de potencia dependen de la longitud, el calibre del conductor y las corrientes que estén circulando a través de la línea (CNS-NT-02, 2020).

$$\%PL = \frac{rM}{V_L^2 \cos \phi} * 100 \quad (3)$$

Donde,

- M: momento eléctrico kVA\*m
- r: Resistencia del conductor unitario Ohm/km
- $\phi$ : Angulo del factor de potencia de la carga
- VL: Tensión de línea en voltios

#### 4.1.7 LÍMITES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

De acuerdo al nivel de tensión de la red, se establecen los siguientes limites admitidos. (CNS-NT-02, 2020)

**Tabla 5**

*Límites de pérdidas de potencia*

<b>Componente</b>	<b>Perdidas de potencia</b>
Líneas de distribución (MT)	1%
Redes de baja tensión	2.35%

Nota. (CNS-NT-02, 2020)

#### 4.1.8 DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA

Cuando se tiene proyectado suministrar servicio de energía a un nuevo grupo de usuarios ya sea en zonas urbanas o rurales, la manera más apropiada es realizarla a través de la demanda máxima diversificada, así mismo se tiene en cuenta el estrato socio-económico del área a intervenir. A continuación, se muestra la expresión matemática para su respectivo cálculo (CNS-NT-03, 2020)

$$D_{max.div} = \left\{ \frac{1}{A * N + B} + C \right\} * N \quad [\text{kVA}] \quad (4)$$

Donde,

- N: Número de usuarios

Los valores de las constantes de A, B y C se toman de la siguiente tabla, de acuerdo al estrato socio-económico.

**Tabla 6**

*Constantes de la Curva de Demanda Máxima Diversificada*

<b>Estrato Socio-Económico</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
1	1,30	3,51	0,28
2	0,52	1,76	0,43
3	0,70	0,42	0,49
4	0,40	0,25	0,72
5	0,41	0,22	1,17
6	0,21	0,14	1,82

Nota. (CNS-NT-02, 2020)

Con la ecuación de demanda máxima permite determinar la potencia aparente en kilovoltio-ampere (kVA) que demandaría un grupo de usuarios, y este es la base para hallar la capacidad del transformador a utilizar, adicionalmente se le añaden las cargas de servicio general (CSG) y otras cargas tales como duchas eléctricas. Por lo tanto, la potencia del transformador se obtiene de la siguiente manera:

$$kVA_{transf} = D_{max.div} * 1.01^{años} + CSG + Otras\ cargas \quad (5)$$

Donde:

- Años: es la proyección de tiempo para garantizar que el transformador no se sature si se incluyen nuevos usuarios en el futuro o el aumento de las cargas por parte de los usuarios existentes
- CSG: Cargas de servicio general, está dado en kilowatt, por ejemplo, alumbrado publico
- Otras cargas: son las cargas adicionales que se incluyen en el circuito, este dado kilowatt, por ejemplo, duchas eléctricas.

Por otro lado, en el capítulo 2 de parámetros de diseño de la norma CENS se tiene establecido para zonas rurales, la capacidad de los transformadores dependiendo de la cantidad usuarios que se conectaran a este (CNS-NT-02, 2020).

**Tabla 7**

*Demanda máxima diversificada para zonas rurales de CENS*

Usuarios	kVA/Usuario	kVA total	kVA trafo
1	0.8	0.8	3
2	0.7	1.4	3
3	0.6	1.8	3

4	0.6	2.4	3
5	0.6	3	3
6	0.55	3.3	5
7	0.55	3.85	5
8	0.55	4.4	5
9	0.5	4.5	5
10	0.5	5	5
11	0.5	5.5	10
12	0.5	6	10
13	0.5	6.5	10
14	0.5	7	10
15	0.5	7.5	10
16	0.5	8	10
17	0.5	8.5	10
18	0.5	9	10
19	0.5	9.5	10
20	0.5	10	10

NOTA: Factor de pérdidas: 0.15, Factor de carga: 0.32 (CNS-NT-02, 2020)

## 4.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO MECÁNICO

### 4.2.1 ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES

La acción del viento en los conductores proporcionan una carga adicional, esta se obtiene por unidad de longitud el efecto del viento ( $pv$ ) y se calcula a través de la siguiente expresión. (GM-012, 2019)

$$pv = \left(\frac{PV}{10}\right) * \left(\frac{d}{1000}\right) \quad (6)$$

Donde,

- $pv$ : fuerza unitaria ejercida por el viento en daN/m
- $d$ : diámetro del conductor en mm



- PV: presión del viento en N/m<sup>2</sup>

PV se obtiene de a partir de la siguiente expresión:

$$PV = Q * v^2 \quad (7)$$

Donde

- v: es la velocidad del viento en m/s, obtenida a partir de archivos meteorológicos, para fines de cálculo se consulta el anexo A Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del grupo EPM.
- Q: es el coeficiente de exposición en altura en la coordenada z sobre el suelo

$$Q = 0.603 - 0.0514 * \text{altitud en km} \quad (8)$$

Para calcular el valor aproximado de la velocidad del viento en una determinada zona, se tiene en cuenta a partir de la siguiente tabla donde se clasifican la categoría de terrenos obtenida del anexo A “Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del grupo EPM”

**Tabla 8**

*Clasificación de categorías de terrenos*

<b>Categoría de terreno</b>	<b>Características</b>	<b>KR</b>
B	Lugares de campo abierto con pocos obstáculos, por ejemplo, aeropuertos o campos de cultivo con algunos árboles o edificios	1,00
C	Terreno cubierto por numerosos obstáculos (cercas, árboles y edificios) poco espaciados, pero de pequeña altura.	0,85
D	Áreas urbanas, suburbanas o terreno con muchos árboles altos	0.67

Nota. (GM-012: Anexo A, pág. 14)

Para determinar las velocidades del viento de ráfaga, se ajusta por la categoría del terreno, empleándose la siguiente expresión:

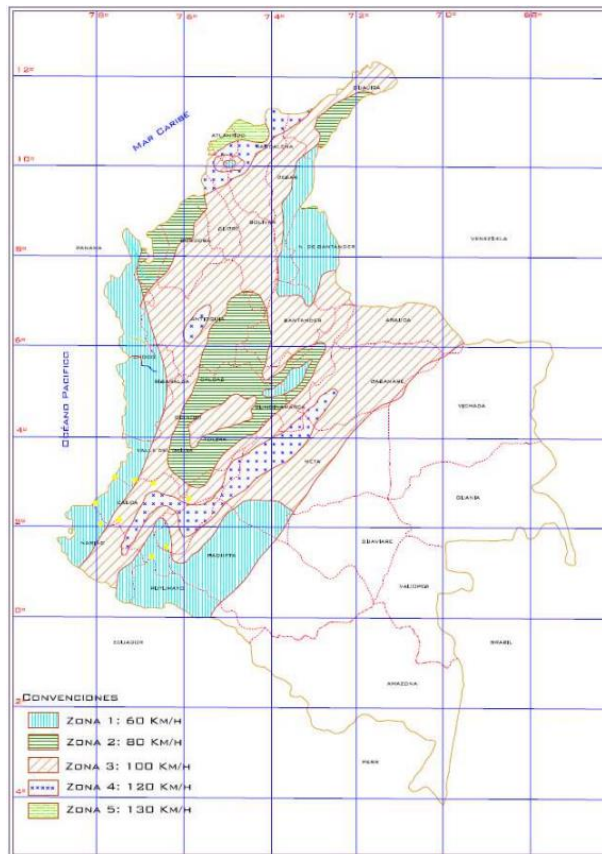
$$v = K_R * VRB \quad (9)$$

Donde,

- v: Velocidad del viento de ráfaga, teniendo en cuenta la rugosidad de terreno (km/h)
- $K_R$ : Factor de rugosidad del terreno. Ver Tabla 8
- VRB: Velocidad de viento. Ver Figura 1

### Figura 1

*Zonas de Velocidad del viento máximo.*



Nota. Zonas de influencia EPM. (GM-012: Anexo A, pág. 15)

#### 4.2.1.1 CARGA UNITARIA TOTAL CON EL VIENTO

Para obtener la carga resultante por metro lineal del conductor a partir de peso del mismo, más la acción del viento, se calcula a través de la siguiente expresión: (GM-012, 2019).

$$pt = \sqrt{p^2 + pv^2} \quad (10)$$

Donde,

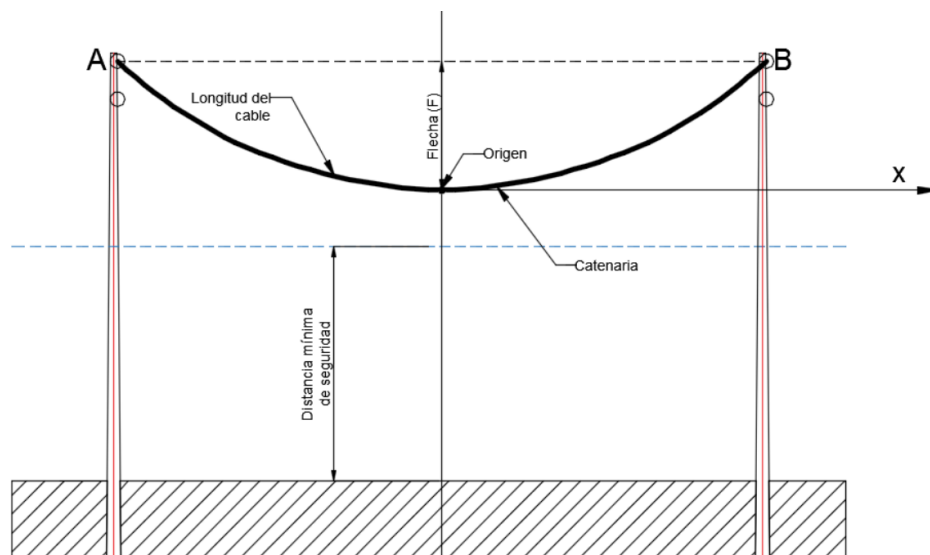
- $p$ : es el peso unitario del conductor en daN/m
- $pv$ : fuerza unitaria ejercida por el viento en daN/m
- $pt$ : peso unitario total del conductor en daN/m

#### 4.2.2 CURVA DE TENDIDO EN LOS CONDUCTORES

En las estructuras que soportan los conductores, por lo general forma una curva denominada catenaria, se genera debido al peso del cable y a la longitud.

**Figura 2**

*Curva de tendido del conductor*



Nota. (GM-012, 2019, pág. 17)

#### 4.2.2.1 ECUACIÓN DE LA CATENARIA

La ecuación de la curva de la catenaria se representa a través de la siguiente expresión (GM-012, 2019)

$$y(x) = h \left[ \cosh \frac{x}{h} - 1 \right] \quad (11)$$

Donde,

- y: es la coordenada en el eje “y” del cable en m.
- x: es la coordenada en el eje “x” del cable en m.
- h: parámetro de la catenaria en m.
- p: peso propio del conductor en daN/m (parámetro dado por el fabricante)

$$h = \frac{T}{p} \quad (12)$$

Donde,

- T: Tensión mecánica del cable en el punto más bajo, aplicándose un factor de seguridad de la tensión de ruptura, parámetro dado por el fabricante daN/m (por lo general en las especificaciones del conductor muestra la tensión máxima de ruptura y para aplicarlo a la expresión se divide dicho valor entre el coeficiente de seguridad)

#### 4.2.2.2 FLECHA

Se refiere a la distancia máxima que existe en el punto más bajo de la catenaria que forma el conductor en referencia a la línea recta horizontal que unen las dos estructuras en cuestión (Ver Figura 2), y se calcula de la siguiente manera (GM-012, 2019):

$$f = h \left[ \cosh \left( \frac{a}{2h} \right) - 1 \right] \quad (13)$$

Donde,

- f: flecha en el centro del vano.
- a: distancia horizontal que existe entre las dos estructuras, es decir longitud del vano entre las estructuras A y B. (Ver Figura 2)

h: parámetro de la catenaria en m;  $h = T/p$

- T: Tensión mecánica del cable en el punto más bajo, aplicándose un factor de seguridad de la tensión de ruptura, parámetro dado por el fabricante daN/m (por lo general en las especificaciones del conductor muestra la tensión máxima de ruptura y para aplicarlo a la expresión se divide dicho valor entre el coeficiente de seguridad)
- p: peso propio del conductor en daN/m (parámetro dado por el fabricante)

#### 4.2.2.3 LONGITUD DEL CABLE

Cuando el conductor forma una catenaria la longitud real del cable en un vano se obtiene de la siguiente manera (GM-012, 2019):

$$L = 2h \sinh \left( \frac{a}{2h} \right) \quad (14)$$

Donde

- L: longitud del cable en m.
- a: longitud del vano en m, distancia entre los apoyos A y B. (Ver Figura 2)
- h: parámetro de la catenaria en m;  $h = T/p$
- T: Tensión mecánica del cable en el punto más bajo, aplicándose un factor de seguridad de la tensión de ruptura, parámetro dado por el fabricante daN/m (por

lo general en las especificaciones del conductor muestra la tensión máxima de ruptura y para aplicarlo a la expresión se divide dicho valor entre el coeficiente de seguridad)

- $p$ : peso propio del conductor en daN/m (parámetro dado por el fabricante).

#### 4.2.2.4 VANO REGULADOR

Es la distancia de un tramo diseñado de vanos no uniformes entre estructuras de retención, que asegura la tensión mecánica, debido a variaciones de temperaturas y de carga a lo largo de una red eléctrica. El vano regulador se determina con la siguiente ecuación: (GM-012, 2019).

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum ai^3}{\sum ai}} \quad (15)$$

Donde,

- $ai$ : distancia del vano "i" en el tramo (metros)

#### 4.2.2.5 VANO PESO

Es la distancia horizontal entre los puntos más bajos del conductor por cada lado de la estructura y para terrenos con desnivel se halla por un solo lado de la estructura. (GM-012, 2019). Ver Figura 3. El vano peso se calcula a través de la siguiente expresión:

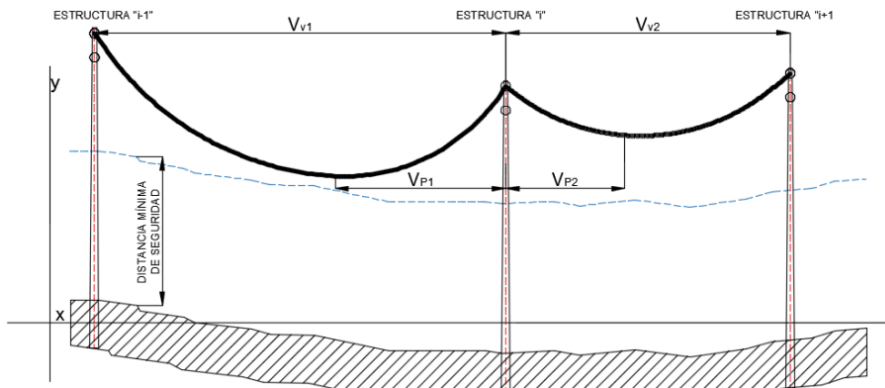
$$V_{Pi} = V_{P1} + V_{P2} \quad (16)$$

Donde,

- $V_{Pi}$ : vano peso estructura "i" en metros

**Figura 3**

*Vano peso y vano viento*



Nota. (GM-012, 2019, pág. 19)

#### 4.2.2.6 VANO VIENTO

Corresponde a la distancia horizontal entre los centros de los vanos es cada lado de la estructura (GM-012, 2019). Ver Figura 3

$$V_{Vi} = \frac{V_{V1} + V_{V2}}{2} \quad (17)$$

Donde,

- $V_{Vi}$ : Vano viento estructuras "i", en metros

#### 4.2.3 CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES

##### 4.2.3.1 CONDICIONES LIMITANTES DE TENSIONADO

Según el código de redes, Resolución 025 de la CREG determina que la catenaria generada por un conductor se ve afectada por acción de la temperatura y el viento por lo cual se hace necesario recurrir a una serie de hipótesis para definir las condiciones limitantes.

- Hipótesis A: Velocidad máxima del viento, temperatura mínima promedio.
- Hipótesis B: Mínima temperatura (sin viento y temperatura mínima)
- Hipótesis C: Operación diaria (corresponde a la tensión diaria promedio, EDS)
- Hipótesis D: Máxima flecha.

De esta manera teniendo en cuenta las diferentes hipótesis y para obtener una flecha que cumpla con las distancias de seguridad, los cálculos mecánicos para el conductor se analizan hasta el 50 % de la tensión de ruptura. En la Tabla 9 se exponen las hipótesis en las que se consideran el tensionado de las líneas.

**Tabla 9**

*Descripción de Condiciones*

<b>Hipótesis</b>	<b>Condición</b>	<b>Condición climática</b>	<b>Descripción</b>
Hipótesis A	Condición final (tensión máxima del conductor)	Mínima temperatura y viento máximo	En las condiciones más desfavorables el conductor presenta mayor tensión debido a los efectos de temperatura y sobrecarga.



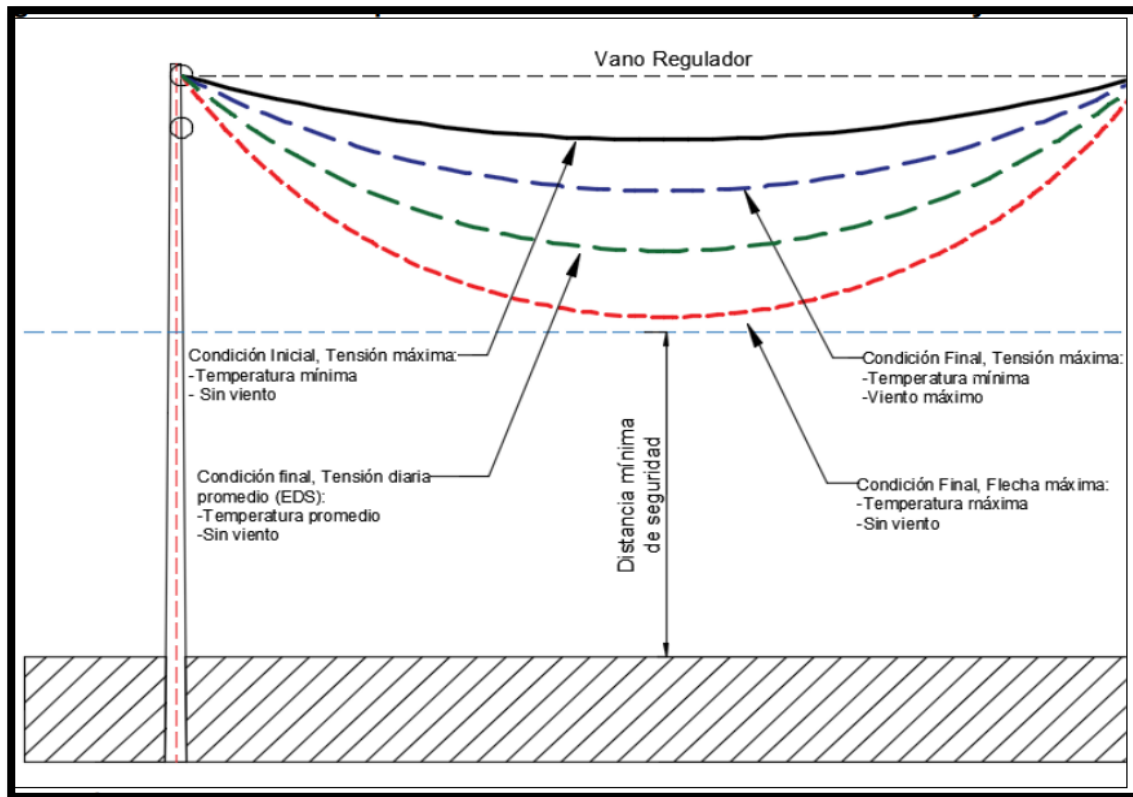
Hipótesis B	Flecha mínima, condición inicial	Sin viento y temperatura mínima	Hay una tensión máxima a una temperatura mínima y busca proteger el conductor de daños por fatigas
Hipótesis C	Condición final, (Every day Stress-EDS)	Sin viento y temperatura promedio	Se considera la condición de tensión diaria promedio.
Hipótesis D	Flecha máxima, condición final	Sin viento y de temperatura máxima de operación	Se presenta la flecha máxima y donde se verifica la distancia mínimas de seguridad eléctricas.

Nota. Breve presentación de las condiciones que afectan al conductor en distintas situaciones de operación. (GM-012, 2019)

La condición inicial sucede a unas horas de haberse instalado el conductor en los apoyos, y la condición final se analiza cuando ha transcurrido un periodo de tiempo después que haya ocurrido la fluencia lenta (alargamiento del conductor). En la Figura 4 se ilustra la variación de la catenaria con respecto a los cambios de temperatura, tensión y efecto del viento en el cable de acuerdo a las condiciones mencionadas. (GM-012, 2019).

**Figura 4**

*Variación de la catenaria*



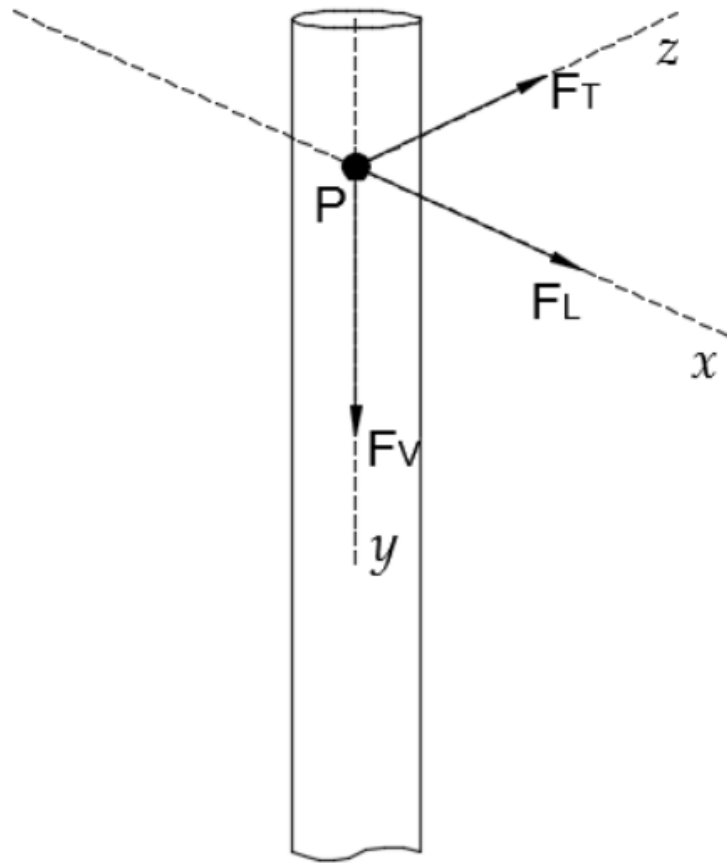
Nota. (GM-012, 2019)

#### **4.2.4 CARGAS ACTUANTES EN LAS ESTRUCTURAS**

En una red eléctrica un aspecto importante es la capacidad de los apoyos para soportar el peso de los conductores, equipos, la fuerza del viento y la temperatura, de esta manera se consideran tres tipos de cargas que se ejercen sobre ellas, tales como: cargas verticales, cargas longitudinales y cargas transversales; a lo que conoce como árbol de cargas, donde se describirán en detalle a continuación:

## Figura 5

*Tipos de Cargas Actuantes sobre la Estructura*



Nota. Fuerzas verticales  $F_V$ , fuerzas longitudinales  $F_L$  y fuerzas transversales  $F_T$ .

(GM-012, 2019)

### 4.2.4.1 CARGAS VERTICALES

Son aquellas cargas producidas por el peso de los conductores, peso de los aisladores, peso del transformador y el peso de operarios en proceso de instalación o mantenimiento, se determina a partir de la ecuación (18), sin embargo para obtener el vano peso para terrenos con desnivel se puede tomar aproximadamente como el 40%

mayor que el vano viento, y el 20% mayor que el vano viento para terrenos planos. (GM-012, 2019):

$$FV = (Vp * Pu) + (PCA) \quad (18)$$

Donde,

- Vp: vano peso, en m
- Pu: peso unitario del conductor, en daN/m
- PCA: peso de aisladores, herrajes, accesorios y equipos, en daN/m

#### 4.2.4.2 CARGAS LONGITUDINALES

Son aquellas cargas generadas por la tensión mecánica que ejerce los conductores en dirección adyacente a la estructura. (GM-012, 2019):

$$FL = abs(TL_{iVR1} - TL_{iVR2}) \quad (19)$$

Donde,

- $TL_{iVR1}$ : tensión longitudinal del vano delante de la estructura, en daN.
- $TL_{iVR2}$ : tensión longitudinal del vano atrás de la estructura, daN.

#### 4.2.4.3 CARGAS TRANSVERSALES

Las estructuras deben soportar las cargas transversales cuya fuerza resultante es el efecto del viento en los conductores, cadenas de aisladores( $FTV$ ), adicionalmente las fuerzas de los conductores en ángulo de deflexión de la línea ( $FT\alpha$ ), y se calcula a través de la siguiente expresión: (GM-012, 2019)

$$FT = FTV + (FT\alpha) \quad (20)$$

## Fuerza transversal del viento

Para calcular la fuerza transversal del viento se basan en la metodología expuesta en “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading, Third Edition, ASCE Manuals and reports on Engineering Practice No, 74” (GM-012, 2019)

$$FTV = \gamma_W * Q * K_Z * K_{zt} * (V_{PR})^2 * G * C_f * A \quad (21)$$

Donde,

- $\gamma_W$ : es igual a 1 para N=50 años, este factor corresponde a la carga de viento para un periodo de retorno de N años.
- $A$ : área expuesta del conductor en m<sup>2</sup>, para obtener dicho valor se toma la longitud del vano viento en m y multiplicado por el diámetro del cable en m. Para la cadena de aisladores está dada por la longitud (m) y multiplicado por su diámetro (m) la cual es afectado por un factor de 0.6 donde se tiene en cuenta la forma del aislador.
- $V_{PR}$ : Velocidad del viento con periodo de retorno para N=50 años (m/s)
- $C_f$ : Coeficiente de fuerza o arrastre que depende del elemento (forma, tamaño, orientación respecto del viento, apantallamiento respecto al viento, solides y rugosidad). Para cables de toma como 1.
- $K_{zt}$ : Factor topográfico de acuerdo a las características del terreno y se calcula según el numeral 2.1.7 ASCE No. 74 – 3<sup>a</sup> ed. Para las zonas planas del proyecto, se toma como referencia el valor de 1.0. En todo caso para otro tipo de valores se utilizará la Figura 2 – 9 del mismo numeral para realizar los cálculos del  $K_{zt}$  requerido para tipo de terreno.

- Q: es el valor de la energía potencial de la presión del aire que es convertida a partir de la energía cinética del aire.

**Tabla 10**

*Constante Q*

Temperatura ambiente	Altitud sobre el nivel del mar					
	0	1000	2000	2500	3000	3500
°C						
30	0.582	0.515	0.459	0.582	0.404	0.404
26	0.590	0.523	0.466	0.582	0.409	0.409
23	0.596	0.529	0.471	0.582	0.413	0.413
21	0.6	0.533	0.474	0.582	0.415	0.415
15	0.613	0.545	0.484	0.582	0.423	0.423
9	0.622	0.557	0.494	0.582	0.432	0.432
0	0.637	0.576	0.508	0.582	0.447	0.447

Nota. En el sistema métrico los valores de Q, para temperatura y altitud. Tabla C-1 de la ASCE No. 74-3ª ed.

- $K_z$ : Corresponde al grado de exposición en función de la altura de la estructura y el tipo de terreno, se determina con la siguiente expresión (GM-012, 2019).

$$K_z = 2.01 * \left( \frac{Z_h}{Z_g} \right)^{2/\alpha}, \text{ para } 10m \leq Z \leq Z_g \quad (22)$$

- $Z_h$ : altura en donde se encuentran sujetos los amarres y los conductores, dada en metros.
- $Z_g$ : altura del gradiente de cada categoría del terreno. Ver Tabla 11
- $\alpha$ : parámetro que depende del tipo de terreno. Ver Tabla 11

**Tabla 11***Coeficientes de exposición*

<b>Tipo de terreno</b>	<b>A</b>	<b>Zg (m)</b>
B	7.0	366
C	9.5	274
D	11.5	213

Nota. Variables para la definición del coeficiente de exposición. (GM-012, 2019)

La norma ASCE 74-2009 establece los tipos de terreno, se describen de la siguiente manera:

**Tabla 12***Categorías de los Terrenos*

<b>Categoría terreno</b>	<b>Descripción</b>
B	Áreas cubiertas por árboles, viviendas multifamiliares, se aplica para áreas urbanas y rurales con poco espacio
C	Terreno con pocas obstrucciones con alturas menores a 9.1m, involucra terrenos como granjas, pastizales al viento, campo abierto. Donde se realizan proyectos de redes eléctricas se utiliza esta categoría.
D	Se aplica para lugares planos directamente expuestas a vientos provenientes de cuerpos de agua abiertos y áreas sin ningún tipo de obstáculos.

Nota. Categorías norma ASCE 74-2009. (GM-012, 2019)

- G: respuesta de ráfaga de los elementos que están unidas a la estructura como son los cables de guarda, aisladores y conductores, así mismo se tiene en cuenta la turbulencia del viento. Las constantes se obtienen de la Tabla 13 (GM-012, 2019):

$$G_w = \frac{1 + 2.7 * E * \sqrt{B_w}}{1.43^2} \quad (23)$$

$$B_w = \frac{1}{1 + \frac{0.80 * S}{L_s}} \quad (24)$$

$$E = 4.9 * \sqrt{K} * \left(\frac{10}{Zh}\right)^{1/\alpha_{FM}} \quad (25)$$

Donde,

- S: vano viento, en metros.
- Zh: altura en donde se encuentran sujetos los amarres y los conductores, dada en metros.
- Ls: Escala de turbulencia.
- K : coeficiente de fricción de la superficie, de acuerdo con la Tabla 13
- $\alpha_{FM}$  : exponente de viento sostenido, de acuerdo con la Tabla 13

**Tabla 13**

*Parámetros para el 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	73

Nota. Coeficientes que se emplean en la ecuación (24) y (25). (GM-012, 2019)

### Fuerza transversal de ángulo

Esta es producida por la no continuidad de la misma dirección en la que está el conductor en la que forma un ángulo de deflexión ( $FT\alpha$  en daN) (GM-012, 2019)

$$FT\alpha = |T_{iVR1} + T_{iVR2}| * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (26)$$

Donde,

- T: tensión longitudinal máxima en condición de viento máximo y temperatura mínima, en daN
- $\alpha$ : Angulo de deflexión de la línea.

### 4.2.5 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS

Para la selección de estructuras es indispensable conocer la capacidad de carga al cual fue diseñada, sin embargo, se tiene en cuenta un factor de seguridad para que garantice una posible sobrecarga en un momento dado. Según la norma RETIE muestra los factores de seguridad exigidos para postes, crucetas, y aisladores de distintos materiales.

**Tabla 14**

*Factores de seguridad*

Material	Postes	Herrajes
Concreto	2.5	-
Acero	2.0	2.5
Fibra de vidrio	2.0	2.5

Nota. Factores de seguridad de estructuras y herrajes. (GM-012, 2019), (RETIE, 2013)

Adicionalmente los postes deben tener una carga mínima de ruptura correspondiente a 510kgf, 750kgf, 1050kgf, 1350kgf, etc. Donde la carga longitudinal es la que soportara la estructura y es aplicada a 20 cm de la cima, según lo establece el reglamento RETIE (RETIE, 2013)

#### 4.2.5.1 DEFLEXIÓN MÁXIMA DE LAS ESTRUCTURAS

**Tabla 15**

*Deflexión máxima de postes*

Material	Deflexión máxima
Concreto	3%
Acero	10%
Fibra de vidrio	10%

Nota. Fuente: RETIE, NTC 1329 y NTC 6275. (GM-012, 2019)

#### 4.2.5.2 SELECCIÓN DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO

Una vez determinados los parámetros de carga en el numeral 4.2.4, se realiza la verificación de resistencia de cada poste y demás partes que conforman la estructura. Para fines prácticos se emplearán para nuestro caso de estudio postes de fibra con capacidad estructural según el manual práctico ASCE No. 104, se aplica las siguientes expresiones para su respectiva verificación. (GM-012, 2019)

$$\frac{F_a}{F_R} \leq FS \quad (27)$$

Donde,

- $F_a$ : Fuerza actuante.
- $F_R$ : Fuerza resistente.
- $FS$ : Factor de seguridad.

## 5. DIMENSIONAMIENTO DE AMPLIACION DE LA RED ELECTRICA

### Dimensionamiento eléctrico

Se determina la capacidad del transformador a partir de la demanda máxima diversificada y de acuerdo con el número de usuarios a suministrar energía, además como es zona rural se opta por el nivel de consumo 1.

**Tabla 16**

*Cálculos para el nuevo transformador (T2)-Vereda San Javier*

Calculos para el nuevo transformador T2										
Otras cargas/Usuario (W)	100	FP	Estrato socio-economico	A	B	C	Dmax.div (kVA)	kVA Trafo	kVA/Usuario	kVA Trafo Comercial
N° Usuarios	16			1.3	3.5	0.3				
Proyeccion (Años)	25	0.9	1				5.138	8.189	0.512	10

**Tabla 17**

*Cálculos para el nuevo transformador (T5)- Vereda San Javier*

Calculos para el nuevo transformador T5										
Otras cargas/Usuario (W)	100	FP	Estrato socio-economico	A	B	C	Dmax.div (kVA)	kVA Trafo	kVA/Usuario	kVA Trafo Comercial
N° Usuarios	2			1.3	3.5	0.3				
Proyeccion (Años)	25	0.9	1				0.887	1.338	0.669	3

**Tabla 18**

*Cálculos para el nuevo transformador (T1)- Vereda Santa Rita*

Calculos para el nuevo transformador T1										
Otras cargas/Usuario (W)	100	FP	Estrato socio-economico	A	B	C	Dmax.div (kVA)	kVA Trafo	kVA/Usuario	kVA Trafo Comercial
N° Usuarios	4			1.3	3.51	0.28				
Proyeccion (Años)	25	0.9	1				1.579	2.425	0.606	5

**Tabla 19***Cálculos para el nuevo transformador (T2)- Vereda Santa Rita*

Cálculos para el nuevo transformador T2										
Otras cargas/Usuario (W)	100	FP	Estrato socio-económico	A	B	C	Dmax.div (kVA)	kVA Trafo	kVA/Usuario	kVA Trafo Comercial
N° Usuarios	4			1.3	3.51	0.28				
Proyeccion (Años)	25	0.9	1				<b>1.579</b>	<b>2.425</b>	<b>0.606</b>	<b>5</b>

De acuerdo con la norma técnica de CENS Capítulo 2 “parámetros de diseños” se extrae de la tabla de las constantes de regulación de los diferentes tipos de conductores, la información correspondiente al conductor aluminio ACSR 2 AWG, además se obtiene de catálogo del fabricante la resistencia por kilómetro de dicho conductor, donde estos parámetros son necesarios para determinar la regulación de tensión y las pérdidas de potencia en la línea de baja y media tensión.

**Tabla 20***Parámetros del conductor*

Tipo conductor	aluminio ACSR #2
Factor de potencia FP	0.9
Resistencia ohm/km	1.09504
KG	81.3

Nota. (CNS-NT-02, 2020, pág. 15)

Una vez establecido la capacidad del transformador, se realiza la regulación de la línea de media tensión, empleando el método tramo a tramo, donde según la norma CENS no debe superar el 0.03% a partir de punto de conexión.

**Tabla 21***Regulación en media tensión-Vereda San Javier*

CUADRO DE REGULACION DE MEDIA TENSION							
Tramo	Longitud (m)	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion %
T02-T2	205	10	13200	0.758	FF	1.732	0.001657
T5	0	3	13200	0.227	FF	1.732	0.000000

**Tabla 22***Regulación en media tensión-Vereda Santa Rita*

CUADRO DE REGULACION DE MEDIA TENSION							
Tramo	Longitud (m)	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion %
T-T1	600	5	13200	0.379	FF	1.732	0.002424
T-T2	1112	5	13200	0.379	FF	1.732	0.004493

Así mismo, se determinan las pérdidas de potencia en las trayectorias mostradas en la Tabla 23 y Tabla 24 de la línea de media tensión, de acuerdo a la norma CENS no debe exceder el 1% a partir del punto de derivación. Se utiliza un factor de potencia de 0.9 y se tiene en cuenta la resistencia del conductor. Por otro lado, en cuanto al transformador T5 se tiene proyectado instalarlo en poste de concreto existente en la zona, en la cual allí se encuentra la red media tensión.

**Tabla 23***Porcentaje de perdidas máxima de potencia- Vereda San Javier*

PERDIDAS DE POTENCIA EN MEDIA TENSION						
Tramo	Longitud (m)	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	% Perdidas
T02-T2	205	10	13200	0.758	FF	0.001432
T5	0	3	13200	0.227	FF	0.000000

**Tabla 24***Porcentaje de pérdidas máxima de potencia- Vereda Santa Rita*

<b>PERDIDAS DE POTENCIA EN MEDIA TENSION</b>						
Tramo	Longitud (m)	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	% Perdidas
T-T1	600	5	13200	0.379	FF	0.155533
T-T2	1112	5	13200	0.379	FF	0.288254

Para la red de baja tensión también se hace necesario calcular la regulación y pérdidas de potencia, de igual forma se emplea la metodología tramo a tramo con el objetivo de establecer cuál es la caída de voltaje y sus respectivas pérdidas hasta el último usuario de la ramificación del circuito, donde todos los usuarios pueden conectar una carga determinada (515 VA, 0.669 VA para San Javier y 606VA para Santa Rita) de manera simultánea. Según la norma CENS lo establece, menor o igual al 3% de regulación y 2.35% de pérdidas de potencia, con esto garantiza a los usuarios cuenten con un buen servicio de energía si se utiliza conexión monofásica trifilar.

Para el cálculo de la regulación en baja tensión en la vereda de San Javier se analiza a partir de transformadores existentes así como proyectados, que son tenidos en consideración para la ampliación de la red eléctrica, en la Tabla 25 se especifican las capacidades.

**Tabla 25***Transformadores proyectados y existentes en la vereda de San Javier*

<b>TRANSFORMADOR MONOFASICO</b>	<b>CAPACIDAD (kVA)</b>
(T1)-Existente	15
(T2)-Proyectado	10
(T4)-Existente	15
(T5)-Proyectado	3
(T6)-Existente	15

En la Tabla 26 se calcula el porcentaje de caída de tensión para los usuarios conectados al transformador (T1). También se incluyen usuarios existentes ya que están dentro la ramificación de la red. Se considera una carga de 512VA/usuario.

**Tabla 26**

*Regulación de tensión para los usuarios conectados a T1-Vereda San Javier*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion parcial %	Regulacion Total %
T1-P0	267	4	2.047	240	8.531	FFN	2	1.543	1.796
P0-P1	175	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.253	
T1-P0	267	4	2.047	240	8.531	FFN	2	1.543	2.611
P0-P2*	66	3	1.536	240	6.398	FFN	2	0.286	
P2-P7	252	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.728	
P7-P8	37	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.053	

Nota. \*usuario existente con electrificación (1), **PX** usuarios nuevos (3)

Para los beneficiarios que están conectados al transformador proyectado T2 que se calculó en la Tabla 16, se cuentan con 14 usuarios nuevos y 2 ya existentes, estos últimos se incluyen porque se encuentran dentro del grupo de viviendas cercanas sin electrificación, y así mismo se mejorara el servicio de energía para estos. Se considera una carga de 512VA/usuario.

**Tabla 27**

*Regulación de tensión para los usuarios conectados a T2-Vereda San Javier*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion parcial %	Regulacion Total %
T2-P4*	108	6	3.071	240	12.796	FFN	2	0.936	1.211
P4-P3*	190	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.275	
T2-P4*	108	6	3.071	240	12.796	FFN	2	0.936	1.043
P4-P6	74	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.107	
T2-P4*	108	6	3.071	240	12.796	FFN	2	0.936	1.568
P4-P11	100	3	1.536	240	6.398	FFN	2	0.433	
P11-P10	33	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.095	
P10-P9	71	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.103	
T2-P12	88	4	2.047	240	8.531	FFN	2	0.509	1.612
P12-P13	135	3	1.536	240	6.398	FFN	2	0.585	
P13-P14	126	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.364	
P14-P15	107	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.155	

T2-P16	83	4	2.047	240	8.531	FFN	2	0.480	1.150
P16-P17	54	3	1.536	240	6.398	FFN	2	0.234	
P17-P18	108	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.312	
P18-P19	86	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.124	
T2-P20	118	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.341	1.219
P20-P21	38	1	0.512	120	4.265	FN	8	0.878	

Nota. \*usuario existente con electrificación (2), **PX** usuarios nuevos (14)

Para los beneficiarios que están conectados al transformador existente T4, se cuentan con 4 usuarios nuevos la cual se expande a partir la red eléctrica existente, de esta manera para el cálculo de regulación se tienen presente dichos usuarios existentes que están dentro de la ramificación. Se considera una carga de 512VA/usuario.

**Tabla 28**

*Regulación de tensión para los usuarios conectados a T4-Vereda San Javier*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion parcial %	Regulacion Total %
T4-P22*	132	7	3.583	240	14.928	FFN	2	1.335	1.943
P22-P23*	112	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.324	
P23-P24	197	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.285	
T4-P22*	132	7	3.583	240	14.928	FFN	2	1.335	2.826
P22-P25	119	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.344	
P25-P26	226	2	1.024	240	4.265	FFN	2	0.653	
P26-P27	342	1	0.512	240	2.133	FFN	2	0.494	

Nota. \*usuario existente con electrificación (3), **PX** usuarios nuevos (4)

Por otro lado para el transformador proyectado T5 que se calculó en Tabla 17, se emplea para suministrar energía a 2 usuarios nuevos. Se considera una carga 669VA/Usuario.

**Tabla 29**

*Regulación de tensión para los usuarios conectados a T5-Vereda San Javier*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion parcial %	Regulacion Total %
T5-P28	149	2	1.338	240	5.575	FFN	2	0.563	1.414
P28-P31	451	1	0.669	240	2.787	FFN	2	0.852	

Nota. **PX** usuarios nuevos (2)



En el transformador existente T6, se incluyen 4 usuarios nuevos a la red, cuya regulación de voltaje se tiene en cuenta a los beneficiarios de la ramificación existente. Se considera una carga de 512VA/usuario.

**Tabla 30**

*Regulación de tensión para los usuarios conectados a T6-Vereda San Javier*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion parcial %	Regulacion Total %
T6-P32	54	1	0.512	120	4.265	FN	8	1.248	1.248
T6-P33*	62	11	5.630	240	23.459	FFN	2	0.985	1.823
P33-P34*	37	4	2.047	240	8.531	FFN	2	0.214	
P34-P36	27	1	0.512	120	4.265	FN	8	0.624	
T6-P33*	62	11	5.630	240	23.459	FFN	2	0.985	2.424
P33-P34*	37	4	2.047	240	8.531	FFN	2	0.214	
P34-P35	53	1	0.512	120	4.265	FN	8	1.225	
T6-P33*	62	11	5.630	240	23.459	FFN	2	0.985	2.250
P33-P40*	48	6	3.071	240	12.796	FFN	2	0.416	
P40-P37*	36	5	2.559	240	10.663	FFN	2	0.260	
P37-P38*	45	3	1.536	240	6.398	FFN	2	0.195	
P38-P39	17	1	0.512	120	4.265	FN	8	0.393	

Nota. \*usuario existente con electrificación (4), **PX** usuarios nuevos (4)

Para el cálculo de la regulación en baja tensión en la vereda de Santa Rita se analiza a partir de transformadores existentes así como proyectados, que son tenidos en consideración para la ampliación de la red eléctrica, en la Tabla 31 se especifican las capacidades.

**Tabla 31**

*Trasformadores proyectados y existentes en la vereda de Santa Rita*

TRANSFORMADOR MONOFASICO	CAPACIDAD (kVA)
(T1)-Proyectado	5
(T2)-Proyectado	5
(T3)-Existente	15

Para los beneficiarios que están conectados al transformador proyectado T1 de la vereda Santa Rita que se calculó en la Tabla 18, se cuentan con 3 usuarios nuevos y 1 ya existente, este último se incluye porque se encuentra dentro del grupo de viviendas cercanas sin electrificación, y así mismo se mejorara el servicio de energía para este. Se considera una carga de 0.606VA/usuario.

**Tabla 32**

*Regulación tensión para los usuarios conectados T1- Vereda Santa Rita*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion %	Regulacion Total %
T1-P4*	414	1	0.606	240	2.526	FFN	2	0.709	0.709
T1-P2	200	3	1.819	240	7.579	FFN	2	1.027	2.492
P2-P3	285	2	1.213	240	5.053	FFN	2	0.976	
P3-P5	286	1	0.606	240	2.526	FFN	2	0.490	

Nota. \*usuario existente con electrificación (1), **PX** usuarios nuevos (3)

Para los beneficiarios que están conectados al transformador proyectado T2 de la vereda Santa Rita que se calculó en la Tabla 19, se cuentan con 4 usuarios nuevos y por otro lado se incluye un nuevo usuario al Transformador existente T3.

**Tabla 33**

*Regulación tensión para los usuarios conectados T2 y T3- Vereda Santa Rita*

CUADRO DE REGULACION EN BAJA TENSION									
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	KVA	Voltaje de línea (V)	Corriente (A)	Conexión	Factor de Correccion	Regulacion %	Regulacion Total %
T2-P7	170	2	1.213	240	5.053	FFN	2	0.582	1.626
P7-P8	610	1	0.606	240	2.526	FFN	2	1.044	
T2-P9	234	2	1.213	240	5.053	FFN	2	0.801	1.534
P9-P10	428	1	0.606	240	2.526	FFN	2	0.733	
T2-P9	234	2	1.213	240	5.053	FFN	2	0.801	1.475
P9-P11	394	1	0.606	240	2.526	FFN	2	0.674	
T3-P12	273	1	0.606	240	2.526	FFN	2	0.467	0.467

Nota. **PX** usuarios nuevos (5)

Para las pérdidas de potencias en baja tensión que se calculan en la Tabla 34 y Tabla 35 se parte de la resistencia del conductor (Ver Tabla 20) y el factor de potencia de 0.9

**Tabla 34**

*Perdidas de potencia en baja tensión- Vereda Santa Rita*

MAXIMA PERDIDA DE POTENCIA								
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	Kva	Voltaje de linea	Corriente (A)	Conexión	% Perdida parcial	% Perdidas Total
T1-P4	414	1	0.606	240	2.526	FFN	0.530	0.530
T1-P2	200	3	1.819	240	7.579	FFN	0.768	1.865
P2-P3	285	2	1.213	240	5.053	FFN	0.730	
P3-P5	286	1	0.606	240	2.526	FFN	0.366	
T2-P7	170	2	1.213	240	5.053	FFN	0.435	1.217
P7-P8	610	1	0.606	240	2.526	FFN	0.781	
T2-P9	234	2	1.213	240	5.053	FFN	0.599	1.148
P9-P10	428	1	0.606	240	2.526	FFN	0.548	
T2-P9	234	2	1.213	240	5.053	FFN	0.599	1.104
P9-P11	394	1	0.606	240	2.526	FFN	0.505	
T3-P12	273	1	0.606	240	2.526	FFN	0.350	0.350

**Tabla 35**

*Perdidas de potencia en baja tensión- Vereda San Javier*

MAXIMA PERDIDA DE POTENCIA								
Tramo	Longitud (m)	N° Usuarios	Kva	Voltaje de linea	Corriente (A)	Conexión	% Perdida parcial	% Perdidas Total
T1-P0	267	6	3.089	240	12.870	FFN	1.742	1.932
P0-P1	175	1	0.515	240	2.145	FFN	0.190	
T1-P0	267	4	2.059	240	8.580	FFN	1.161	1.965
P0-P2	66	3	1.544	240	6.435	FFN	0.215	
P2-P7	252	2	1.030	240	4.290	FFN	0.548	
P7-P8	37	1	0.515	240	2.145	FFN	0.040	
T2-P4	108	6	3.089	240	12.870	FFN	0.705	1.412
P4-P11	100	3	1.544	240	6.435	FFN	0.326	
P11-P10	33	2	1.030	240	4.290	FFN	0.072	
P10-P9	71	1	0.515	120	4.290	FN	0.309	
T2-P12	88	4	2.059	240	8.580	FFN	0.383	1.214
P12-P13	135	3	1.544	240	6.435	FFN	0.440	
P13-P14	126	2	1.030	240	4.290	FFN	0.274	
P14-P15	107	1	0.515	240	2.145	FFN	0.116	
T2-P16	83	4	2.059	240	8.580	FFN	0.361	1.146
P16-P17	54	3	1.544	240	6.435	FFN	0.176	
P17-P18	108	2	1.030	240	4.290	FFN	0.235	
P18-P19	86	1	0.515	120	4.290	FN	0.374	
T2-P20	118	2	1.030	240	4.290	FFN	0.257	0.422
P20-P21	38	1	0.515	120	4.290	FN	0.165	
T4-P22	132	7	3.604	240	15.015	FFN	1.005	1.463
P22-P23	112	2	1.030	240	4.290	FFN	0.244	
P23-P24	197	1	0.515	240	2.145	FFN	0.214	
T4-P22	132	7	3.604	240	15.015	FFN	1.005	
P22-P25	119	2	1.030	240	4.290	FFN	0.259	2.127
P25-P26	226	2	1.030	240	4.290	FFN	0.492	
P26-P27	342	1	0.515	240	2.145	FFN	0.372	
T5-28	149	2	1.030	240	4.290	FFN	0.324	
P28-P31	451	1	0.515	240	2.145	FFN	0.490	0.815
T6-P32	54	1	0.515	120	4.290	FN	0.235	0.235
T6-P33	62	11	5.663	240	23.596	FFN	0.742	1.020
P33-P34	37	4	2.059	240	8.580	FFN	0.161	
P34-P36	27	1	0.515	120	4.290	FN	0.117	
T6-P33	62	11	5.663	240	23.596	FFN	0.742	1.133
P33-P34	37	4	2.059	240	8.580	FFN	0.161	
P34-P35	53	1	0.515	120	4.290	FN	0.231	
T6-P33	62	11	5.663	240	23.596	FFN	0.742	1.471
P33-P40	48	6	3.089	240	12.870	FFN	0.313	
P40-P37	36	5	2.574	240	10.725	FFN	0.196	
P37-P38	45	3	1.544	240	6.435	FFN	0.147	
P38-P39	17	1	0.515	120	4.290	FN	0.074	

## Dimensionamiento de mecánico de conductores y estructuras

Para el análisis mecánico de conductores y estructuras de apoyo es necesario considerar los parámetros mostrados en la Tabla 36, Tabla 37, Tabla 38 y Tabla 39. Por otro lado, en cuanto a los datos del conductor lo suministra el fabricante.

**Tabla 36**

*Parámetros mecánicos del conductor*

Informacion del conductor	
Tipo de conductor	ACSR #2
Carga de ruptura (daN)	1265.4900
Peso conductor (daN/m)	0.1334
Diametro externo (mm)	8.0100

Para el cálculo de cargas verticales en los postes se incluyen el peso del transformador en caso lo requiera, el peso de aisladores, el peso de operarios y el peso de las herramientas.

**Tabla 37**

*Parámetros para determinar carga vertical en postes-Vereda San Javier*

Peso de aisladores (daN)	25
Peso de transformador de 10kVA(daN)	146
Peso de operarios y herramientas (daN)	100

**Tabla 38**

*Parámetros para determinar carga vertical en postes-Vereda Santa Rita*

Peso de aisladores (daN)	25
Peso de transformador de 5kVA (daN)	100
Peso de operarios y herramientas (daN)	100

Para hallar las cargas transversales va en dependencia de la altura sobre el nivel del mar, altura de la estructura, la temperatura ambiente y de acuerdo a la ecuaciones, figuras y tablas expuestas en el numeral 4.2.4.3 del presente documento.

**Tabla 39**

*Parámetros para determinar las cargas transversales en postes*

Temperatura ambiente (°C)	21
Altitud (msnm)	2000
Constante Q	0.474
Altura de poste ZH (m)	12
Constante ZG	273
A	9.5
Constante KV	1.43
Constante S	288
Constante LS	67
Contante K	0.005
$\alpha$ FM	7
Constante KZ	1.0412
Constante E	0.3376
Velocidad de viento con periodo de retorno para N=50 años dada a 10 m sobre el nivel del terreno, (m/s). (IDEAM, 2015)	3

Los variaciones del clima como el viento generan esfuerzos adicionales en los conductores, en la Tabla 40 y Tabla 41 se muestras estas cargas adicionales en los cables, las variables descritas allí se especifican en el apartado 4.2.1.

**Tabla 40***Acción del viento en los conductores-Vereda San Javier*

Tramo	msnm (m)	Q	PV (N/m <sup>2</sup> )	pv (daN/m)	Peso unitario total del conductor (daN/m)	Distancia de vano (m)	Peso total del conductor (daN)
P0-E1	1539	0.5239	145.5265	0.1166	0.1771	70	12.3985
E1-P1	1520	0.5249	145.7978	0.1168	0.1773	104	18.4355
P2-P7	1520	0.5249	145.7978	0.1168	0.1773	252	44.6706
P7-P8	1521	0.5248	145.7835	0.1168	0.1773	37	6.5585
P4-P11	1579	0.5218	144.9554	0.1161	0.1768	90	15.9138
P11-P10	1579	0.5218	144.9554	0.1161	0.1768	33	5.8351
P10-P9	1579	0.5218	144.9554	0.1161	0.1768	71	12.5543
T2-E2	1579	0.5218	144.9554	0.1161	0.1768	33	5.8351
E2-P16	1560	0.5228	145.2267	0.1163	0.1770	48	8.4942
P16-P17	1560	0.5228	145.2267	0.1163	0.1770	54	9.5560
P17-E3	1560	0.5228	145.2267	0.1163	0.1770	53	9.3791
E3-P18	1560	0.5228	145.2267	0.1163	0.1770	119	21.0586
P18-P19	1540	0.5238	145.5122	0.1166	0.1771	86	15.2318
T2-E4	1600	0.5208	144.6556	0.1159	0.1767	52	9.1865
E4-P20	1580	0.5218	144.9411	0.1161	0.1768	65	11.4928
P20-P21	1560	0.5228	145.2267	0.1163	0.1770	37	6.5476
T2-P12	1600	0.5208	144.6556	0.1159	0.1767	88	15.5463
P12-P13	1600	0.5208	144.6556	0.1159	0.1767	135	23.8495
P13-P14	1604	0.5206	144.5984	0.1158	0.1766	126	22.2557
P14-P15	1600	0.5208	144.6556	0.1159	0.1767	107	18.9029
P34-P35	1600	0.5208	144.6556	0.1159	0.1767	54	9.5398
P34-P36	1600	0.5208	144.6556	0.1159	0.1767	27	4.7699
T6-P32	1558	0.5229	145.2552	0.1163	0.1770	54	9.5568
E5-E6	1500	0.5259	146.0833	0.1170	0.1774	60	10.6449
P23-P24	1380	0.5321	147.7967	0.1184	0.1783	197	35.1297
P22-P25	1380	0.5321	147.7967	0.1184	0.1783	119	21.2205
P25-P26	1380	0.5321	147.7967	0.1184	0.1783	226	40.3010
P26-E7	1380	0.5321	147.7967	0.1184	0.1783	92	16.4057
E7-P27	1302	0.5361	148.9103	0.1193	0.1789	250	44.7292
T5-E8	1340	0.5341	148.3678	0.1188	0.1786	67	11.9680
E8-P28	1299	0.5362	148.9532	0.1193	0.1789	86	15.3888
P28-P29	1240	0.5393	149.7956	0.1200	0.1794	130	23.3207
P29-P30	1240	0.5393	149.7956	0.1200	0.1794	157	28.1643
P30-P31	1240	0.5393	149.7956	0.1200	0.1794	163	29.2406
E12-E13	1520	0.5249	145.7978	0.1168	0.1773	290	51.4066
E13-E14	1520	0.5249	145.7978	0.1168	0.1773	64	11.3449
E15-E16	1440	0.5290	146.9400	0.1177	0.1779	117	20.8106
T2-T02	1580	0.5218	144.9411	0.1161	0.1768	204	36.0698

**Tabla 41***Acción del viento en los conductores-Vereda Santa Rita*

Tramo	msnm (m)	Q	PV (N/m <sup>2</sup> )	pv (daN/m)	Peso unitario total del conductor (daN/m)	Longitud vano(m)	Peso total del conductor (daN)
E0-E1	2180	0.4909	136.3744	0.1092	0.1724	558	96.1909
E1-E2	2180	0.4909	136.3744	0.1092	0.1724	553	95.3289
E0-E3	2183	0.4908	136.3316	0.1092	0.1724	235	40.5054
E3-E4	2280	0.4858	134.9467	0.1081	0.1717	359	61.6269
E4-E5	2300	0.4848	134.6611	0.1079	0.1715	200	34.3037
E5-E6	2320	0.4838	134.3756	0.1076	0.1714	164	28.1055
E6-E7	2300	0.4848	134.6611	0.1079	0.1715	121	20.7538
E7-E8	2190	0.4904	136.2317	0.1091	0.1723	286	49.2814
E2-E9	2170	0.4915	136.5172	0.1094	0.1725	234	40.3551
E9-E11	2230	0.4884	135.6606	0.1087	0.1720	393	67.6052
E9-E10	2190	0.4904	136.2317	0.1091	0.1723	428	73.7498
E2-E12	2170	0.4915	136.5172	0.1094	0.1725	169	29.1453
E12-E13	2140	0.4930	136.9456	0.1097	0.1727	265	45.7590
E13-E14	2100	0.4951	137.5167	0.1102	0.1730	193	33.3825
E14-E15	2070	0.4966	137.9450	0.1105	0.1732	147	25.4582
E16-E17	1790	0.5110	141.9428	0.1137	0.1752	153	26.8125
E17-E18	1798	0.5106	141.8286	0.1136	0.1752	119	20.8471

La flecha máxima se calcula en la Tabla 42 y Tabla 43 se analiza en las 4 hipótesis (Ver Tabla 9) para obtener las posibles variaciones de flecha durante la vida útil de red, donde la tensión mecánica del conductor a ejercer parte del 50%, 23% y 14% de la tensión de ruptura. Para cálculos posteriores se toma la tensión mecánica del 50%, porque es la mayor tensión mecánica permitida que estarían efectuado en las estructuras. Por otro lado, en vanos donde se presenten flechas mayores es debido a las distancias y al terreno en desnivel de la zona.



**Tabla 42**

*Flecha máxima en las diferentes hipótesis- Vereda San Javier*

Vano	Distancia de vano (m)	Hipotesis A		Hipotesis B		Hipotesis C, D	
		50%		23%		14%	
		Tension (daN)	620.7228	Tension (daN)	285.5325	Tension (daN)	173.8024
		Flecha (m)	Longitud cable (m)	Flecha (m)	Longitud cable(m)	Flecha (m)	Longitud cable(m)
P0-E1	70	0.132	70.001	0.286	70.003	0.940	70.008
E1-P1	104	0.290	104.002	0.631	104.010	2.075	104.028
P2-P7	252	1.706	252.031	3.708	252.145	12.191	252.393
P7-P8	37	0.037	37.000	0.080	37.000	0.263	37.001
T2-P4	108	0.313	108.002	0.681	108.011	2.238	108.031
P4-P11	90	0.218	90.001	0.473	90.007	1.554	90.018
P11-P10	33	0.029	33.000	0.064	33.000	0.209	33.001
P10-P9	71	0.135	71.001	0.294	71.003	0.967	71.009
T2-E2	33	0.029	33.000	0.064	33.000	0.209	33.001
E2-P16	48	0.062	48.000	0.135	48.001	0.442	48.003
P16-P17	54	0.078	54.000	0.170	54.001	0.559	54.004
P17-E3	53	0.075	53.000	0.164	53.001	0.539	53.004
E3-P18	119	0.380	119.003	0.827	119.015	2.717	119.041
P18-P19	86	0.199	86.001	0.432	86.006	1.419	86.016
T2-E4	52	0.073	52.000	0.158	52.001	0.519	52.003
E4-P20	65	0.113	65.001	0.247	65.002	0.810	65.007
P20-P21	37	0.037	37.000	0.080	37.000	0.263	37.001
T2-P12	88	0.208	88.001	0.452	88.006	1.486	88.017
P12-P13	135	0.489	135.005	1.064	135.022	3.497	135.060
P13-P14	126	0.426	126.004	0.927	126.018	3.046	126.049
P14-P15	107	0.307	107.002	0.668	107.011	2.196	107.030
P34-P35	54	0.078	54.000	0.170	54.001	0.559	54.004
P34-P36	27	0.020	27.000	0.043	27.000	0.140	27.000
T6-P32	54	0.078	54.000	0.170	54.001	0.559	54.004
E5-E6	60	0.097	60.000	0.210	60.002	0.691	60.005
P23-P24	197	1.042	197.015	2.266	197.069	7.448	197.188
P22-P25	119	0.380	119.003	0.827	119.015	2.717	119.041
P25-P26	226	1.372	226.022	2.983	226.105	9.804	226.283
P26-E7	92	0.227	92.001	0.494	92.007	1.624	92.019
E7-P27	250	1.679	250.030	3.650	250.142	11.998	250.383
T5-E8	67	0.121	67.001	0.262	67.003	0.861	67.007
E8-P28	86	0.199	86.001	0.432	86.006	1.419	86.016
P28-P29	130	0.454	130.004	0.987	130.020	3.242	130.054
P29-P30	157	0.662	157.007	1.439	157.035	4.730	157.095
P30-P31	163	0.714	163.008	1.551	163.039	5.098	163.106
E12-E13	290	2.259	290.047	4.912	290.222	16.149	290.599
E13-E14	64	0.110	64.001	0.239	64.002	0.786	64.006
E15-E16	117	0.368	117.003	0.799	117.015	2.626	117.039

**Tabla 43***Flecha máxima en las diferentes hipótesis- Vereda Santa Rita*

Vano	Distancia de vano (m)	Hipotesis A		50%		Hipotesis B		23%		Hipotesis C, D		14%	
		Tension (daN)		632.745		84.381		291.0627		Tension (daN)		177.169	
		Flecha (m)	Longitud cable (m)	Flecha (m)	Longitud cable (m)	Flecha (m)	Longitud cable (m)	Flecha (m)	Longitud cable (m)				
E0-E1	558	8.205	558.322	17.857	559.521	29.404	562.111						
E1-E2	553	8.059	553.313	17.538	554.480	28.877	557.001						
E0-E3	235	1.455	235.024	3.164	235.114	5.199	235.306						
E3-E4	359	3.396	359.086	7.385	359.405	12.145	360.093						
E4-E5	200	1.048	200.015	2.278	200.069	7.487	200.187						
E5-E6	164	0.705	164.008	1.532	164.038	5.034	164.103						
E6-E7	121	0.384	121.003	0.834	121.015	2.740	121.041						
E7-E8	286	2.143	286.043	4.659	286.202	15.319	286.546						
E2-E9	234	1.434	234.023	3.119	234.111	10.251	234.299						
E9-E10	428	4.799	428.143	10.439	428.678	34.347	429.832						
E9-E11	393	4.046	393.111	8.801	393.525	28.949	394.418						
E2-E12	170	0.757	170.009	1.646	170.042	5.409	170.115						
E12-E13	265	1.840	265.034	4.000	265.161	13.150	265.435						
E13-E14	193	0.976	193.013	2.121	193.062	6.972	193.168						
E14-E15	147	0.566	147.006	1.231	147.027	4.044	147.074						
E16-E17	153	0.613	153.007	1.333	153.031	4.381	153.084						
E17-E18	119	0.371	119.003	0.806	119.015	2.650	119.039						

Para la fuerzas verticales se consideran los parámetros de la Tabla 37 y Tabla 38, y el vano peso es 1.4 veces mayor al vano viento. En cuanto a las cargas longitudinales van a depender de la diferencia de la longitud del vano al lado y lado de la estructura en cuestión.

**Tabla 44***Fuerzas verticales y longitudinales- Vereda San Javier*

Estructura	Longitud de vano (m)		Vano viento (m)	Vano peso (m)	Numero de conductores	Carga vertical (daN)	Carga Longitudinal (daN)
	Izquierda	Derecha					
T02	10	204	107.00	149.80	2	164.95	51.74
T2	204	144	174.00	243.60	2	335.97	16.00286
P12	88	135	111.50	156.10	3	187.45	18.80336
P13	135	126	130.50	182.70	3	198.09	3.60064
P14	127	126	126.50	177.10	3	195.85	0.40007
P15	126	0	63.00	88.20	3	160.29	50.40900
E4	52	65	58.50	81.90	3	157.77	5.20093
P20	65	37	51.00	71.40	3	153.57	11.20200
P21	37	0	18.50	25.90	3	135.36	14.80264
E2	33	49	41.00	57.40	3	147.96	6.40114
P16	49	54	51.50	72.10	3	153.85	2.00036
P17	54	56	55.00	77.00	3	155.81	0.80014
E3	54	55	54.50	76.30	3	155.53	0.40007
P18	55	86	70.50	98.70	3	164.49	12.40221
P19	86	0	43.00	60.20	3	149.08	34.40614
P4	108	90	99.00	138.60	3	180.45	7.20129
P11	90	33	61.50	86.10	3	159.45	22.80407
P10	33	71	52.00	72.80	3	154.13	15.20271
P9	71	0	35.50	49.70	3	144.88	28.40507
P23	112	197	154.50	216.30	3	211.54	34.00607
P24	197	0	98.50	137.90	3	180.17	78.81407
P25	119	226	172.50	241.50	3	221.62	42.80764
P26	226	92	159.00	222.60	3	214.06	53.60957
E7	92	250	171.00	239.40	3	220.78	63.21128
P27	250	0	125.00	175.00	3	195.01	100.01786
E8	67	86	76.50	107.10	3	167.85	7.60136
P28	86	130	108.00	151.20	3	185.49	17.60314
P29	130	157	143.50	200.90	3	205.37	10.80193
P30	157	163	160.00	224.00	3	214.62	2.40043
P31	163	0	81.50	114.10	3	170.65	65.21164
P34	81	37	59.00	82.60	3	158.05	17.60314
P35	54	0	27.00	37.80	3	140.12	21.60386
P36	27	0	13.50	18.90	3	132.56	10.80193
P32	54	0	27.00	37.80	3	140.12	21.60386
E6	60	0	30.00	42.00	3	141.80	24.00429
E13	290	64	177.00	247.80	3	224.14	90.41614
E16	117	0	58.50	81.90	3	157.77	46.80836

**Tabla 45***Fuerzas verticales y longitudinales- Vereda Santa Rita*

Estructura	Longitud de vano (m)		Vano viento (m)	peso (m)	Numero de Conductores	Carga vertical (daN)	Longitudinal (daN)
	Izquierda	Derecha					
E0	0	558	279.00	390.60	2	329.18	148.83
E1	558	553	555.50	777.70	2	332.42	1.33
E2	553	234	393.50	550.90	2	371.93	85.08
E3	235	359	297.00	415.80	2	235.90	33.07
E4	359	306	332.50	465.50	2	349.16	14.14
E5	200	164	182.00	254.80	3	226.35	14.32
E6	164	121	142.50	199.50	3	204.36	17.10
E7	121	286	203.50	284.90	3	238.33	65.63
E8	286	0	143.00	200.20	3	204.63	113.76
E9	234	428	331.00	463.40	3	309.33	77.17
E10	428	0	214.00	299.60	3	244.17	170.25
E11	393	0	196.50	275.10	3	234.43	156.33
E12	169	265	217.00	303.80	3	245.84	38.19
E13	265	193	229.00	320.60	3	252.53	28.64
E14	193	147	170.00	238.00	3	219.67	18.30
E15	147	0	73.50	102.90	3	165.93	58.47
E17	153	119	136.00	190.40	3	200.74	13.52
E18	119	0	59.50	83.30	3	158.13	47.34

Las cargas transversales son producto del viento y el cambio de dirección los conductores en las estructuras, para ello se parte de los parámetros de la Tabla 39.

**Tabla 46***Fuerzas transversales- Vereda San Javier*

Estructura	BW	GW	FTV	$\alpha$	FT $\alpha$	Numero de conductores	Cargas transversales (daN)
T02	0.4391	0.784	3.807	0	0	2	7.613
T2	0.3249	0.743	6.190	63	24.248262	2	60.877
P12	0.4289	0.781	3.967	43	10.899249	3	44.598
P13	0.3909	0.768	4.643	28	8.4203852	3	39.190
P14	0.3983	0.770	4.500	13	3.8194036	3	24.960
P15	0.5707	0.826	2.241	0	0	3	6.724
E4	0.5888	0.831	2.081	180	15.602785	3	53.052
P20	0.6215	0.840	1.814	61	6.9037542	3	26.155
P21	0.8191	0.892	0.658	0	0	3	1.975
E2	0.6713	0.854	1.459	8	0.762807	3	6.664
P16	0.6192	0.840	1.832	86	9.3677831	3	33.600
P17	0.6036	0.835	1.957	19	2.4211304	3	13.134
E3	0.6058	0.836	1.939	180	14.535928	3	49.425
P18	0.5429	0.817	2.508	34	5.4975695	3	24.017
P19	0.6607	0.851	1.530	0	0	3	4.589
P4	0.4583	0.791	3.522	16	3.6748259	3	21.591
P11	0.5766	0.827	2.188	49	6.8021835	3	26.971
P10	0.6169	0.839	1.850	88	9.5968114	3	34.340
P9	0.7023	0.863	1.263	0	0	3	3.789
P23	0.3515	0.753	5.497	73	24.511074	3	90.023
P24	0.4595	0.791	3.504	0	0	3	10.513
P25	0.3268	0.744	6.137	50	19.443911	3	76.743
P26	0.345	0.751	5.657	20	7.3639973	3	39.062
E7	0.3288	0.745	6.084	180	45.608142	3	155.075
P27	0.4012	0.771	4.447	0	0	3	13.341
E8	0.5226	0.811	2.722	180	20.403642	3	69.376
P28	0.4368	0.784	3.842	96	21.406392	3	75.746
P29	0.3685	0.760	5.105	180	38.273499	3	130.136
P30	0.3436	0.750	5.692	180	42.674285	3	145.100
P31	0.5068	0.806	2.900	0	0	3	8.699
P34	0.5867	0.830	2.099	104	12.40025	3	43.498
P35	0.7562	0.877	0.961	0	0	3	2.882
P36	0.8612	0.903	0.480	0	0	3	1.441
P32	0.7562	0.877	0.961	0	0	3	2.882
E6	0.7363	0.871	1.067	0	0	3	3.202
E13	0.3212	0.742	6.297	0	0	3	18.891
E16	0.5888	0.831	2.081	0	0	3	6.244

**Tabla 47***Fuerzas transversales- Vereda Santa Rita*

Estructura	BW	GW	FTV	$\alpha$	FT $\alpha$	Numero de cables	Cargas transversales (daN)
E0	0.2309	0.703	3.309	0.000	0	2	6.617
E1	0.131	0.650	6.588	3.000	3.878370969	2	20.932
E2	0.1755	0.676	4.667	7.000	6.407170545	2	22.147
E3	0.22	0.698	3.522	12.000	8.280132445	2	23.605
E4	0.2012	0.689	3.943	37.000	28.13936959	2	64.165
E5	0.3151	0.739	6.475	49	20.0145363	3	79.469
E6	0.3702	0.760	5.070	6	1.9777082	3	21.142
E7	0.2916	0.730	7.240	62	27.79399249	3	105.102
E8	0.3693	0.760	5.088	0	0	3	15.263
E9	0.2019	0.689	11.776	84	58.73352615	3	211.529
E10	0.2813	0.725	7.613	0	0	3	22.840
E11	0.2988	0.733	6.991	0	0	3	20.973
E12	0.2785	0.724	7.720	87	39.61130255	3	141.995
E13	0.2678	0.720	8.147	12	6.34771229	3	43.485
E14	0.33	0.745	6.048	2	0.786776584	3	20.505
E15	0.5326	0.814	2.615	0	0	3	7.845
E17	0.3811	0.764	4.838	5	1.573133778	3	19.235
E18	0.5846	0.830	2.117	0	0	3	6.350

Al tener las cargas verticales, longitudinales y transversales actuantes sobre las estructuras, en la Tabla 48 y Tabla 49 se calcula la fuerza resultante de dichas cargas, adicionando un factor de seguridad de 2 para postes de fibra

**Tabla 48***Cargas resultantes y carga mínima de ruptura de los postes a emplear- Vereda San**Javier*

Item	Estructura	Tipo de estructura	Carga resultante (kgf)	FS	Carga de ruptura mínima (kgf)	Poste
1	T02	RETENCION	204.84	2	409.69	12x510 kgf
2	T2	RETENCION	387.86	2	775.72	12x750 kgf
3	P12	RETENCION	197.42	2	394.83	8x510 kgf
4	P13	RETENCION	205.95	2	411.89	8x510 kgf
5	P14	RETENCION	201.33	2	402.66	8x510 kgf
6	P15	FINAL DE LINEA	171.48	2	342.95	8x510 kgf
7	E4	PASO	169.81	2	339.62	8x510 kgf
8	P20	RETENCION	159.26	2	318.52	8x510 kgf
9	P21	FINAL DE LINEA	138.87	2	277.74	8x510 kgf
10	E2	PASO	151.18	2	302.35	8x510 kgf
11	P16	RETENCION	160.59	2	321.18	8x510 kgf
12	P17	RETENCION	159.44	2	318.89	8x510 kgf
13	E3	PASO	166.41	2	332.82	8x510 kgf
14	P18	RETENCION	169.98	2	339.96	8x510 kgf
15	P19	FINAL DE LINEA	156.09	2	312.18	8x510 kgf
16	P4	RETENCION	185.47	2	370.93	8x510 kgf
17	P11	RETENCION	166.53	2	333.06	8x510 kgf
18	P10	RETENCION	161.76	2	323.52	8x510 kgf
19	P9	FINAL DE LINEA	150.60	2	301.20	8x510 kgf
20	P23	RETENCION	236.98	2	473.96	8x510 kgf
21	P24	FINAL DE LINEA	200.82	2	401.64	8x510 kgf
22	P25	RETENCION	243.10	2	486.21	8x510 kgf
23	P26	RETENCION	228.52	2	457.03	8x510 kgf
24	E7	PASO	282.57	2	565.13	8x510 kgf
25	P27	FINAL DE LINEA	223.90	2	447.80	8x510 kgf
26	E8	PASO	185.36	2	370.73	8x510 kgf
27	P28	RETENCION	205.10	2	410.20	8x510 kgf
28	P29	PASO	248.17	2	496.34	8x510 kgf
29	P30	PASO	264.18	2	528.37	8x510 kgf
30	P31	FINAL DE LINEA	186.50	2	372.99	8x510 kgf
31	P34	RETENCION	168.12	2	336.23	8x510 kgf
32	P35	FINAL DE LINEA	144.60	2	289.21	8x510 kgf
33	P36	FINAL DE LINEA	135.63	2	271.26	8x510 kgf
34	P32	FINAL DE LINEA	144.60	2	289.21	8x510 kgf
35	E6	FINAL DE LINEA	146.69	2	293.38	8x510 kgf
36	E13	FINAL DE LINEA	247.20	2	494.41	8x510 kgf
37	E16	FINAL DE LINEA	167.93	2	335.86	8x510 kgf

**Tabla 49**

*Cargas resultantes y carga mínima de ruptura de los postes a emplear- Vereda Santa*

*Rita*

Item	Estructura	Tipo de estructura	Carga resultante (kgf)	FS	Carga de ruptura mínima (kgf)	Poste
1	E0	RETENCION	361.32	2	722.64	12x750kgf
2	E1	PASO	333.08	2	666.17	12x750kgf
3	E2	RETENCION	382.18	2	764.37	12x750kgf
4	E3	PASO	239.37	2	478.75	12x510kgf
5	E4	RETENSION	355.28	2	710.57	12x750kgf
6	E5	RETENCION	245.06	2	490.13	8x510kgf
7	E6	PASO	210.22	2	420.44	8x510 kgf
8	E7	RETENCION	273.91	2	547.82	8x750kgf
9	E8	FINAL DE LINEA	239.25	2	478.51	8x510 kgf
10	E9	RETENCION	390.14	2	780.29	8x750kgf
11	E10	FINAL DE LINEA	304.43	2	608.85	8x750kgf
12	E11	FINAL DE LINEA	288.12	2	576.24	8x750kgf
13	E12	RETENCION	292.11	2	584.22	8x750kgf
14	E13	PASO	262.92	2	525.85	8x510kgf
15	E14	PASO	225.75	2	451.50	8x510 kgf
16	E15	FINAL DE LINEA	179.58	2	359.16	8x510 kgf
17	E17	PASO	206.09	2	412.19	8x510 kgf
18	E18	FINAL DE LINEA	168.45	2	336.89	8x510 kgf



## 6 PRESUPUESTO

**Tabla 50**

*Presupuesto-Vereda Santa Rita*

<b>VEREDA SANTA RITA- 8 USUARIOS</b>					
ITEM	DESCRIPCION	UND	CANT	V. UNITARIO COSTO	V. TOTAL
1	SUMINISTRO E INSTALACION DE TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5KVA 13200V/240-120V	UN	2	\$ 2,143,503.33	\$ 4,287,006.67
2	SUMISTRO E INSTALACION DE CABLE ACSR 1#2 AWG	ML	11758	\$ 3,646.70	\$ 42,877,884.43
3	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO 8 M DE 510KG-F POR RESISTENCIA	UN	8	\$ 1,034,335.79	\$ 8,274,686.34
4	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO 8M POR 750 KG-F DE RESISTENCIA	UN	5	\$ 1,333,199.65	\$ 6,665,998.27
5	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO 12M POR 510 KG-F DE RESISTENCIA	UNI	1	\$ 1,865,869.40	\$ 1,865,869.40
6	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO 12M POR 750 KG-F DE RESISTENCIA	UN	4	\$ 2,181,413.94	\$ 8,725,655.76
7	SUMINISTRO E INSTALACION DE PUESTA A TIERRA NORMA CENS	UN	5	\$ 256,127.64	\$ 1,280,638.19
8	SUMINISTRO E INSTALACION DE TEMPLETES COMPLETOS, VIGETA DE CONCRETO, ARANDELA PLANA DE 4"X4", VARILLA DE ANCLAJE 5/8"X1,8M, GUARDACABOS DE 1/2", CABLE DE ACERO EXTRARESISTENTE 1/4", AISLADOR TENSOR DE MT, ALAMBRE GALVANIZADO NO.10, GRAPA PRENSORA DE 3 PERNOS MT. PARA POSTES DE 12 METROS PARA MT	UN	4	\$ 359,806.76	\$ 1,439,227.02
9	SUMINISTRO E INSTALACION DE TEMPLETES COMPLETOS, VVIGETA DE CONCRETO, ARANDELA PLANA DE 4"X4" VARILLA DE ANCLAJE 5/8"X1,8M, GUARDACABOS DE 1/2", CABLE DE ACERO EXTRARESISTENTE 1/4", AISLADOR TENSOR DE BT, ALAMBRE GALVANIZADO NO.10, GRAPA PRENSORA DE 3 PERNOS BT. PARA POSTES DE 8 METROS DE BT	UN	14	\$ 314,499.54	\$ 4,402,993.58
				Costos directos	\$ 79,819,959.66
				Administración (15%)	\$ 11,972,993.95
				Imprevistos (8%)	\$ 6,385,596.77
				Utilidad (7%)	\$ 5,587,397.18
				Impuetos 19%	\$ 1,061,605.46
				Costos indirectos	\$ 25,007,593.36
				<b>Total presupuesto</b>	<b>\$ 104,827,553.02</b>

**Tabla 51**

*Presupuesto- Vereda San Javier*

<b>VEREDA SAN JAVIE-27 USUARIOS</b>					
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UND</b>	<b>CANT</b>	<b>V. UNITARIO COSTO</b>	<b>V. TOTAL</b>
1	SUMINISTRO E INSTALACION DE TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5KVA 13200V/240-120V	UN	1	\$ 2,143,503.33	\$ 2,143,503.33
	SUMINISTRO E INSTALACION DE TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 3KVA 13200V/240-120V	UN	1	\$ 1,740,512.56	\$ 1,740,512.56
2	SUMISTRO E INSTALACION DE CABLE ACSR 1#2 AWG	ML	11609	\$ 3,646.70	\$ 42,335,984.99
4	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO 8 M DE 510KG-F POR RESISTENCIA	UN	35	\$ 1,034,335.79	\$ 36,201,752.76
5	SUMINISTRO E INSTALACION DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO 12M POR 750 KG-F DE RESISTENCIA	UN	2	\$ 2,181,413.94	\$ 4,362,827.88
6	SUMINISTRO E INSTALACION DE PUESTA A TIERRA NORMA CENS	UN	12	\$ 256,127.64	\$ 3,073,531.65
7	SUMINISTRO E INSTALACION DE TEMPLATES COMPLETOS, VIGETA DE CONCRETO, ARANDELA PLANA DE 4"X4", VARILLA DE ANCLAJE 5/8"X1,8M, GUARDACABOS DE 1/2", CABLE DE ACERO EXTRARESISTENTE 1/4", AISLADOR TENSOR DE MT, ALAMBRE GALVANIZADO NO.10, GRAPA PRENSORA DE 3 PERNOS MT. PARA POSTES DE 12 METROS PARA MT	UN	2	\$ 359,806.76	\$ 719,613.51
8	SUMINISTRO E INSTALACION DE TEMPLATES COMPLETOS, VIGETA DE CONCRETO, ARANDELA PLANA DE 4"X4" VARILLA DE ANCLAJE 5/8"X1,8M, GUARDACABOS DE 1/2", CABLE DE ACERO EXTRARESISTENTE 1/4", AISLADOR TENSOR DE BT, ALAMBRE GALVANIZADO NO.10, GRAPA PRENSORA DE 3 PERNOS BT. PARA POSTES DE 8 METROS DE BT	UN	35	\$ 314,499.54	\$ 11,007,483.94
				Costos directos	\$ 101,585,210.63
				Administración (15%)	\$ 15,237,781.59
				Imprevistos (8%)	\$ 8,126,816.85
				Utilidad (7%)	\$ 7,110,964.74
				Impuetos 19%	\$ 1,351,083.30
				Costos indirectos	\$ 31,826,646.49
				<b>Total presupuesto</b>	<b>\$ 133,411,857.12</b>

## 7 CONCLUSIONES

En este trabajo se logró realizar los diseños de las redes de baja tensión para la electrificación rural en las veredas de San Javier y Santa Rita del municipio de Toledo aplicándose la normativa pertinente a CENS. En el desarrollo del diseño se logró cumplir con el objetivo general, destacando el beneficio para una comunidad en vía de crecimiento económico para sus actividades cotidianas, para que finalmente en base con el presupuesto del proyecto y en apoyo con área planeación de la alcaldía de Toledo, se gestione recursos para la construcción de la red eléctrica para estas veredas.

Se determinó que los accidentes topográficos en las zonas a intervenir son viables para la ejecución del proyecto ya que sus terrenos son firmes y presentan desnivel, puesto que es una ventaja para la instalación de la red eléctrica, en cuanto al empleo de estructuras de apoyo, que son menos en comparación a las que se utilizan en terrenos planos, sin embargo en la norma técnica de CENS no establece como tal la distancia entre apoyos en este tipo de terrenos, siempre y cuando se cumplan las distancias mínimas de seguridad y la capacidad estructural. Otro aspecto importante en su mayoría no hay arborizaciones masivas que afecten al recorrido de la línea eléctrica, la cual reduce el impacto ambiental.

Finalmente, en visitas realizadas a las veredas mencionadas se evidenció la ausencia del servicio de energía en muchas de las viviendas y que anteriormente algunos de los usuarios habían realizados trámites para adquirir este servicio, pero sin respuesta alguna hasta la presente, sin embargo, fueron incluidos dentro de los diseños realizados.

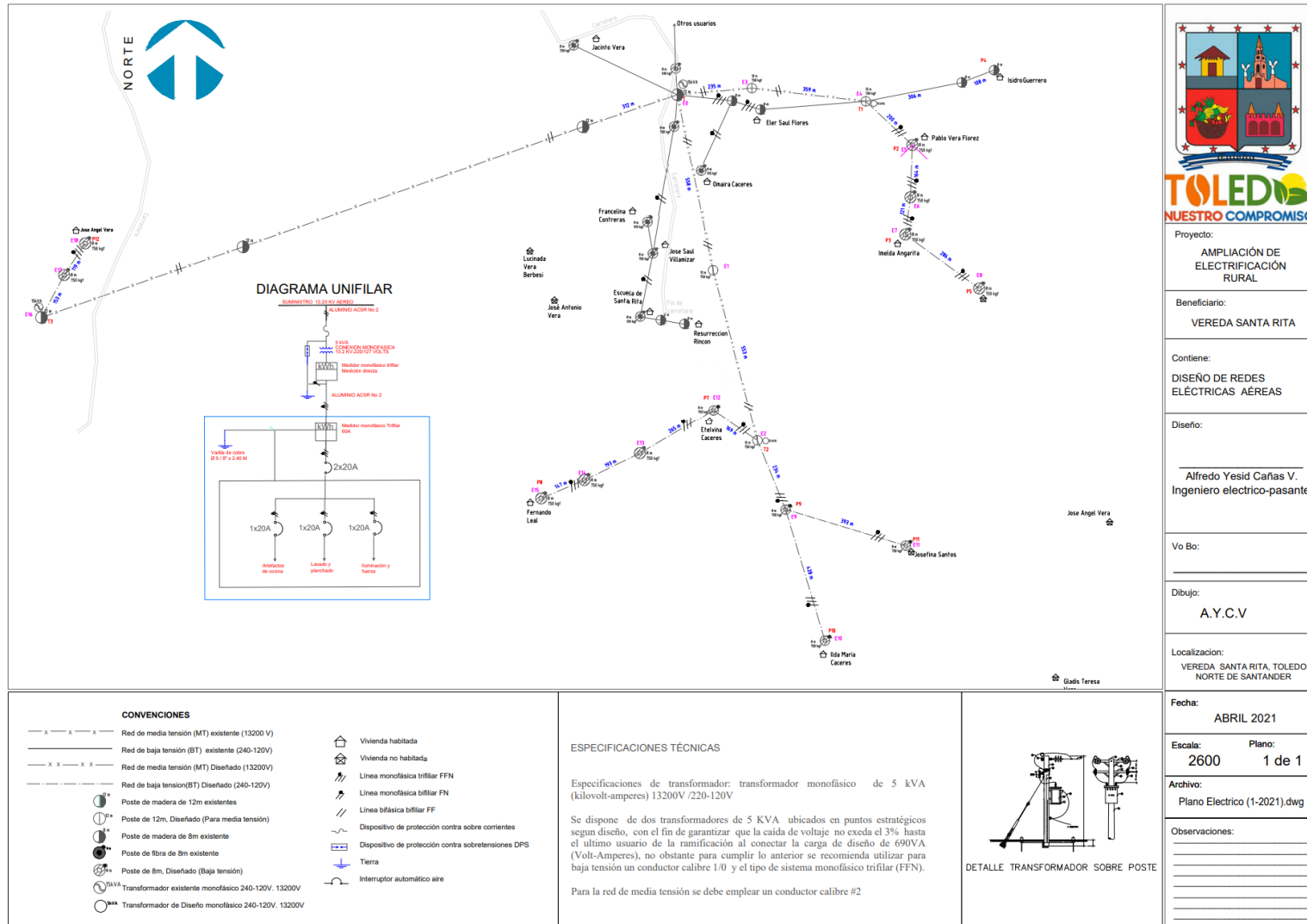
## 8 REFERENCIAS

1. CNS-NT-02. (Enero de 2020). *Parametros de diseño CENS- Capitulo 2*. Recuperado el 21 de Mayo de 2021, de <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%201/CAPITULO-1-Generalidades-CNS-NT-01.pdf?ver=2020-11-12>
2. CNS-NT-03. (Marzo de 2020). *Redes de media y baja tensión CENS-norma técnica - CNS-NT-03*. Obtenido de <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%202/CAPITULO-2-Parametros-de-Disen%C3%B3-CNS-NT-02.pdf?ver=2020-11-12>
3. GM-012. (Octubre de 2019). *Guía metodológica calculo electromecánico y elementos de sujeción- essa del grupo epm*. Recuperado el 16 de 05 de 2021, de [https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma\\_Tecnica\\_Vigente/Normas\\_Complementarias\\_Dise%C3%B1o/GM-12%20GUIA%20METODOLOGICA%20CALCULO%20ELECTROMECHANICO%20Y%20ELEMENTOS%20DE%20SUJECION.pdf](https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma_Tecnica_Vigente/Normas_Complementarias_Dise%C3%B1o/GM-12%20GUIA%20METODOLOGICA%20CALCULO%20ELECTROMECHANICO%20Y%20ELEMENTOS%20DE%20SUJECION.pdf)
4. GM-012: Anexo A. (s.f.). *Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del grupo EPM*. Recuperado el 2021 de 19 de 2021, de [https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma\\_Tecnica\\_Vigente/Normas\\_Complementarias\\_Dise%C3%B1o/Anexo%20A-Par%C3%A1metros%20Meteorol%C3%B3gicos%20Area%20Influencia%20Grupo%20EPM%20.pdf](https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma_Tecnica_Vigente/Normas_Complementarias_Dise%C3%B1o/Anexo%20A-Par%C3%A1metros%20Meteorol%C3%B3gicos%20Area%20Influencia%20Grupo%20EPM%20.pdf)

5. IDEAM. (2015). *atlas.ideam*. Recuperado el 27 de 05 de 2021, de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>
6. RETIE. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas (RETIE)- Resolución 9 0708 de Agosto 30 De 2013 Con Sus Ajustes*.

## 9 ANEXOS

### Anexo 1. Plano del diseño de redes eléctricas, vereda de Santa Rita



Proyecto: **AMPLIACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

Beneficiario: **VEREDA SANTA RITA**

Contiene: **DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS AÉREAS**

Diseño: **Alfredo Yesid Cañas V. Ingeniero electrico-pasante**

Vo Bo: \_\_\_\_\_

Dibujo: **A.Y.C.V**

Localización: **VEREDA SANTA RITA, TOLEDO NORTE DE SANTANDER**

Fecha: **ABRIL 2021**

Escala: **2600** Plano: **1 de 1**

Archivo: **Plano Electrico (1-2021).dwg**

Observaciones:

---



---



---



---

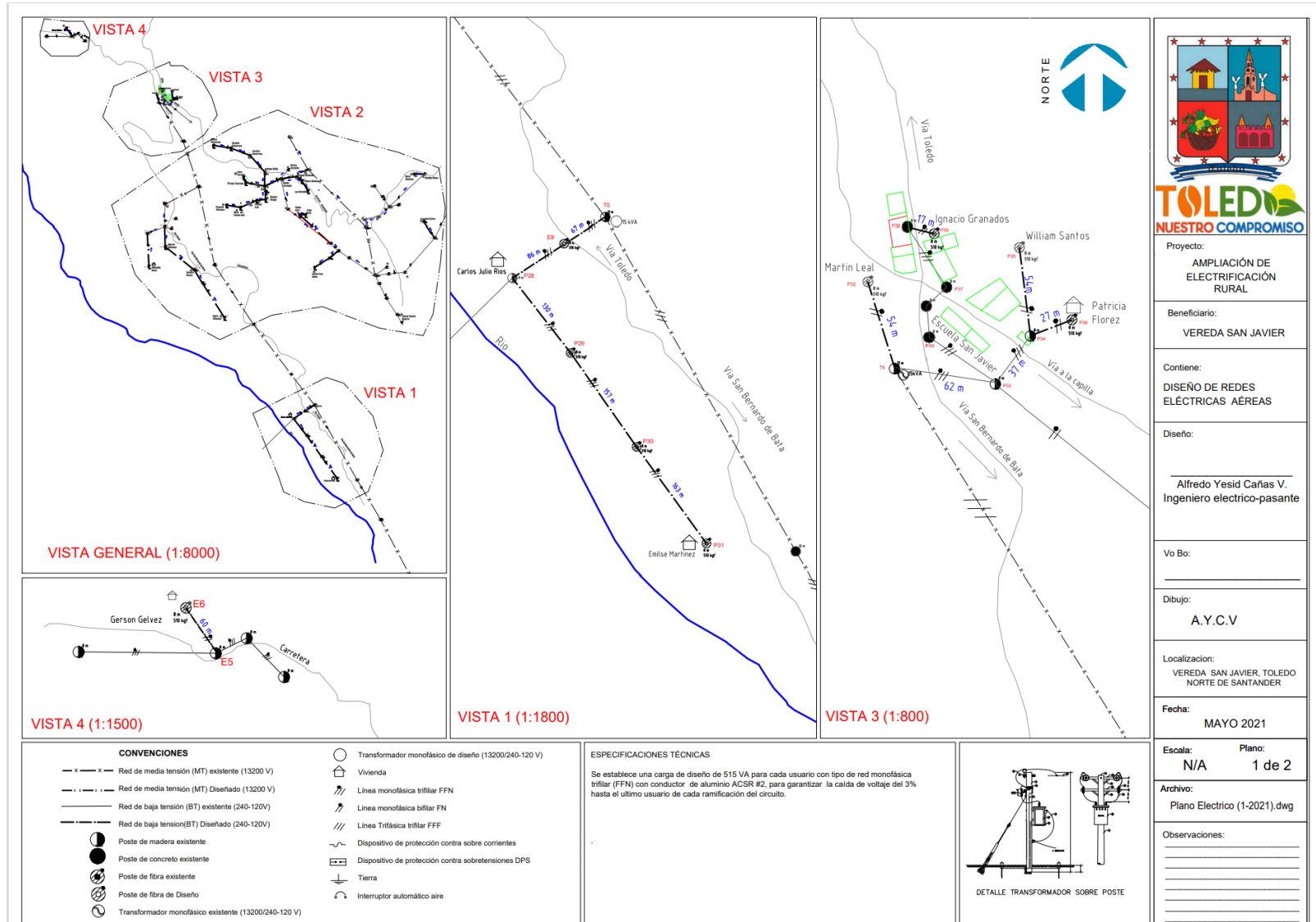


---

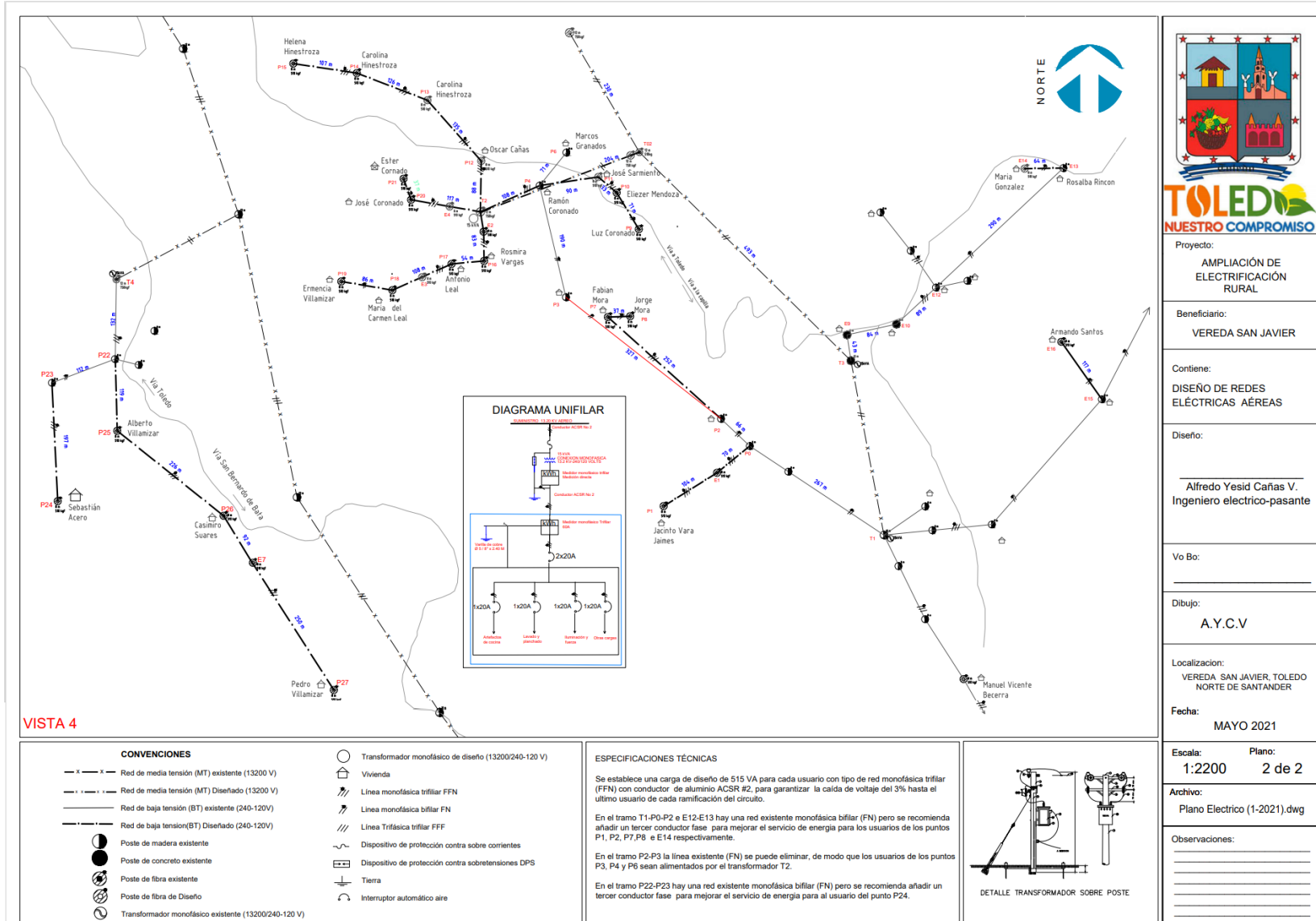


---

## Anexo 2.Plano 1 de 2 del diseño de redes eléctricas, vereda de San Javier



### Anexo 3. Plano 2 de 2 del diseño de redes eléctricas, vereda de San Javier



Proyecto:	AMPLIACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
Beneficiario:	VEREDA SAN JAVIER
Contiene:	DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS AÉREAS
Diseño:	Alfredo Yesid Cañas V. Ingeniero electrico-pasante
Vo Bo:	
Dibujo:	A.Y.C.V
Localización:	VEREDA SAN JAVIER, TOLEDO NORTE DE SANTANDER
Fecha:	MAYO 2021
Escala:	Plano: 2 de 2 1:2200
Archivo:	Plano Electrico (1-2021).dwg
Observaciones:	



Anexo 4. Evidencia de la vivienda sin electricidad en la vereda Santa Rita



Anexo 5. Evidencia de la vivienda sin electricidad en la vereda Santa Rita



Anexo 6. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda Santa Rita



Anexo 7. Lugar donde se proyecta instalar un transformador, Verdea Santa Rita



Anexo 8. Trasformador existente en la vereda de Santa Rita



Anexo 9. Carretera de acceso a la vereda de Santa Rita



Anexo 10. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier



Anexo 11. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier



Anexo 12. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier



Anexo 13. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier



Anexo 14. Lugar donde se proyecta instalar un transformador en la vereda de San Javier



Anexo 15. Evidencias de la vivienda sin electricidad en la vereda San Javier



Anexo 16. Carretera que conduce a los adentros de las veredas de San Javier



Anexo 17. Transformador Existentes que está al lado de La escuela de San Javier

